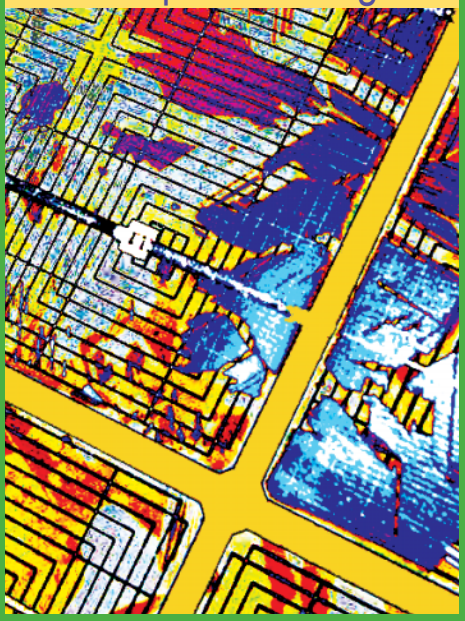
collection Expertise collégiale



Expertise réalisée par l'IRD
à la demande
du Gouvernement de la Nouvelle-Calédonie
et de l'Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Energie

Version bilingue

L'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie

Energy in the development of New Caledonia

Coordination scientifique
Yves Le Bars, Elsa Faugère, Philippe Menanteau, Bernard Multon, Arthur Riedacker, Sébastien Velut

IRD Éditions
Institut de recherche pour le développement

L'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie

L'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie

Coordination scientifique

Yves Le Bars, Elsa Faugère, Philippe Menanteau, Bernard Multon, Arthur Riedacker, Sébastien Velut

Cette expertise collégiale a été réalisée
par l'Institut de recherche pour le développement (IRD)
à la demande du Gouvernement de la Nouvelle-Calédonie
et de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME).

IRD Éditions
INSTITUT DE RECHERCHE POUR LE DÉVELOPPEMENT
collection Expertise collégiale
Marseille, 2010

Coordination
Département Expertise et Valorisation, IRD

Préparation éditoriale
Marion Enguehard

Traduction en anglais
Cabinet Champollion

Maquette couverture et intérieur
Pierre Lopez

Mise en page
Gris Souris/Aline Lugand

Coordination fabrication
Catherine Plasse

**Le présent ouvrage comporte la synthèse et les recommandations.
Le CD-ROM joint regroupe la version anglaise de la synthèse
et les contributions intégrales des auteurs.**

La loi du 1er juillet 1992 (code de la propriété intellectuelle, première partie) n'autorisant, aux termes des alinéas 2 et 3 de l'article L. 122-5, d'une part, que les « copies ou reproductions strictement réservées à l'usage du copiste et non destinées à une utilisation collective » et, d'autre part, que les analyses et les courtes citations dans le but d'exemple ou d'illustration, " toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause, est illicite " (alinéa 1er de l'article L. 122-4).

Cette représentation ou reproduction, par quelque procédé que ce soit, constituerait donc une contrefaçon passible des peines prévues au titre III de la loi précitée.

© IRD, 2010
ISSN 1633-9924 / ISBN : 978-2-7099-1692-9

Composition du collège des experts

Coordination scientifique

Yves Le Bars, président (YLB Conseils)

Elsa Faugère (Institut national de la recherche agronomique)

Philippe Menanteau (Centre national de la recherche scientifique)

Bernard Multon (École normale supérieure de Cachan)

Arthur Riedacker (Institut national de la recherche agronomique)

Sébastien Velut (Université de Paris 3)

Membres

Mohamed Abdesselam (Société Solener)

Patrice Baby (Institut de recherche pour le développement)

Pierre Couteron (Institut de recherche pour le développement)

Richard Darbéra (Centre national de la recherche scientifique)

Laëtitia Grammatico (Commissariat à l'énergie atomique)

Jean-Michel Most (Centre national de la recherche scientifique)

Ont également participé à la réalisation de cette expertise collégiale

Rapporteure

Isabelle Bourboulon (journaliste indépendante)

Relecture Scientifique

Jacques Percebois (Université Montpellier-1)

Jean-Baptiste Saulnier (Centre national de la recherche scientifique)

IRD – Département Expertise et Valorisation

Anne Geslin-Ferron (chargée de ressources documentaires)

Alexandra Graziani (assistante du Pôle expertise et consultance)

Stéphane Raud (directeur)

Sylvain Robert (responsable du Pôle expertise et consultance)

Sommaire

Présentation du DEV et de la collection Expertise collégiale 13
L'expertise collégiale à l'IRD : objectifs et méthodes 15
Avant-propos 19
Introduction 21
La situation énergétique 29

■
Synthèse et recommandations

LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE :
UN ENJEU MAJEUR POUR LE DÉVELOPPEMENT DURABLE
DE LA NOUVELLE-CALÉDONIE ET SA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE 45
L'énergie dans les discours et les pratiques 47
État des lieux des discours actuels vis-à-vis de l'énergie
et de la MDE en Nouvelle-Calédonie 47
État des lieux des pratiques : la consommation des ménages
en matière énergétique 54
État de l'art sur les discours et les pratiques en matière de maîtrise
de la demande en énergie en dehors de la Nouvelle-Calédonie 55
Propositions pour faire évoluer les discours et les pratiques
des Néo-Calédoniens vers davantage de maîtrise de l'énergie 62
***La maîtrise de l'énergie dans le domaine du bâtiment
et des équipements*** 63
État des lieux de la MDE dans le domaine du bâtiment
et des équipements en Nouvelle-Calédonie 63
État de l'art de la MDE dans le domaine du bâtiment
et des équipements, en dehors de la Nouvelle-Calédonie 71
Propositions d'amélioration en matière de MDE dans le domaine
du bâtiment et des équipements en Nouvelle-Calédonie 82

Le potentiel d'efficacité énergétique des systèmes industriels et la valorisation des déchets 86
Pour un accroissement de la maîtrise de l'énergie dans le domaine industriel 86
Contribution à l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes industriels en Nouvelle-Calédonie 88
Quel combustible primaire choisir ? 89
Les points forts de l'efficacité énergétique sur le site de la SLN 90
Les points faibles de l'industrie néo-calédonienne dans le domaine de l'efficacité énergétique 92
Quels résultats attendre de l'amélioration de l'efficacité énergétique ? 93
Quelles incitations possibles pour favoriser les innovations ? 95
Conclusion 95

La maîtrise de l'énergie dans le domaine des transports 97
État des lieux de la MDE dans le domaine des transports en Nouvelle-Calédonie 97
État de l'art de la MDE dans le domaine des transports en dehors de la Nouvelle-Calédonie : de l'énergie à l'environnement 101
Propositions d'amélioration en matière de MDE dans le domaine des transports en Nouvelle-Calédonie 103
Conclusion 110
Conclusions et recommandations 112

LES NOUVELLES TECHNOLOGIES EN MATIÈRE DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE D'ÉNERGIE 115

Les nouvelles technologies à mobiliser pour la Nouvelle-Calédonie 120
Les carburants classiques et alternatifs 120
Les technologies de production d'électricité 132
Les technologies de stockage de l'énergie 149

Aspects non technologiques 159
Les performances économiques des nouvelles technologies 159
Conclusions 170
Faisabilité pour les filières envisagées, compte tenu des contraintes liées à l'occupation du territoire 171

L'influence du contexte réglementaire sur le développement des énergies renouvelables 175
Conclusions et potentiel d'application à la Nouvelle-Calédonie 182
Disponibilité des données 185
Conclusion et recommandations 187

LES ÉMISSIONS ET LES RÉDUCTIONS D'ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE EN NOUVELLE-CALÉDONIE 193

La question climatique et les émissions de gaz à effet de serre 195
L'évolution du climat 196
Les autres émissions de gaz à effet de serre 200
Les émissions de GES de la Nouvelle-Calédonie 202

Le captage et le stockage géologique du gaz carbonique 205
Les grandes orientations technologiques pour réduire le coût du captage du CO_2 207
Les procédés en cours de développement pour le captage du CO_2 des centrales thermiques 208
Les procédés de séparation et de captage 214
Conclusion : ces techniques de piégeage du CO_2 sont-elles applicables à la Nouvelle-Calédonie ? 216
Conclusion générale concernant le captage du CO_2 sur les sites de production d'électricité et de traitement du nickel en Nouvelle-Calédonie 218

Comment la Nouvelle-Calédonie pourrait-elle tirer parti de son contexte géologique en matière de recherche et d'expérimentation sur les technologies de stockage de CO_2 ? 224
Bref aperçu du contexte géologique de la Nouvelle-Calédonie 224
Le stockage de CO_2 dans les formations géologiques : état de l'art 227
Comment la Nouvelle-Calédonie peut-elle tirer parti de son contexte géologique ? 232
L'intérêt du stockage du CO_2 en Australie 235
Mutualiser l'expérience néo-calédonienne de séquestration minéralogique du CO_2 ? 236
Conclusion 237

L'utilisation éventuelle des biomasses ligno-cellulosiques importées et produites localement pour substituer du charbon dans la production de nickel 239
Le nickel, une industrie très intensive en carbone 239
L'intérêt des biomasses ligno-cellulosiques par rapport au charbon dans les centrales électriques et les usines métallurgiques 240
La faisabilité technique d'une co-utilisation de charbon et de biomasses ligno-cellulosiques sèches 241

Les variations de stocks de carbone dans la végétation en Nouvelle-Calédonie 244
Les forêts et l'espace rural : aspects institutionnels et sociaux 244
La végétation de la Nouvelle-Calédonie 248
Quelles capacités d'augmentation de stocks de carbone et quels risques de diminution des stocks moyens dans ces diverses formations végétales ? 255
Conséquences par rapport aux engagements demandés aux pays de l'annexe I sous la Convention climat et sous le protocole de Kyoto 260
Les inventaires pour déterminer les variations de stocks 265
Le stockage de carbone dans le bois des constructions 268
Conclusions - recommandations 268

Considérations sur les réductions d'émissions, notamment via le stockage, et recommandations pour la Nouvelle-Calédonie 273
Les actions à envisager pour stabiliser les émissions de gaz à effet de serre 273
Le suivi des émissions de gaz à effet de serre 274
La réduction des émissions de gaz à effet de serre d'origine fossile 274
Recommandations 278

L'INSERTION INTERNATIONALE DE LA NOUVELLE-CALÉDONIE 281
La géopolitique de l'énergie 283
Demandes énergétiques et stratégies de sécurité 283
La situation énergétique des États de la région 294
Les grandes entreprises 297

Quels scénarios possibles d'insertion de la Nouvelle-Calédonie dans la dynamique internationale de la Convention des Nations unies pour le climat ? 300
Historique et contexte des négociations 301
La Convention cadre sur le changement climatique et les obligations des pays l'ayant ratifiée 307
Le protocole de Kyoto et les obligations des pays l'ayant ratifié 309
Les perspectives d'évolution post 2012 317

Les stratégies d'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie 321
Les relations internationales de la Nouvelle-Calédonie 321
Les organisations régionales : l'énergie rattrapée par l'environnement 322
La coopération bilatérale 324
La Nouvelle-Calédonie et les négociations internationales sur le climat 325
Conclusion 333
Recommandations 334

QUEL CADRE POUR UNE POLITIQUE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT AU SERVICE DU DÉVELOPPEMENT DE LA NOUVELLE-CALÉDONIE ? 337

Les options techniques, les enjeux, atouts et contraintes 340
L'analyse technico-économique révèle quelques priorités 342
La question énergétique est liée aux choix d'aménagement du territoire 347
La problématique foncière doit être prise en compte 349
Quels moyens d'action pour mettre en œuvre une politique de l'énergie et du climat ? 350

Quelle gouvernance de ces domaines ? Quels rôles pour les différents acteurs ? L'approche juridique 365
Les principaux acteurs du secteur de l'énergie en Nouvelle-Calédonie 365
La répartition des compétences actuelles des autorités publiques dans le domaine de l'énergie et de l'environnement industriel 366
Propositions d'orientations en matière de gouvernance 369
La coordination dans le domaine de l'énergie 370
Les renforcements possibles de la capacité de régulation, dans une perspective d'intégration des dimensions énergie et climat 371

Quel sont les processus d'élaboration des décisions publiques ?
L'approche sociopolitique 374
Conclusion 379
Recommandations 380

EN CONCLUSION, POUR QUATRE OBJECTIFS POSSIBLES, DES RECOMMANDATIONS SYNTHÉTIQUES 381

FICHES DE RECOMMANDATION 387

Annexes

1 – Lettre de saisine 447
2 – Cahier des charges de l'expertise collégiale 448
3 – Présentation du collège des experts 456
4 – Présentation du comité de suivi 459
5 – Abréviations 464
6 – Personnes à remercier pour leur contribution 469

Chapitres analytiques (CD-ROM)

Axe 1 – La maîtrise de l'énergie
Coordinatrice : E. Faugère
Experts : M. Abdesselam, R. Darbéra, J.-M. Most CD-ROM

Axe 2 – Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie
Coordinateur : B. Multon
Experts : P. Menanteau, J.-M. Most, A. Riedacker CD-ROM

Axe 3 – Les émissions et les réductions d'émissions de GES en Nouvelle-Calédonie
Coordinateur : A. Riedacker
Experts : P. Baby, P. Couteron, J.-M. Most CD-ROM

Axe 4 – L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie
Coordinateur : S. Velut
Experts : P. Baby, A. Riedacker CD-ROM

Axe 5 – Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ?
Coordinateur : Y. Le Bars
Experts : R. Darbera, E. Faugere, L. Grammatico, P. Menanteau, B. Multon, S. Velut CD-ROM

Présentation du DEV et de la collection Expertise collégiale

L'Institut de recherche pour le développement (IRD) s'appuie sur son Département expertise et valorisation (DEV) pour valoriser les résultats de la recherche issus de projets scientifiques centrés sur la relation entre l'homme et son environnement dans la zone intertropicale au bénéfice des pays du Sud et du monde socio-économique.

L'expertise collégiale est, dans cette perspective, conçue à l'IRD comme une forme originale de valorisation de la recherche, appuyée sur une méthodologie éprouvée. Le DEV pilote, organise et garantit la qualité de l'ensemble de ses étapes, depuis le traitement de la saisine jusqu'à l'édition du rapport du collège des experts dans la collection IRD « Expertise collégiale ». Depuis 2001, dix expertises ont été publiées :

D. Fontenille, C. Lagneau, S. Lecollinet, R. Lefait-Robin, M. Setbon, B. Tirel, A. Yebakima (éd.), 2009 – *La lutte antivectorielle en France*. Marseille, IRD Éditions, 536 p.

J. Marie, P. Morand, H. N'Djim, 2007 – *Avenir du fleuve Niger*. Paris, IRD Éditions, 288 p.

M.-L. Beauvais, A. Coléno, H. Jourdan, 2006 – *Les espèces envahissantes dans l'archipel néo-calédonien*. Paris, IRD Éditions, 260 p.

A.-M. Moulin, J. Orfila, J.-F. Schémann, 2006 – *Lutte contre le trachome en Afrique subsaharienne*. Paris, IRD Éditions, 296 p.

J. Guézennec, C. Moretti, J.-C. Simon, 2006 – *Substances naturelles en Polynésie*. Paris, IRD Éditions, 302 p.

M. Francois, R. Moreau, B. Sylvander, 2005 – *Agriculture biologique en Martinique*. Paris, IRD Éditions, 304 p.

R. Coriveau, B. Philippon, A. Yebakima, 2003 – *La dengue dans les départements français d'Amériqu*e. Paris, IRD Éditions, 208 p.

R. Barre, V. Hernandez, J.-B. Meyer, D. Vinck, 2003 – *Diasporas scientifiques*. Paris, IRD Éditions, 198 p.

A. Samé-Éboko, E. Fondjo, J.-P. Éouzan, 2001 – *Grands travaux et maladies à vecteurs au Cameroun*. Paris, IRD Éditions, 222 p.

J.-P. Carmouze, M. Lucotte, A. Boudou, 2001 – *Le mercure en Amazonie*. Paris, IRD Éditions, 494 p.

L'expertise collégiale à l'IRD : objectifs et méthodes

L'IRD assure au titre de ses missions d'établissement public scientifique et technologique le « développement d'une capacité d'expertise » (art. L 112-1 c bis du Code de la recherche, dans le droit français), notamment sous la forme d'expertises scientifiques collectives dites « expertises collégiales ».

Vu l'amplitude de son objet social (le développement, les Suds, les relations de l'homme à son environnement dans la zone intertropicale) et son implantation dans les différentes aires régionales du Sud via ses représentations, l'IRD est particulièrement appelé à embrasser des problématiques globales complexes qui, par définition, nécessitent à la fois un recours croisé aux connaissances les plus récentes et une transmission de celles-ci vers la société et les acteurs sociaux. L'exercice de l'expertise collégiale s'intègre là pleinement dans les missions de l'Institut et vient offrir sa plus-value, dans cet espace où doivent être rassemblés et ordonnés les éléments propres à éclairer la décision dans la sphère publique.

Ce qu'est l'expertise collégiale à l'IRD

L'expertise collégiale est fondamentalement un exercice original de transfert de la connaissance scientifique vers la sphère des décideurs et dirigeants (en bref, ceux dont la fonction est, dans leur institution, de décider ou d'organiser la décision au profit de la collectivité, sur le fondement d'un mandat ou non), réalisé en relation avec une question initiale posée par ces derniers. Elle a pour objet de fournir, à la demande d'un ou plusieurs commanditaires (des autorités publiques, dans la très grande majorité des cas), une analyse scientifique pluridisciplinaire sur un sujet déterminé à partir d'une revue complète de l'état de l'art.

Ainsi conçue, elle se traduit toujours par :

- une relation contractualisée avec le commanditaire, sur le fondement d'une liste de questions initiales et d'un financement acquis ;

■ la délimitation d'une question à objet large et à enjeux multiples, d'une portée nationale ou régionale, qu'une approche monodisciplinaire ne peut prétendre aborder seule ;

■ la mise en place d'un collège pluridisciplinaire d'experts issus de communautés scientifiques et d'établissements différents (organismes, universités, agences), recrutés pour leur compétence individuelle et leur connaissance avérée de la question abordée ;

■ une mise en perspective et une retraduction de la question initiale, appuyées sur un état des lieux (éventuellement déjà réalisé en partie) et des données disponibles, et sur un traitement pluridisciplinaire ;

■ la formulation de conclusions et recommandations, destinées à éclairer voire appuyer la décision ou l'action publique à venir.

L'expertise collégiale est réalisée dans une relation étroite et suivie avec des processus ou mécanismes de prise de décision, le plus souvent dans le domaine des « politiques publiques » de la compétence de l'Etat ou d'autorités régionales ou locales. En cela, elle se différencie de l'activité de production de la connaissance scientifique *stricto sensu*. L'indépendance et la responsabilité solidaire du collège des experts se conjuguent donc avec les exigences et délais attachés à la demande et au commanditaire.

Elle constitue ainsi une forme originale de valorisation de la recherche, qui vient autant exploiter les connaissances les plus récentes qu'ouvrir des pistes nouvelles de recherche à la frontière de plusieurs domaines scientifiques. La démarche « expertise collégiale » n'est donc pas exclusive mais complémentaire de la réalisation de programmes de recherche, soit en cours, soit à venir. Les experts qui y participent, chercheurs ou enseignants-chercheurs de profession dans la très grande majorité des cas, témoignent de la richesse de l'exercice, au plan professionnel comme personnel.

En somme, l'expertise collégiale contribue véritablement à « faire parler » la recherche, en l'ancrant dans un contexte où elle vient en réponse à une demande.

La reconnaissance d'un projet se prêtant à expertise collégiale : critères et méthode

Le travail essentiel au stade du projet est d'identifier la demande (avérer ses sources, son objet précis, son contexte, ses porteurs) et de la formaliser

jusqu'à ce qu'elle se transforme en commande. La demande peut émaner directement d'une entité qui sera elle-même le bailleur de fonds, ou pas. Lorsque la demande est latente, les représentants de l'IRD et les chercheurs de l'IRD affectés sur place apportent un précieux relais et aident le partenaire à la formuler : ils sont le mieux à même de tirer le meilleur parti de leurs réseaux locaux (institutionnels, scientifiques, interpersonnels) et de leur connaissance du terrain.

Lorsque la demande est suffisamment identifiée, le Département expertise et valorisation de l'IRD l'examine, l'approfondit et la cale dans le processus « expertise collégiale » au vu de trois critères principaux habituellement retenus :

- identification claire de l'expression du besoin du demandeur et des processus décisionnels engagés ;
- recours jugé central et indispensable à une synthèse de la connaissance scientifique pour l'éclairage, l'évaluation et l'analyse des politiques publiques concernées et des enjeux posés ;
- existence d'une littérature suffisante (scientifique, publiée ou grise, mais aussi revues professionnelles, dossiers sectoriels…) et de données consolidées sur le sujet et accessibles.

Ces points sont vérifiés autant que possible en amont par recoupement des informations disponibles et exploitation de la bibliométrie. Lorsque l'un de ces trois critères fait défaut, l'IRD s'accorde le droit de ne pas donner suite.

Le déroulement d'une expertise collégiale

Telle que conçue et mise en œuvre à l'IRD, une expertise collégiale relève d'un modèle méthodologique bien éprouvé, certifié ISO 9001:2000. Elle s'appuie sur un ensemble de normes, règles et pratiques, que le Département expertise et valorisation déploie et actualise au gré des travaux produits.

Le Département expertise et valorisation de l'IRD pilote en propre et assemble l'ensemble des opérations du processus « expertise collégiale », depuis la saisine initiale, le recrutement des experts jusqu'au rendu du rapport final et à la publication de l'ouvrage.

Toute expertise collégiale débute officiellement à compter de la signature de la convention par les deux parties (IRD, commanditaire). Les accords, recrutements, installations d'instances, modalités de travail, etc. sont conclus dans la période qui suit.

Les termes exacts des questions liées à la commande sont définis avec la plus grande précision par l'organisation, lors de l'« atelier initial », d'un échange approfondi entre le commanditaire, des représentants des communautés scientifiques concernées et, éventuellement, les diverses parties prenantes. Il faut, en effet, objectiver précisément les attendus des uns et des autres et délimiter clairement ce qui peut être traité d'un point de vue scientifique et ce qui ne saurait l'être. Certaines questions, sans nul doute cruciales pour la décision politique, ne peuvent en leurs termes mêmes relever d'une approche scientifique ; il convient donc de les écarter. De l'autre, néanmoins, il importe que les experts aient une très bonne connaissance du contexte politique et des processus décisionnels engagés.

L'expertise est dès lors menée durant une période d'un an par le collège des experts, sous la responsabilité de son président et de la coordination scientifique (un coordonnateur par axe thématique). Un comité de suivi composé des représentants du commanditaire et de ses éventuels partenaires, est tenu régulièrement informé de l'avancement des travaux. Les observations qu'il formule sont transmises au collège des experts, qui les examine.

Au terme de l'expertise, douze à quinze mois après la tenue de l'atelier initial, le rapport final est remis au commanditaire, qui comprend la synthèse et le texte intégral des contributions des experts. Ce rapport est publié dans la collection « Expertise collégiale » des éditions de l'IRD.

Avant-propos

Par courrier en date du 17 juin 2008, le Gouvernement de la Nouvelle-Calédonie et l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), par sa Représentation territoriale, confiaient à l'Institut de recherche pour le développement (IRD) la réalisation d'une expertise scientifique portant sur *L'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie*. C'est dans le cadre d'un instrument et d'une méthode qu'il propose depuis près de dix ans maintenant à ses partenaires du Sud et de l'outre-mer tropical français, à savoir l'« expertise collégiale », que l'IRD a conduit ce travail sous le pilotage de son Département expertise et valorisation.

Au moment où l'IRD redéfinit ses orientations stratégiques et ses priorités scientifiques et géographiques, ce premier travail du genre consacré à la question de l'énergie et à ses enjeux mérite d'être relevé, particulièrement dans le contexte présent de la Nouvelle-Calédonie et des décisions que le Territoire s'apprête à prendre. L'ambition a été grande en effet, sur ce sujet à multiples facettes et à la croisée de nombreuses disciplines. Le choix a été fait avec les autorités commanditaires de couvrir le sujet le plus largement possible, plutôt que de se limiter à une ou deux dimensions, quitte à ne pas disposer de la même profondeur de connaissance sur toute la longueur du spectre. Le collège des experts a, en particulier, jugé nécessaire d'introduire partout où cela était possible les questions du climat et de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, indissociablement liées à celle de l'énergie *stricto sensu*.

Rapidement formé au lendemain de la tenue à Nouméa de l'atelier initial fin octobre 2008, et venu en mission sur le terrain une première fois en mars 2009, ce collège d'experts pluridisciplinaire a rassemblé des chercheurs, enseignants-chercheurs et spécialistes issus de communautés scientifiques *a priori* éloignées les unes des autres, et d'établissements différents (organismes de recherche, universités, ENS Cachan). Leurs compétences et connaissances ont été agrégées et mises « en production » sous la présidence active d'Yves Le Bars, ingénieur général honoraire du génie rural, des eaux et forêts, pour traiter l'un des cinq axes thématiques inscrits au cahier des charges de l'expertise.

Lors du même atelier initial, expression d'une démarche authentique d'association de l'ensemble des parties prenantes voulue par le Gouvernement de la Nouvelle-Calédonie, un comité de suivi rassemblant les commanditaires et les parties prenantes concernées par le sujet a été constitué. Réuni à cinq reprises en près de douze mois, il a été régulièrement informé de l'avancement du travail du collège des experts pour lui formuler ses observations. Lors de son ultime réunion, le 16 décembre dernier, il a donné acte de la remise du rapport.

J'ai aujourd'hui le plaisir de soumettre au lecteur du présent ouvrage le rapport final de cette expertise collégiale. Outre les contributions intégrales des auteurs rassemblées sur CD-ROM, le lecteur soucieux d'accéder rapidement aux conclusions principales de ce travail pourra trouver, au terme de la synthèse, les recommandations formulées par le collège des experts. Parmi les nombreux points soulevés par ces recommandations, je veux relever la nécessité pour la Nouvelle-Calédonie de concevoir un dispositif pérenne et autonome de formation, de recherche, de veille technologique et d'expertise qui capitalise les expérimentations et innovations régionales en matière de stockage géologique du CO_2 et d'adaptation aux changements climatiques, que le Grand observatoire de l'environnement et de la biodiversité terrestre et marine du Pacifique Sud (GOPS) pourrait naturellement appuyer.

Au nom de l'IRD, je souhaite enfin exprimer mes remerciements à l'ensemble des acteurs et collaborateurs qui ont permis à cette expertise collégiale d'aboutir dans le temps contraint imparti à cet exercice.

Michel LAURENT
Directeur général de l'IRD

Introduction

Le contexte de la saisine : évolution de la question posée

Dans une première saisine datée du 21 mai 2007, le gouvernement de la Nouvelle-Calédonie limitait la question posée à l'expertise collégiale au domaine des énergies renouvelables. Il s'agissait d'apporter aux « acteurs et décideurs du secteur de l'énergie un outil de travail précieux pour l'élaboration du projet de schéma de développement équilibré de l'énergie électrique, de la Programmation pluriannuelle d'investissements pour la production électrique (PPIPE) et, bien évidemment, pour l'élaboration par Enercal d'un schéma du transport de l'énergie électrique ».

Le cadre de l'expertise a été par la suite considérablement élargi et enrichi. À l'issue de l'atelier initial organisé à Nouméa les 15 et 16 octobre 2008 en présence de l'ensemble des parties prenantes, l'angle choisi a été celui de « l'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie », cela dans la perspective affirmée de renseigner le plus complètement possible le volet énergie du Schéma d'aménagement et de développement pour 2025 qui, conformément à l'article 211 de la loi organique qui régit le Territoire, doit être adopté fin 2009. Cet ouvrage livre donc un tableau complet des connaissances scientifiques disponibles permettant de définir la politique de l'énergie, entendue comme incluant la question des émissions de gaz à effet de serre, et de hiérarchiser les priorités de l'action des diverses autorités, collectivités et acteurs dans ces domaines.

Outre les considérations objectives portant sur la nécessité de répondre aux enjeux croissants de dépendance énergétique et de maîtrise de l'énergie, on retiendra que cette évolution de la commande résulte de l'excellent dialogue entretenu entre les autorités publiques de la Nouvelle-Calédonie et l'organisme de recherche qu'est l'Institut de recherche pour le développement.

Les données partagées par les experts sur la situation de la Nouvelle-Calédonie

Puisqu'il s'agissait de préparer, en mobilisant le potentiel de la recherche, les décisions futures en matière de développement, il importait pour les experts à l'œuvre de bien connaître la situation actuelle du pays sur les plans économique, énergétique, politique et social. Le bilan énergétique de la Nouvelle-Calédonie, point de départ de notre expertise, fait l'objet d'un chapitre à part que le lecteur trouvera dans les pages suivantes.

Au plan économique, rappelons rapidement quelques données, issues pour une grande part du projet « Nouvelle-Calédonie 2025 » dont les experts ont tiré largement profit. Un territoire peu dense (10 habitants/km^2), très largement marqué par le développement de la Province Sud et de l'agglomération nouméenne (60 % du total de la population) qui, à elle seule, concentre l'essentiel des activités. Un indéniable dynamisme démographique puisque près de la moitié de la population a moins de 25 ans.

Sur le plan industriel, le secteur du nickel domine l'économie du Territoire depuis des décennies, avec plus de 95 % des exportations en valeur, et détermine la plus grande part des besoins énergétiques de la Nouvelle-Calédonie. Aujourd'hui, on estime que la variabilité économique du nickel, les évolutions technologiques qui en réduisent l'utilisation (d'ores et déjà près de la moitié du nickel utilisé par la métallurgie serait du nickel de recyclage) et la forte dépendance du pays à son égard sont autant de facteurs de risques qui pourraient être limités par la recherche de voies de diversification.

La Nouvelle-Calédonie connaît, depuis 1998, une forte croissance économique avec une augmentation annuelle moyenne du PIB de plus 3,5 % qui a permis la création d'un nombre important d'emplois (plus 4,3 % par an en moyenne), notamment dans le secteur tertiaire dominant, même si le pays n'est pas en situation de plein emploi (le chômage touche 7 % de la population active). Néanmoins, à l'exception des rémunérations les plus basses, dont le salaire minimum (SMG), qui ont connu une réelle progression (entre 15 et 20 %), l'ensemble des salaires, du privé comme du public, ont régressé en francs constants au cours des neuf dernières années (source : Institut national de la statistique et Direction du travail, mars 2009).

On note aussi la très grande dépendance du pays à l'égard des importations, y compris dans des domaines aussi essentiels que les produits agricoles et les énergies fossiles. En Nouvelle-Calédonie, la vie est d'ailleurs particulièrement chère. Selon l'étude publiée par le cabinet Syndex, en 2009, le taux de marge d'exploitation du commerce serait passé de 48,6 % en 1998 à 61,1 % en 2007, largement au-dessus des chiffres métropolitains.

Le secteur public qui représente 34,9 % de l'emploi salarié est largement impliqué dans le développement, initié ou accompagné dans les provinces par les sociétés d'économie mixtes provinciales depuis la signature des Accords de Matignon-Oudinot. Le tissu des entreprises est partagé entre quelques très grandes entreprises et une multitude de petites entreprises, sans qu'il n'existe de véritable palier intermédiaire. En dehors du nickel, du tourisme et de l'aquaculture, l'activité des entreprises calédoniennes est presque entièrement tournée vers le marché intérieur et subit un ensemble de contraintes spécifiques, comme l'éloignement et l'insularité, des ressources insuffisantes en main-d'œuvre qualifiée et une monnaie, le franc pacifique, très peu reconnue au niveau international.

Une série d'atouts peuvent cependant constituer l'assise du développement de nouveaux secteurs de la Nouvelle-Calédonie : les ressources naturelles, l'inscription de son lagon au patrimoine mondial de l'humanité, un tissu industriel développé, la relative proximité de l'Asie dont le poids économique est considérable, et la situation dans le Pacifique (les échanges régionaux avec l'Australie et la Nouvelle-Zélande tendent à augmenter).

À noter enfin, au plan environnemental, que les moyens alloués en matière de traitement des déchets, de gestion de l'eau et de l'assainissement, de la protection de la biodiversité, de la maîtrise de la demande d'énergie et des énergies renouvelables demeurent encore assez faibles.

Aux plans politique et social, les Accords de Matignon de 1988 ont su répondre à la question essentielle posée par le problème calédonien : comment permettre aux Kanaks indépendantistes d'acquérir des lieux de pouvoir chez eux, où ils sont devenus minoritaires. L'Accord de Nouméa, de 1998, a systématisé le nouveau modèle en vigueur, d'une originalité sans précédent dans l'histoire de la République : une démocratie consensuelle au lieu d'une démocratie majoritaire, un gouvernement composé à la proportionnelle des groupes du congrès assemblant tous les groupes politiques et un transfert progressif des compétences de l'État vers la Nouvelle-Calédonie. C'est ainsi

que depuis dix ans, le gouvernement pluraliste fonctionne suivant ce que le professeur Jean-Yves Faberon, professeur à l'université de Montpellier, appelle un « consensus obligé » voulu entre les uns et les autres.

Avec le projet Nouvelle-Calédonie 2025, qui dépasse la mise en œuvre de l'Accord de Nouméa, le futur schéma d'aménagement et de développement de la Nouvelle-Calédonie devrait offrir un cadre structurant pour la conception des politiques publiques. Répétons que c'est bien dans ce cadre que se situe notre expertise. Mais, actuellement, la définition des compétences faites par la loi organique pose d'importantes difficultés (insécurité juridique pesant sur certains textes, discussions complexes sur qui dispose de quelle compétence normative, absence de procédure pour sécuriser ce qui fait pourtant consensus, etc.). Dans le domaine qui nous intéresse, il existe une relative ambiguïté sur les responsabilités des différents acteurs puisque l'énergie et l'environnement concernent à la fois les provinces, certaines municipalités, le gouvernement de Nouvelle-Calédonie et l'État.

La question foncière est, elle aussi, d'ordre politique et social. Le statut de la propriété foncière est complexe, en particulier en raison de la revendication coutumière sur la terre néo-calédonienne qui fonde l'identité kanak. Sur le terrain, les experts en ont mesuré la complexité dont il faut nécessairement tenir compte pour l'accès éventuel aux biomasses forestières pour substituer les combustibles fossiles ou le stockage de CO_2 dans des puits de carbone.

Notons aussi, malgré l'absence d'enquête d'opinion sur le sujet, qu'il n'y a pas encore de véritable prise de conscience de la contrainte environnementale et énergétique. Pourtant, la Nouvelle-Calédonie affiche de hautes ambitions, dans ce domaine, marquées notamment par le récent classement de la barrière de corail au patrimoine mondial de l'humanité. Des actions ont déjà été entreprises, comme le travail de sensibilisation mené par l'ADEME et la Dimenc dans le cadre du CTME sur la haute qualité environnementale (HQE) dans l'habitat. La jeune université de la Nouvelle-Calédonie, de son côté, a mis en place un dispositif d'enseignement très orienté vers la formation de géologues, à destination des employeurs principaux de l'administration et des entreprises du nickel. Autant dire que le Territoire a un rôle évident à jouer sur ce plan et a besoin de trouver des alliés. La Nouvelle-Calédonie pourrait même, en développant ses relations dans ce domaine avec l'Australie, devenir un laboratoire innovant sur les questions de sécurité énergétique, d'économies d'énergie et d'énergies renouvelables pour l'ensemble

de la région Pacifique Sud, et en retirer des avantages industriels conséquents. C'est la vocation de la présente expertise collégiale que de contribuer, à son niveau, à cet ambitieux dessein.

Les cinq parties de l'expertise

Pour apporter des réponses aux principaux enjeux que sont la sécurité énergétique, la protection de l'environnement (réduction des gaz à effet de serre notamment) et l'insertion régionale de la Nouvelle-Calédonie à travers la question énergétique, le collège des experts a élaboré un plan logique en cinq grandes parties conforme à la liste des questions initiale qui lui a été soumise. Chacun, sous la responsabilité d'un coordinateur, se structure lui-même en deux parties : un état des lieux documenté adapté à la question traitée et des recommandations classées par priorité et par échéance.

Les références de la littérature scientifique et de la littérature grise sur le sujet peuvent être consultées dans le CD-ROM.

La maîtrise de l'énergie : un enjeu majeur pour le développement durable de la Nouvelle-Calédonie et sa sécurité énergétique

En tous lieux, la maîtrise de l'énergie offre une marge de manœuvre considérable et peut avoir des conséquences importantes sur les autres composantes d'une politique énergétique. Il était donc légitime d'aborder l'expertise par ce premier axe en apportant l'ensemble des connaissances du secteur, en particulier concernant l'efficacité énergétique des équipements dans le bâtiment (climatisation, notamment). Réduire la consommation d'énergie suppose aussi une modification des comportements : il y donc lieu de préciser à la fois le diagnostic, les outils pour agir (éducation à l'environnement et sensibilisation aux écogestes) et les signaux possibles (tarifaire, réglementaire, fiscal) pour promouvoir la maîtrise de l'énergie.

Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie

Il s'agit ici de présenter l'ensemble des nouvelles technologies de production (marines et terrestres) et de stockage de l'énergie, d'analyser

leur impact, sur l'emploi notamment, et d'étudier leur faisabilité pour la Nouvelle-Calédonie, compte tenu des données de milieux et des contraintes liées à l'occupation du territoire. Dans la partie précédente, on s'intéresse également au contexte réglementaire dans la mesure où il peut influencer fortement le développement des énergies renouvelables (solutions et différenciations tarifaires et fiscales, systèmes d'aide).

La réduction des gaz à effet de serre et les moyens de compensation

Là aussi, on se propose de recenser toutes les technologies existantes (ou en recherche) de captage et de stockage de CO_2, avec un éclairage particulier sur les outils d'évaluation du stock. Parmi les moyens de compensation, on s'intéressera à l'utilisation éventuelle des biomasses forestières pour substituer des combustibles fossiles (charbon), couplée à la séquestration géologique dans le cas des sites fortement émetteurs de CO_2 (industries, centrales électriques). On traitera également des aspects économiques de la réduction des émissions de CO_2 en évaluant les coûts à moyen et long termes des différentes options de captage et de stockage.

La géopolitique de l'énergie et la coopération régionale

Il s'agit ici d'étudier les scénarios d'approvisionnement en combustibles fossiles et la façon dont ils peuvent affecter la sécurité énergétique de la Nouvelle-Calédonie. À partir de là, on explorera toutes les dimensions de la coopération régionale énergétique (échange d'expériences et de compétences, accès aux ressources). Un éclairage particulier sera apporté aux scénarios possibles d'insertion de la Nouvelle-Calédonie dans la dynamique internationale de la convention des Nations unies pour le climat, ainsi qu'à l'analyse juridique des obligations internationales qui y sont liées et à leur impact sur la gouvernance.

La gouvernance de l'énergie en Nouvelle-Calédonie

En fonction de tout ce qui précède, quelles peuvent être les responsabilités des différents acteurs, institutionnels et privés – communes, provinces, congrès,

gouvernement, État, producteurs, concessionnaires ? Cet axe s'intéressera à l'ensemble des aspects juridiques (dispositifs réglementaires), économiques, fonciers et d'aménagement du territoire des différents scénarios envisagés pour la politique énergétique de la Nouvelle-Calédonie. On y inclura des propositions sur la formation et le développement des compétences techniques et l'amorçage de marchés (par le biais d'incitations à la création d'entreprises) dans les domaines concernés.

La situation énergétique

Le collège des experts a souhaité rassembler et mettre en perspective les quelques grandes données générales qui suivent et les exposer ici en préalable. Celles-ci concernent d'une part les évolutions potentielles des consommations d'énergie dans le monde d'ici 2050, avec ou sans contrainte climatique, et d'autre part la situation énergétique en Nouvelle-Calédonie. C'est ce fonds commun de données que les experts ont partagé au moment d'initier leurs analyses respectives, avant de les prolonger par des investigations spécifiques complémentaires. Dans ce premier chapitre, nous présentons également un bref panorama des acteurs, qu'ils soient institutionnels et privés, et des opérateurs de l'énergie.

Les perspectives d'évolution des consommations énergétiques dans le monde d'ici à 2050

Il est toujours difficile de faire des prévisions. Très souvent, dans le passé, celles des prévisionnistes ont dépassé les consommations réellement observées par la suite. Pour situer les enjeux, on peut néanmoins s'appuyer sur deux scénarios extrêmes de modélisation des évolutions probables de ces consommations obtenus par un laboratoire du Centre national de la recherche scientifique (CNRS) et de l'université Pierre Mendès France de Grenoble. Dans le premier, appelé au fil de l'eau, car sans contrainte de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), les consommations mondiales de charbon et de pétrole continueraient d'augmenter fortement pour sans doute doubler d'ici à 2050. Cela aurait évidemment des effets sur les prix des combustibles.

Dans le second scénario, destiné à stabiliser le climat en divisant les émissions mondiales de GES par 2, ces consommations devraient en 2050 être inférieures de 40 % à ce premier scénario et n'atteindre que 13 Gtep au lieu de 23 Gtep[1] ! Mais, comme cela ne suffirait pas pour stabiliser les émissions, sur

[1] Gtep : giga tonne équivalent pétrole (milliard de tep), ce qui équivaut (sur la base du Pouvoir calorifique inférieur – PCI) à 11 600 milliards de kWh ou encore 41,8 EJ (exajoules, milliards de milliards de joules).

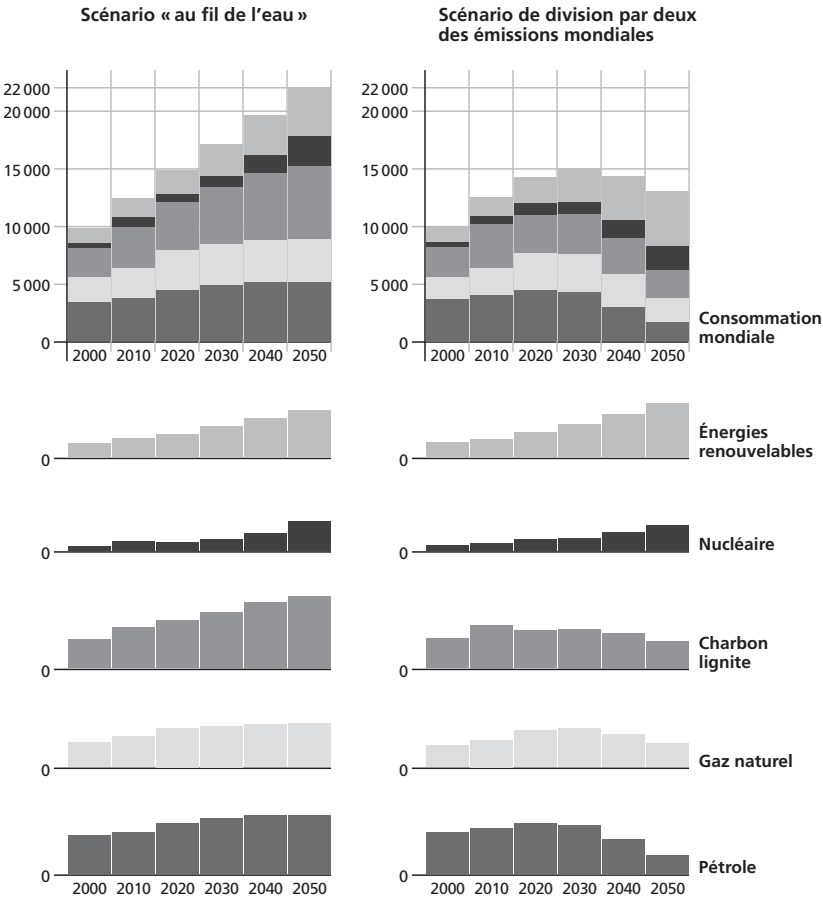


Figure 1

Projections de la consommation mondiale d'énergie d'ici à 2050 (en milliards de tonnes équivalent pétrole)

D'après le modèle Poles (modèle de simulation du système énergétique mondial à l'horizon 2050), pour un scénario sans contrainte de réductions de GES (à gauche) et pour un scénario ayant pour objectif la stabilisation du climat (à droite).
Source : Modèle POLES du LEPII (Laboratoire d'économie de la production et de l'intégration internationale pour le Conseil d'analyse stratégique, 2008)

les 16 milliards de tonnes CO_2 générés par ces combustibles, environ un tiers devrait être capté à la sortie des grandes chaufferies et stocké dans la croûte terrestre. Sous ce scénario, les énergies n'émettant pas d'émissions nettes de CO_2 représenteraient 55 % de la fourniture totale d'énergie en 2050[2].

Notons que depuis la parution de la précédente étude, et la dernière crise économique, les derniers scénarios (par exemple de l'Agence internationale de l'énergie) n'envisagent plus des croissances de consommation aussi fortes, prévoyant même la possibilité d'une baisse de la consommation d'énergie grâce à l'énorme gisement représenté par l'efficacité énergétique.

Dans les pays industrialisés, cette contrainte est encore plus forte. En France métropolitaine, selon la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, ces émissions devront en effet, à cet horizon, avoir été divisées par quatre. Par ailleurs il faudra arrêter les déboisements et, si possible, favoriser les boisements de terres non cultivées tout en produisant des bioénergies[3]. En somme, le déploiement intensif de politiques favorisant l'efficacité énergétique et accélérant la pénétration des énergies renouvelables, associé à l'accroissement du stockage de carbone (utilisation des espaces ruraux, captage à des coûts acceptables en sortie des grandes unités de production), pourraient constituer de puissants accélérateurs de réduction des émissions de GES.

La situation énergétique de la Nouvelle-Calédonie

La consommation d'énergie : à cinq ans, un doublement des besoins

En Nouvelle-Calédonie, les besoins sont globalement satisfaits par des moyens relativement traditionnels. L'électricité est produite par des moyens thermiques à flamme, à turbine ou à combustion interne (fioul, gazole, charbon), par des moyens hydrauliques et, dans une moindre mesure, par des éoliennes et des générateurs photovoltaïques. Les besoins en transports sont satisfaits par des carburants liquides (gazole, essence). Mais, si l'on se

[2] Criqui P., 2009 – Vers une rupture profonde du modèle énergétique mondial, La Documentation française, Questions internationales *Le climat risques et débats*, n° 38 juillet-août 2009 : 67-75.

[3] Dameron V., Barbier C. et Riedacker A., 2005 – Les réductions potentielles d'émissions de CO_2 par des plantations forestières sur des terres agricoles dans le monde à l'horizon 2050, *Cahier du Clip*, n° 17 septembre 2005 : 41-91.

projette dans l'avenir, la problématique devient plus complexe car les besoins en énergie vont évoluer et nécessiter la mise en œuvre de nouveaux moyens de production.

Concernant les consommations énergétiques, celle de l'industrie minière (extraction et métallurgie) représente aujourd'hui environ les deux tiers de la consommation d'énergie primaire de Nouvelle-Calédonie et cette proportion va croître considérablement avec la montée en puissance des usines de Vale Inco (Goro Nickel), puis de Koniambo. L'évolution de la consommation industrielle risque donc de masquer complètement celle qui est due aux autres usages et, notamment en matière de maîtrise de l'énergie, cela risque de décourager les initiatives pourtant indispensables. Pour mieux identifier les objectifs et les actions spécifiques à ces différents secteurs, nous considérons qu'il est nécessaire de distinguer les besoins – et, sans doute, les modes de production associés – de l'industrie minière du reste de l'activité énergétique du pays.

En 2008, la consommation d'énergie primaire en Nouvelle-Calédonie était d'un peu moins d'un million de tonnes équivalent pétrole (soit 1 Mtep, mégatep soit 1 million de tep) et l'électricité produite représentait un peu moins de 2 TWh (1 téraWattheure = 1 milliard de kWh), dont le tiers pour la distribution publique. En 2007, année pour laquelle on dispose de données détaillées, la consommation d'énergie primaire incluant la consommation de charbon énergétique (métallurgie) s'est répartie entre les différentes sources comme indiqué dans le tableau 1.

Notons qu'avant la construction et la mise en service, en 2008, de la première tranche de la centrale de Prony Energies, le charbon était utilisé par la métallurgie pour des usages énergétiques, respectivement 91 et 67 ktep en 2007 et 2008, et non énergétiques, respectivement 79 et 70 ktep en 2007 et 2008. D'où, en 2008, une émission d'au moins 548 kt de CO_2. Les chiffres 2008 de la consommation de la première tranche de Prony ne sont pas significatifs car des difficultés de mise en service ont apparemment conduit à brûler également du fioul et la relation production d'électricité/consommation de charbon est incertaine.

Lorsque les deux tranches (50 MW chacune, au charbon pulvérisé) de Prony Energies seront opérationnelles (en 2010, selon les informations obtenues), la consommation de charbon pour la seule production d'électricité passera à 360 000 tonnes par an, soit environ 220 ktep primaires et 920 GWh

Tableau 1 – Énergie primaire 2007-2008, en tonne équivalent pétrole (tep)

Source	Gazole	Essence	Kérosène et pétrole lampant	GPL	Fioul lourd	Charbon énergie[4]	Électricité primaire	Total
ktep 2007	191	69	38	9	458	0	37	802
% du total	*23,8*	*8,6*	*4,7*	*1,1*	*57,1*	*0*	*4,6*	*100,0*
ktep 2008	210	68	37	9	420	10	41,6	998,3
% du total	*26,4*	*8,5*	*4,6*	*1,1*	*52,8*	*1,3*	*4,2*	*99,9*
% évolution 2008/2007	*9,9*	*-1,5*	*-2,6*	*2,8*	*-8,2*	–	*13,7*	

Données 2007-2008, source Dimenc
(le charbon consommé par le processus de production des usines métallurgiques a été retiré).

[4] On appelle charbon « énergie » le charbon qui sert soit à produire de l'électricité, soit à contribuer au réchauffement du minerai dans le processus de la métallurgie du nickel. Le charbon « non énergie » est utilisé en chimie, comme apporteur de carbone au processus.

électriques, qui satisferont les besoins de l'usine de Vale Inco et une partie de la distribution publique, engendrant ainsi une réduction de la consommation de fioul lourd.

À plus long terme, vers 2014, le remplacement de la centrale au fioul lourd de la SLN à Doniambo (4 tranches de 39 MW) par une nouvelle centrale au charbon à lit fluidisé circulant (LFC) (3 tranches de 70 MW), puis la construction d'une nouvelle centrale également LFC (2 tranches de 135 MW) avec le démarrage de l'usine métallurgique de Koniambo dans la Province Nord augmenteront considérablement la consommation de charbon énergétique de la Nouvelle-Calédonie. À cette échéance, encore incertaine, la consommation d'énergie primaire de ces deux centrales pourrait s'élever à environ 900 ktep (soit plus de 1 400 000 tonnes de charbon[5] supplémentaires par an, et des émissions augmentant d'au moins 3 600 kt de CO_2). Par rapport à la situation en 2008, cela devrait passer, en dehors des augmentations possibles des autres postes de consommation (transports, résidentiel), à un quasi doublement de la consommation d'énergie primaire et à plus que doubler les émissions de CO_2 de la Nouvelle-Calédonie.

En ce qui concerne l'électricité, les seules données obtenues, fournies par la Direction de l'industrie des mines et de l'énergie de la Nouvelle-Calédonie (Dimenc), ne permettent pas de connaître le détail de la consommation de l'agriculture, de la pêche, du tertiaire et des autres industries (l'ensemble de ces postes de consommation est regroupé dans le secteur « moyenne tension privé »). La part respective, dans la consommation finale d'énergie, de chacun des différents secteurs détaillés dans ce tableau ne peut donc être clairement identifiée. En convertissant en GWh la consommation finale de combustibles fossiles (1 ktep = 11,6 GWh), on arrive à une consommation finale globale de 6 900 GWh dans laquelle l'industrie du nickel (mines et métallurgie) représente 53 % (avant-dernière colonne de droite). La dernière colonne indique les proportions de la consommation finale, hors industrie du nickel. Il apparaît alors que les transports pèsent pour 68 % de l'énergie finale. Au sein de la consommation des transports, la route, l'air et la mer représentant respectivement 79,16 et 3 % du total.

Si l'on s'intéresse cette fois à la seule consommation finale d'électricité, l'industrie du nickel en consomme à elle seule 64 % et la distribution publique

[5] Pour du coke, on compte environ 0,66 tep/tonne.

Tableau 2 – La consommation finale d'énergie

	Électricité GWh	Combustibles fossiles ktep	Total GWh	% du total	% hors nickel
Agriculture	242	2	509,75	8	15
Pêche		2			
Autres industries		17			
Tertiaire		2			
Métallurgie	1153	102	2339	36,8	---
Mines	27	50	608	9,6	
Transports	0,0	201	2337	36,8	68,6
Résidentiel	236	7	317	5	9,3
Administrations	139	4	185,5	2,9	5,4
Éclairage public	10	0,0	10	0,2	0,3
Autres		4	46,5	0,7	1,4
Total	1807	391	6352,75		

élec : MT privé

Données 2008, source Dimenc.

les 36 % restant. La consommation de la distribution publique se répartit entre le secteur résidentiel (55 %), la distribution privée moyenne tension (tertiaires, autres industries, 24,2 %), les administrations (19,2 %) et l'éclairage public (1,5 %).

Précisons que la courbe de charge (profil temporel de puissance appelée) sur le réseau présente deux formes caractéristiques selon la saison : en été, la courbe croît toute la journée et en hiver elle comprend deux pointes le matin et le soir. La figure 2, issue du rapport Enerdata, montre deux exemples des courbes de charge de la distribution publique envisagées pour 2015 (nous ne disposons pas de la courbe de la consommation industrielle, mais, mis à part des interruptions de process imprévues, elle doit être sensiblement continue).

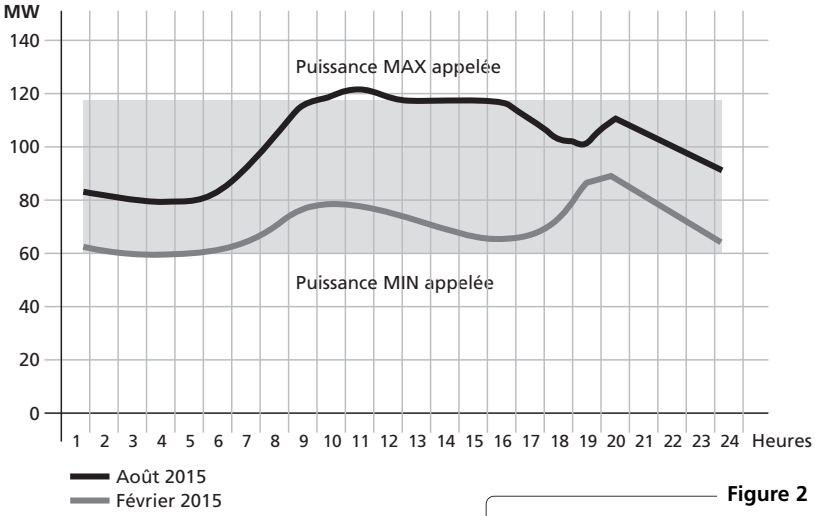


Figure 2

Puissance min. et max. appelées – 2015
(distribution publique)

Données Enercal – Rapport Enerdata, mars 2007.

De toutes ces données, il ressort qu'en Nouvelle-Calédonie les efforts de maîtrise de la demande en énergie et des émissions de GES devraient être intensifiés dans les domaines de la métallurgie et des transports.

Des décisions déjà prises qui engagent l'avenir

Précisons également à ce stade que les experts ont tenu compte dans leurs travaux de l'adoption, préalable au lancement de cette expertise collégiale, d'un certain nombre de décisions qui engagent l'avenir de la Nouvelle-Calédonie dans le domaine énergétique : celle de la programmation des trois centrales thermiques et le choix du charbon pour leur alimentation, ou encore celle d'un réseau d'électricité interconnecté sur l'ensemble de la Grande Terre. À ces choix s'ajoutent un certain nombre de souhaits émis par le gouvernement concernant le développement des énergies renouvelables ou la décision politique de péréquation des tarifs d'électricité (tout le monde paie le même prix, indépendamment de l'endroit où il est abonné).

Par ailleurs, nous n'oublions pas que la Nouvelle-Calédonie se situe actuellement en dehors du protocole de Kyoto et n'a donc pas à gérer de quota de ses émissions de gaz à effet de serre. Pourtant, les émissions de la Nouvelle-Calédonie et des Collectivités d'outre-mer ont augmenté de 63,5 % (+ 1,8 million de tonnes d'équivalent CO_2) entre 1990 et 2007 (cf. « Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie », p. 00). Dans cet ensemble, 70 à 90 % des émissions de CO_2 proviennent vraisemblablement (« à dire d'expert ») de la Nouvelle-Calédonie. Si l'on tient compte des émissions liées à la production en Nouvelle-Calédonie des produits exportés, ces données la placeraient parmi les plus gros émetteurs du monde par habitant. Cela dans un environnement régional en évolution – l'Australie a ratifié le protocole – et en connaissance des perspectives d'avancement des négociations internationales sur le climat qui pourraient impacter l'économie du pays, compte-tenu de sa très forte dépendance vis-à-vis des importations énergétiques.

Le paysage institutionnel néo-calédonien en matière d'énergie

La Nouvelle-Calédonie n'est plus un Territoire d'outre-mer au sens de l'article 74 de la Constitution française depuis l'accord de Nouméa de 1998. Il s'agit d'une collectivité *sui generis* qui n'appartient à aucune catégorie préexistante et bénéficie d'institutions conçues pour elle seule[6]. Elle est constituée de trois assemblées, dont le Congrès qui en est l'assemblée délibérante et l'organe législatif. Celui-ci vote les « lois de pays » qui lui sont présentées par le gouvernement ou qui sont proposées par des élus du Congrès.

Le Congrès est composé de 54 élus issus des Assemblées des trois Provinces. Il s'appuie sur des commissions internes, dont l'une a trait à l'énergie, celle intitulée « Infrastructures publiques et énergie ». Il élit le gouvernement de la Nouvelle-Calédonie qui est l'organe exécutif. Le gouvernement comprend des directions administratives dont la Direction de l'industrie, des mines et de l'énergie de la Nouvelle-Calédonie (Dimenc), qui a en charge les questions énergétiques (également pour le compte des

[6] Exposé des motifs du projet de loi organique, document de l'Assemblée nationale, n° 1229, 25 novembre 1998 et Jean-Yves Faberon, *La nouvelle donne institutionnelle en Nouvelle-Calédonie*, RFDC, 1999.

Provinces, mais seulement par délégation – cf. « Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ? », p. 337).

En matière d'énergie, la Dimenc collabore à l'orientation et à la mise en œuvre de la politique énergétique de la Nouvelle-Calédonie, participe à la réalisation des études techniques et économiques dans les domaines de l'énergie ainsi qu'à la promotion des projets permettant d'effectuer des économies d'énergie ou de développer de nouvelles sources d'énergie, notamment les énergies renouvelables. Elle est également chargée d'instruire et de préparer les textes fixant le prix des hydrocarbures liquides, du gaz et de l'électricité, de contrôler les installations de transport d'énergie électrique et de prendre en charge le secrétariat du comité de gestion du Fonds d'électrification rurale (FER, environ 800 000 000 francs Pacifique F CFP) et du Comité territorial pour la maîtrise de l'énergie (CTME). Elle propose les mises à jour des prix, négocie annuellement avec les trois pétroliers la structure des prix, réexamine avec Enercal et EEC le prix du kWh, calcule les soldes de péréquation, étudie en collaboration avec les services les demandes d'autorisations d'installations classées (ICPE), contrôle les installations classées, contrôle les volucompteurs (pompes des stations services)…

L'Observatoire de l'énergie de la Nouvelle-Calédonie, créé par la délibération n° 378 du 23 avril 2008, adoptée par le Congrès, est l'outil de mise en œuvre de la politique énergétique de la Nouvelle-Calédonie. Il est intégré au sein du service énergie de la Dimenc afin de collecter les diverses informations sur la situation énergétique de la Nouvelle-Calédonie fournies par les acteurs de l'énergie que sont les importateurs, les producteurs, les transporteurs, les distributeurs et les consommateurs des différentes énergies. Cette base de données est un outil d'évaluation et de contrôle des actions visant à la maîtrise de l'énergie et au développement des énergies renouvelables. Un comité permanent de l'énergie a par ailleurs été créé par la délibération précitée et est animé par la Dimenc, qui coordonnera les réflexions sur le sujet de l'énergie en Nouvelle-Calédonie. Il proposera la mise en place de groupes de travail et contribuera à définir la politique énergétique du pays. Il a aussi pour mission d'élaborer le schéma de développement équilibré de l'énergie, visé à l'article 4 de sa délibération institutive.

À ce jour, il apparaît que la Dimenc travaille essentiellement avec des données fournies par les industriels et que peu d'études, statistiques et

globales, ont été menées sur l'importation des ressources énergétiques, la production et la distribution sur le territoire des énergies. L'Observatoire de l'énergie devrait donc, s'il remplit les missions qui lui sont confiées, constituer une précieuse banque de données à la disposition des décideurs politiques, des industriels, des associations et des particuliers.

Il existe aussi un outil institutionnel de mise en œuvre des actions de promotion des énergies renouvelables et de maîtrise de l'énergie de la Nouvelle-Calédonie, le Fonds de concours pour la maîtrise de l'énergie (FCME). Celui-ci est alimenté par des participations financières de la Nouvelle-Calédonie et de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). La part de la Nouvelle-Calédonie émane d'une taxe sur l'essence, la taxe parafiscale pour les énergies renouvelables (TER). Les actions susceptibles d'être subventionnées totalement ou partiellement par le FCME s'inscrivent dans les objectifs généraux d'utilisation rationnelle de l'énergie, de promotion des énergies renouvelables et d'économie de matières premières énergétiques.

Ces opérations sont financées soit conjointement par l'ADEME et la Nouvelle-Calédonie, soit en financement propre de la Nouvelle-Calédonie. Outre ce programme d'opérations adopté annuellement pour un montant en 2009 de 1 759 800 euros soit 210 000 000 francs Pacifique (F CFP) le FCME contribue au programme annuel d'électrification rurale en subventionnant les installations électriques intérieures et les appareils de froid des habitations alimentées, en site isolé, par un générateur photovoltaïque mis en place dans le cadre du programme du Fonds d'électrification rurale. La gestion du FCME relève du Comité territorial pour la maîtrise d'énergie (CTME).

Le CTME apporte, par exemple, son soutien aux marchés de la lampe basse consommation (LBC) et du chauffe-eau solaire individuel (Cesi), à la mise en place d'une qualification de performance thermique dans les logements neufs (Ecocal) et plus anciennement à la filière biocarburant (coprah d'Ouvéa, tournesol en Province Nord). Parmi les projets aidés, notons encore l'électrification de particuliers au moyen d'installations photovoltaïques et éoliennes et l'opération exemplaire concernant la gare de péage de Tina, équipée depuis juillet 2007 d'une ferme photovoltaïque raccordée au réseau de distribution, et plus récemment la réalisation de Bilan Carbone +.

Les acteurs industriels de la production de nickel

L'économie du nickel est, on le sait, une composante très importante de l'économie générale de la Nouvelle-Calédonie.

La Société Le Nickel (SLN) et l'usine de Doniambo

Leader mondial de la production de ferronickel, la Société Le Nickel (SLN), fondée en 1880 et dont le siège est à Nouméa, est une filiale du groupe français Eramet. La production de nickel est exportée en totalité, notamment vers le Japon, la Corée, la Chine et l'Europe.

La SLN dispose de cinq centres miniers, un dans le Sud à Thio et quatre dans le Nord à Kouaoua, Népoui, Tiébaghi et Poum qui a ouvert fin 2007, et d'une usine à Doniambo qui pourra produire jusqu'à 72 000 tonnes de nickel contenu par an. D'autre part, elle sous-traite l'exploitation de deux mines, l'Étoile du Nord, à Kaala Gomen (Nord), et Opoué (Païta), au Sud.

Son actionnariat est constitué à hauteur de 56 % par Eramet, 34 % par la STCPI et 10 % par Nisshin Steel, son principal client japonais. La STCPI (Société territoriale calédonienne de participation industrielle) est composée de Promosud, le bras financier de la Province Sud qui dispose de 50 % des parts, de Nordiles, association de la Province des îles Loyauté (à travers la Sodil, titulaire de 25 % des parts), et de la Province Nord (dont la holding financière, Sofinor, détient également 25 %). À titre d'information, les dividendes reçus en 2007 par la STPCI, au titre de 2006, représentaient 2,3 milliards F CFP (19,3 millions d'euros).

Le projet Koniambo, dont la mise en service est prévue pour 2012

Ce projet d'usine pyrométallurgique est géré par la co-entreprise Koniambo Nickel SAS (KNS) basée en Nouvelle-Calédonie, dont l'actionnariat est constitué à 51 % par la Société minière du Pacifique sud (SMSP) et 49 % par Xstrata Nickel. Ce dernier, dont le siège est en Suisse, est un important groupe minier coté aux bourses de Londres et Zurich.

Quant à la SMSP, elle appartient majoritairement à la Province Nord de la Nouvelle-Calédonie, via la Sofinor. La SMSP a également d'autres projets en partenariat avec la Corée du Sud (société Posco). La Sofinor, Société de financement et d'investissement de la Province Nord, est une société d'économie mixte appartenant à la Province Nord, créée en octobre 1990 pour procéder à l'acquisition de la SMSP.

Vale Inco Nouvelle-Calédonie et la centrale thermique Prony Energies

Vale Inco Nouvelle-Calédonie (anciennement Goro Nickel), du nom de son partenaire technologique et principal actionnaire, a été créée afin d'exploiter le gisement du plateau de Goro. Outre Vale Inco (69 %), son actionnariat est constitué de l'entreprise japonaise Sumic Netherlands Nickel (21 %), de la Province Sud (5 %) et des Provinces Nord et Îles Loyauté (5 %).

Le démarrage progressif du complexe minier et industriel, actuellement en construction, a débuté en 2009, avec une production à pleine capacité prévue en 2013.

Vale Inco Nouvelle-Calédonie a mis à la disposition de la société Prony Energies (détenue à hauteur de 75 % par Enercal et à 25 % par Elyo, filiale du Groupe Suez) des terrains nécessaires à la construction d'une centrale électrique, comprenant 2 tranches de 50 MW, utilisant le charbon comme combustible. Les besoins énergétiques du projet ne requerront que 50 % de

Tableau 3 – Comparatif des deux projets d'usine

Projet	Koniombo	Goro Nickel
Maître d'ouvrage	Xstrata (rachat de Falconbridge)	CVRD (rachat de Inco)
Ressources du massif (minerai)	150 millions de tonnes	120 millions de tonnes
Teneur en nickel	2,2 %	1,5 %
Procédé de traitement	Pyrométallurgie	Hydrométallurgie
Capacité de production	60 000 t de nickel par an	60 000 t de nickel et 5 000 t de cobalt par an
Coût estimé	300 milliards de F CFP	310 milliards de F CFP
Centrale électrique (390 MW)	Au charbon et au fioul (100 MW)	Au charbon
Emplois créés (à terme)	1 000 directs et 2 500 indirects	800 directs et 1 700 indirects

Source : *La Nouvelle-Calédonie en 2006*, IEOM, 2007 ; A. Comoul et J.M. Eberlé, BRGM, avril 2007.

la production totale d'énergie, l'autre moitié permettrait de répondre aux besoins de la distribution publique d'électricité en Nouvelle-Calédonie, qui, sans politique de maitrise, risquent d'être croissants.

La construction de la centrale elle-même est assumée par Prony Energies. Vale Inco Nouvelle-Calédonie est cependant responsable de la construction des infrastructures nécessaires à son fonctionnement.

Les opérateurs d'électricité

Enercal

La société néo-calédonienne d'énergie Enercal a été créée en 1955 avec pour mission la réalisation de l'aménagement hydroélectrique de Yaté (rivière de l'est de la Nouvelle-Calédonie) afin d'aider l'industrie française du nickel à renforcer sa compétitivité sur le plan mondial.

Tout en développant un parc de moyens de production, Enercal est depuis le 25 août 1972 titulaire de la concession de transport d'énergie de la Nouvelle-Calédonie. À ce titre, elle est chargée d'assurer l'acheminement et la répartition de l'énergie électrique sur l'intégralité du territoire. À partir de 1973, Enercal a ajouté à ses activités de producteur et de transporteur d'énergie électrique, celle de distributeur.

En 2008, le principe de la cession des parts détenues dans Enercal par l'État et l'Agence française de développement (AFD), posé dès la signature de l'accord de Nouméa, a été appliqué et, désormais, la Nouvelle-Calédonie est propriétaire de 54,4 % des parts d'Enercal. Les autres participations sont détenues par Eramet (16,3 %), EDF (16 %), Elyo (filiale de Suez, 10,8 %) ; enfin, les communes calédoniennes détiennent collectivement 2,5 % des parts et, symboliquement, les trois Provinces 0,003 %.

Aujourd'hui, Enercal assure la quasi-totalité de la production d'électricité, l'intégralité de son transport et sa distribution dans 27 des 33 communes que compte la Nouvelle-Calédonie (surtout des communes rurales) et qui lui ont accordé une concession de distribution publique d'électricité.

EEC

EEC, société de production et de distribution d'énergie électrique, est une filiale d'Elyo (elle-même devenue Cofely après sa fusion avec Cofathec)

du Groupe Suez. EEC Suez-Gdf intervient en Nouvelle-Calédonie depuis 1929, date à laquelle elle s'est vue confier, sous la dénomination d'Unelco, la concession de la production et la distribution de l'énergie électrique de la ville de Nouméa.

L'actionnaire majeur d'EEC est Suez Energie Services (SES), une des quatre branches d'activités de Suez.

Aujourd'hui, EEC gère les distributions d'électricité des communes de Nouméa, Mont-Dore, Dumbéa, Bourail, Kaala-Gomen, Koumac et Lifou dont elle assure également la maintenance et l'exploitation des installations de l'éclairage public. L'entreprise est également producteur d'électricité éolienne avec quelques fermes sur la Grande Terre et à Lifou.

La maîtrise de l'énergie : un enjeu majeur pour le développement durable de la Nouvelle-Calédonie et sa sécurité énergétique

La préoccupation d'économie d'énergie, rebaptisée rapidement « Maîtrise de la demande en énergie » (MDE), est apparue à la suite des chocs pétroliers au début des années 1970. En France, elle a conduit à la création, en 1974, de l'Agence pour les économies d'énergie (AEE), puis, en 1982, à celle de l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie (AFME) et, en 1990, à celle de l'ADEME, née de la fusion de plusieurs organismes dont l'AFME.

Quelle définition de la MDE retenir ? La plus usitée est celle de Gellings traduite par Kaehler (1993) dans sa thèse de doctorat en énergétique : « La maîtrise de la demande d'énergie désigne les actions conduites par les pouvoirs publics et par les producteurs et/ou distributeurs d'énergie, destinées à inciter et parfois obliger les usagers d'un secteur d'activités à changer leur manière d'utiliser ou de consommer de l'énergie ». Il s'agit donc bien, dans cette définition, de politiques publiques qui impulsent une dynamique d'économies d'énergie dans la société. Dans le contexte politique contemporain où les appels à la seule responsabilité individuelle sont légion, il est bon de rappeler l'existence d'une responsabilité des politiques, élus et représentants du peuple.

Désormais, les questions énergétiques ont pris une place croissante dans les débats publics, en raison du réchauffement climatique, de la perspective de la fin prochaine de la ressource pétrolière, de l'augmentation des prix du pétrole, de la prise de conscience environnementale ou encore de l'industrialisation accélérée de pays comme l'Inde et la Chine. Mais, en dépit des menaces sur l'environnement global qui se confirment année après année, la poursuite des tendances actuelles selon le paradigme de priorité à l'offre d'énergie conduit à l'impasse du développement, accentue les inégalités entre pays riches et pays pauvres et contribue à la fracture sociale.

Pourtant les enjeux de MDE sont majeurs. Les changements de pratiques en matière d'habitat, de consommation, de transports et de systèmes industriels constituent non seulement une marge de manœuvre considérable pour la sécurité énergétique, mais également un potentiel très important en matière d'économies d'énergie. Certains pays se sont d'ailleurs engagés plus que d'autres dans cette voie (les pays nordiques, l'Allemagne, l'île de la Réunion, notamment).

Jusqu'à présent, la Nouvelle-Calédonie s'est développée dans le cadre d'une économie de marché énergétivore, basée sur l'exploitation des ressources minières et sur l'industrie métallurgique. Mais la création, en 1981, du Comité territorial pour la maîtrise de l'énergie (CTME) traduit la volonté de s'engager dans la voie des économies d'énergie et du développement des énergies renouvelables (ENR). La Nouvelle-Calédonie dispose en effet de nombreux atouts pour devenir leader dans ces domaines.

L'énergie dans les discours et les pratiques

État des lieux des discours actuels vis-à-vis de l'énergie et de la MDE en Nouvelle-Calédonie

Les discours actuels vis-à-vis de l'énergie, auxquels on peut avoir accès, émanent principalement d'acteurs qui ont un intérêt direct pour les questions énergétiques. En revanche, on ne sait pas grand-chose de ce que dit et pense la majorité des habitants de Nouvelle-Calédonie puisqu'il n'existe pas d'enquête sociologique ou anthropologique sur le sujet. Il est néanmoins possible d'émettre quelques hypothèses élaborées à partir des travaux anthropologiques sur les questions d'environnement, de mines et de forêts sèches en Nouvelle-Calédonie, d'une revue de presse que nous avons réalisée au sein du quotidien *Les Nouvelles Calédoniennes*, et des discussions que nous avons eues lors de notre mission du mois de mars 2009 à Nouméa.

La question des pratiques pose des problèmes similaires. En effet, il n'existe pas davantage d'études décrivant et analysant les pratiques en matière d'énergie et de MDE des différentes catégories de la population. Si une enquête de l'Isee sur les modes de consommation des ménages est en cours au moment de rédiger ce rapport, le travail de cette expertise a souffert d'un manque de données sur le sujet.

Le discours critique des associations

Les associations écologistes critiquent fortement les choix énergétiques du gouvernement, accusés de favoriser uniquement les industriels de la mine au détriment des habitants et de l'environnement, d'être responsables de la très forte dépendance énergétique de la Nouvelle-Calédonie et d'entraver le développement des énergies renouvelables et de la MDE pour lequel elles militent.

L'association **Action Biosphère** dénonce ainsi une collusion entre l'État français, le gouvernement de Nouvelle-Calédonie, les opérateurs d'électricité

et les industriels de la mine. Ces derniers bénéficient en effet de tarifs préférentiels pour l'achat de kWh, alors que les ménages, même les plus modestes, paient l'électricité au prix fort, ce qui, pour l'association, s'apparente à une subvention déguisée à laquelle s'ajoute encore le cadeau fiscal de la détaxe du fioul et du charbon à l'importation. Selon Action Biosphère, le prélèvement d'une somme infime sur la tonne importée de charbon et de fioul permettrait pourtant d'alimenter un fonds très conséquent ; affecté à l'aide à l'investissement pour le développement des énergies renouvelables (solaire, éolien), celui-ci permettrait de satisfaire les besoins en électricité des ménages.

Le réseau d'associations et de citoyens écologistes **Ensemble pour la planète** (EPLP) pointe, quant à lui, l'extrême dépendance énergétique de la Nouvelle-Calédonie vis-à-vis des énergies fossiles, liée au choix d'un développement économique uniquement centré sur l'industrie minière et la métallurgie du nickel. EPLP souligne l'absence de relais politique sur ces questions énergétiques et brandit la menace d'une crise énergétique majeure à venir, liée à la raréfaction et à la hausse des prix des énergies fossiles.

Ensemble pour la planète propose de sortir progressivement (dans les 30-40 ans à venir) de cette économie fondée sur le nickel ; de développer une économie (industrie de transformation locale, tourisme local, agriculture, sylviculture, recyclage des déchets…) et une production énergétique alternatives ; de doter la Nouvelle-Calédonie d'un véritable plan de maîtrise de la consommation d'énergie et de développement des énergies renouvelables, à l'instar de celui de la Réunion ; d'adopter des mesures incitatives (tarif de rachat du kWh, subventions, prêts à taux réduit) pour permettre à tout un chacun de produire sa propre électricité ; et, pour les industriels, de compenser le CO_2 qu'ils émettent. Considérant que le développement des énergies renouvelables doit être un objectif prioritaire, l'association propose également d'adopter des mesures permettant la mise en place et le développement du photovoltaïque raccordé au réseau, comme la fixation d'un prix de rachat incitatif du kWh solaire et des mesures d'aide à l'investissement (70 % du coût d'une installation photovoltaïque), et de sensibiliser les consommateurs à la maîtrise de l'énergie.

Le discours de l'association de consommateurs **UFC Que Choisir** présente des similitudes avec celui des associations écologistes, mais il est moins radical et moins axé sur la critique du développement minier et de l'industrie

métallurgique. En matière énergétique, il se distingue par la place accordée à la MDE, tant dans le secteur de l'équipement des ménages et des modes de consommation que de l'habitat.

UFC Que Choisir regrette que la MDE ne soit pas davantage évoquée par les pouvoirs publics, alors qu'il existe pourtant d'importants gisements potentiels d'économies d'énergie. Par exemple, avec la mise en place de tarifs avantageux pour l'électricité la nuit (tranches creuses) et la création de normes pour l'étiquetage des produits d'équipement des ménages en fonction de leur rendement électrique.

Quant au développement des énergies renouvelables, il se heurte, selon l'association, à de fortes résistances locales, tant de la part d'Enercal que du gouvernement de Nouvelle-Calédonie qui soutient financièrement l'opérateur. En matière d'habitat, il n'existe pas non plus d'incitations en faveur des économies d'énergie ou de respect des normes HQE, alors que l'habitat « traditionnel », tant kanak que caldoche, était auparavant bien mieux adapté au climat.

UFC Que Choisir stigmatise également l'attitude ambivalente des Néo-Calédoniens qui dénoncent les choix énergétiques de leur pays, acceptent mal d'être l'un des plus gros producteur de CO_2 de la planète, mais continuent d'acheter des véhicules polluants comme les 4X4 et surconsomment de l'électricité (piscine, climatiseurs, etc.). Toutefois, l'association décèle quelques changements dans la prise de conscience environnementale grâce à la diffusion du film d'Al Gore sur l'effet de serre, qui aurait eu un très fort impact en Nouvelle-Calédonie, et à internet qui offre aux Néo-Calédoniens une fenêtre sur le monde. Dans cette évolution, les médias locaux jouent, depuis une dizaine d'années, un rôle non négligeable.

Participation des médias à la prise de conscience environnementale

Afin de connaître le discours des médias néo-calédoniens sur les questions énergétiques et la maîtrise de l'énergie, nous avons réalisé une revue de presse sur le site internet des *Nouvelles Calédoniennes* sur la période 2002-2009, à partir des mots-clés « consommation énergie » et « maîtrise énergie ».

Quatre-vingt-dix articles évoquent, d'une manière ou d'une autre, les questions énergétiques, qu'elles concernent la Nouvelle-Calédonie, des pays

voisins comme le Vanuatu, Samoa, l'Australie et la Nouvelle-Zélande, ou l'Europe et les États-Unis. La question des énergies renouvelables vient en tête des sujets traités, en particulier concernant l'installation de fermes éoliennes et la relance de la filière coprah à Ouvéa (biomasse), avec une légère baisse d'intérêt pour les années 2004 à 2006. Vient ensuite le thème classique de la production d'électricité et de son transport dans le pays, traité de façon uniquement factuelle. En revanche, à partir d'une recherche avec les mots-clés « énergie et mines », les articles rencontrés adoptent un ton plus critique sur les pollutions de l'air émises par la centrale à charbon de Prony et par l'usine de Doniambo. Viennent ensuite, en troisième position, des textes sur les questions énergétiques et environnementales en dehors de la Nouvelle-Calédonie ; si l'année 2002 est, sur ce point, marquée par l'événement du Sommet de la Terre, l'année 2008 voit un intérêt nouveau pour ce que font les pays du Pacifique Sud en matière d'énergies renouvelables.

En 2007, la diffusion du film d'Al Gore va impulser un intérêt affirmé pour le réchauffement climatique et l'effet de serre, et va donner lieu à de nombreuses manifestations et débats. Par contre, la question de la maîtrise de la demande en énergie n'occupe qu'une place marginale dans *Les Nouvelles Calédoniennes*, avec cependant un intérêt soudain, en 2007, lié à l'installation par EEC de nouveaux compteurs électriques (dits « confort ») chez les particuliers, permettant de faire des économies d'énergie (on mentionne à cet égard la construction d'une école respectant les normes HQE à Ducos).

Ambivalence des discours et pratiques des Néo-Calédoniens

Là aussi, en l'absence d'enquêtes sur le sujet, nous nous bornerons à émettre plusieurs hypothèses qui devront nécessairement être validées ultérieurement.

On observe tout d'abord l'existence de discours critiques à l'encontre des pollutions atmosphériques émises par l'usine de Doniambo et le fait d'être un des plus gros émetteurs de CO_2 de la planète semble poser problème aux Néo-Calédoniens. Ce qui démontre une prise de conscience vis-à-vis des questions de pollution, de réchauffement climatique et d'effet de serre ; intérêt corroboré par le succès du film *Une vérité qui dérange*, largement diffusé en Nouvelle-Calédonie en décembre 2006. D'ailleurs, les actions de sensibilisation menées notamment par l'ADEME paraissent plus efficaces

lorsqu'elles utilisent le support du cinéma. Autre constatation : il n'y a apparemment pas de problème d'acceptation des éoliennes de la part de la population et les discours sont généralement très favorables aux énergies renouvelables.

On observe aussi l'existence de discours critiques devant l'insuffisance, voire l'absence, de pratiques et de politiques environnementales de la part des opérateurs miniers et du gouvernement. Les vifs conflits qui ont opposé les Kanaks au projet de l'usine de Goro Nickel en témoignent amplement. Mais, dans le même temps, les Néo-Calédoniens s'abstiennent de critiquer leurs propres modes de consommation énergétivores (achat de 4X4 polluants, suréquipement, habitat, etc.). On entend même souvent dire que les économies d'énergie dans la distribution publique d'électricité, les modes de consommation des ménages ou les moyens de transport sont tout à fait négligeables, et donc inutiles, au regard des dépenses considérables d'énergie effectuées par l'exploitation des mines.

Précisons tout de même que si l'industrie minière est la cible de nombreuses critiques, le projet d'usine du Nord est cependant bien accepté par la population, kanak notamment, en raison du développement économique et de la création des milliers d'emplois qu'elle est censée engendrer, contribuant ainsi au rééquilibrage entre le Nord et le Sud.

Des préoccupations nouvelles dans les discours des acteurs publics

Un article des *Nouvelles Calédoniennes*, daté du 11 septembre 2008, rend compte d'une évolution sensible **des politiques gouvernementales** en matière énergétique. En effet, le projet de développement du réseau électrique pour les sept prochaines années met en avant les énergies renouvelables, l'autonomie en approvisionnement et les tarifs.

« (…) Les objectifs sont au nombre de quatre : garantir la sécurité de l'approvisionnement, réduire la dépendance envers l'extérieur, assurer *un prix compétitif* et limiter les *impacts sur l'environnement*. Pour toutes ces raisons, les énergies renouvelables seront *au cœur de la réforme*, par le biais d'une *politique volontariste*, c'est-à-dire des investissements et une réglementation qui favoriseront l'éolien, le photovoltaïque et l'énergie hydraulique. »

Néanmoins, la question de la MDE occupe encore une place marginale dans les préoccupations gouvernementales, en dépit du lancement en 2005 de l'opération EcoCal, un projet de maîtrise de l'énergie dans les logements Néo-Calédoniens.

Les Provinces, quant à elles, sont compétentes en matière d'environnement. La Province Sud a mis en place en mars 2009 un nouveau code de l'Environnement qui stipule que « les exigences de la protection de l'environnement et de la lutte contre l'intensification de l'effet de serre doivent être intégrées dans la définition et la mise en œuvre des politiques et actions provinciales, en particulier afin de promouvoir le développement durable ». Il précise également que, « dans le cadre des ICPE soumises à régime d'autorisation ou de déclaration, des prescriptions peuvent être émises, de manière générale ou au cas par cas, concernant la maîtrise de l'énergie ou les émissions de GES (via les notions de meilleure technologie disponibles et de prescriptions concernant des émissions de polluants) ». Dans cette même optique, la Stratégie de la Province Sud pour le développement durable, datée également de mars 2009, comprend un premier axe intitulé « Lutte contre le changement climatique et réduction de la dépendance énergétique ». Des actions y sont énoncées dans les domaines du développement des énergies renouvelables, la diminution des émissions de GES et la mesure et la prévision des répercussions locales du changement climatique (par exemple, mettre en place un référentiel local d'urbanisme durable, introduire les ENR dans le logement social (100 % des nouveaux logements équipés en solaire thermique, promouvoir des opérations avec du solaire photovoltaïque), étudier l'opportunité d'une taxe carbone provinciale, etc). Et enfin, les codes des aides à l'investissement en Province Sud intègrent eux aussi des mesures allant dans le sens de la MDE.

Le discours porté par la Province Nord, moins urbaine et industrialisée que la Province Sud, s'inscrit clairement dans une logique de développement durable avec la mise en avant des richesses naturelles, de la biodiversité et de l'écotourisme. Quant à celui des Iles, il est orienté vers le développement des énergies renouvelables (éolien notamment) et du coprah avec l'huilerie d'Ouvéa – qui connaît néanmoins des problèmes de fonctionnement récurrents en raison des difficultés d'approvisionnement liées aux questions foncières (cf. « Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ? », p. 337).

Notons qu'un schéma de l'énergie est en cours de constitution dans les îles Loyauté.

La Province Sud abrite les deux tiers de la population de Nouvelle-Calédonie dans un tissu urbain qui ne cesse de se densifier et qui relie les villes de Nouméa, Dumbéa, Mont-Dore et Païta. En dépit de l'émergence d'une intercommunalité en Nouvelle-Calédonie (le syndicat intercommunal du Grand Nouméa a été créé en 2006), il n'existe pas encore de politique intercommunale en matière énergétique. Au regard du rythme de développement très rapide du Grand Nouméa, les pouvoirs publics tentent avant tout de gérer l'urgence en répondant aux besoins primaires d'habitat (contre la surpopulation et le développement des squats) et de transport, notamment.

Enfin, l'ADEME, présente depuis 1981 en Nouvelle-Calédonie et qui dépend directement du gouvernement français, a essentiellement un rôle de conseil et d'accompagnement dans la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle participe notamment au Comité territorial pour la maîtrise de l'énergie qui gère le fonds de Concours pour la maîtrise de l'énergie alimenté à parité par l'ADEME et le gouvernement de Nouvelle-Calédonie.

Le discours en retrait des opérateurs d'électricité

Les deux opérateurs d'électricité, EEC et Enercal, sont peu motivés par la maîtrise de la demande en énergie et manifestent un intérêt essentiellement pour la réduction ou la maîtrise de la pointe. EEC reconnaît des comportements « gaspilleurs », mais estime que l'évolution des comportements ne relève pas de ses attributions.

En 2007, EEC a fait réaliser une étude sur la biomasse qui confirme l'existence d'un potentiel pour des plantations énergétiques, mais souligne l'absence de volonté politique pour la mise en place d'une telle filière. Dans un article paru le 1er juillet 2007 dans le magazine en ligne *Made'In*, son directeur, Yves Morault, insiste sur la nécessité de développer et d'utiliser les énergies renouvelables et de s'engager sur la voie de la MDE, domaine dans lequel, dit-il, « il existe de grandes quantités d'énergie à économiser ».

État des lieux des pratiques : la consommation des ménages en matière énergétique

La question des pratiques actuelles vis-à-vis de l'énergie renvoie d'abord aux modes de consommation des ménages, sujet sur lequel nous manquons cruellement de données, l'enquête de l'Isee ne devant paraître qu'après notre expertise. Cette enquête quantitative gagnerait d'ailleurs à être suivie d'une enquête qualitative sur la diversité et la disparité des modes de consommation des habitants en matière d'énergie.

Elle renvoie aussi aux modes de consommation des acteurs publics et privés, domaines où les informations font également défaut. Ce qui est, en revanche, mieux connu, ce sont le contenu des politiques publiques et les données quantitatives en matière de production et de consommation d'électricité qui font l'objet du chapitre « La situation énergétique » (p. 29).

Selon les quelques données disponibles (qui, on l'a dit, demandent à être actualisées), le niveau de consommation, à prix courant, des ménages calédoniens a crû de 34 % entre 1990 et 1997, soit un taux annuel moyen de 4 %, alors que sur la période, le taux d'inflation annuel moyen avoisinait 2 %. Au cours de cette période, la structure de la consommation s'est modifiée, la part des services ayant gagné 4 points, alors que celle des produits industriels divers s'est réduite. Dans le même temps, le budget consacré à l'énergie s'est accru passant de 2,5 à près de 4 % des dépenses des ménages.

Selon les Tableaux de l'économie calédonienne (TEC) publiés par l'Isee, la croissance économique s'est traduite par une amélioration du niveau de vie moyen de la population, confirmée par plusieurs indicateurs dont l'évolution du taux d'équipement des ménages en biens durables. Les services sont le principal poste de dépenses et pèsent pour près de la moitié dans la consommation des ménages. Ils se répartissent à raison de 20 % pour les produits agro-alimentaires, 20 % pour les produits industriels divers et 7 % pour les produits énergétiques. La part de l'énergie dans le budget des ménages est donc passée de 2,5 % en 1990 à 7 % en 2006.

Depuis quelques décennies, les ménages calédoniens se sont rapidement équipés en électroménager et en biens liés à la consommation. Ainsi, en 2004, ils disposent presque tous d'un réfrigérateur, d'un lave-linge, d'un congélateur, et plus d'un tiers des ménages possède un ordinateur – avec

toutefois de fortes disparités selon les Provinces. La climatisation domestique a également pris de l'ampleur puisque plus du quart des ménages en est équipé.

En 2004, 74 % des ménages calédoniens disposent d'au moins une voiture contre 62 % en 1989 et 6 % possèdent un deux-roues à moteur (à noter cependant qu'un quart des ménages ne dispose d'aucun moyen de transport individuel). Enfin, 13 % des ménages ont un bateau à moteur (22 % en Province Nord où l'activité de pêche est importante).

La consommation en électricité par habitant a été, en 2000, de 2,523 MWh/an dans la Province du Sud, contre 0,745 et 0,603 MWh/an respectivement dans les Provinces du Nord et des îles. On observe donc des différences significatives dans la consommation d'électricité entre les habitants de la Province Sud, urbanisée et où les Kanaks sont minoritaires, et ceux des Provinces Nord et des îles, rurales et peuplées majoritairement de Kanaks. En 2004, le PIB par habitant dans la Province des îles Loyauté était inférieur de moitié à celui de la Province Nord, et ce dernier lui-même était inférieur d'un tiers à celui de la Province Sud.

Les questions de MDE se posent donc avec plus d'acuité en Province Sud qu'en Province Nord et dans les îles Loyauté, en raison d'un taux d'équipement en biens électroménagers supérieur, de la densité du tissu urbain et des problèmes de transport, d'habitat et d'urbanisme. Il paraît cependant important que les Provinces Nord et Iles Loyauté anticipent les évolutions à venir.

État de l'art sur les discours et les pratiques en matière de maîtrise de la demande en énergie en dehors de la Nouvelle-Calédonie

La maîtrise de l'énergie en France

L'État : réglementations et aides fiscales

Les politiques françaises de MDE ont réellement débuté en réaction aux chocs pétroliers de 1974, puis de 1979. Au départ, l'implication de l'État a donc été justifiée au nom de la dépendance française au regard de ses approvisionnements énergétiques. Par la suite, les crédits affectés à la maîtrise des

consommations ont pu viser, de façon conjoncturelle, la relance des activités du bâtiment. De même, les actions de MDE ont parfois été liées à des politiques sociales, par exemple pour l'utilisation du Fonds spécial grands travaux pour la rénovation des logements sociaux.

À partir des années 1990, la motivation environnementale prend de l'importance – en témoigne la loi n° 96-1236 du 30 décembre 1996 sur l'air et l'utilisation rationnelle de l'énergie – et se trouve renforcée ensuite du fait des engagements internationaux de la France (par exemple, le protocole de Kyoto).

Les interventions directes de l'État en faveur de la maîtrise de la demande en énergie sont pour la plupart aujourd'hui regroupées dans le Plan Climat qu'il doit soumettre régulièrement à la Commission européenne. Elles sont construites autour de deux axes principaux : les réglementations et les aides fiscales.

Les principales réglementations dans le domaine des économies d'énergie sont :

- la réglementation thermique (dès 1974) pour tous les nouveaux bâtiments ;
- les réglementations sur les chaudières et les installations de combustion, complétées par le Plan national d'allocation des quotas (PNAQ) et par l'inspection régulière des chaudières et des systèmes de climatisation ;
- l'étiquetage des appareils électrodomestiques ;
- le changement d'heure saisonnier (heure d'été/heure d'hiver) instauré en 1975.

Les principales aides fiscales sont :

- les crédits d'impôts pour les particuliers pour des investissements améliorant les performances énergétiques des bâtiments ;
- la TVA réduite à 5,5 % pour les travaux d'amélioration du parc ancien ;
- le régime d'amortissement exceptionnel en faveur des entreprises pour les matériels destinés à économiser de l'énergie ou à la production d'énergie renouvelable ;
- le financement des investissements d'économies d'énergie par crédit-bail.

Par ailleurs, l'État a aussi un rôle d'exemplarité et se doit donc de mener des actions dans ses propres bâtiments et d'adapter ses procédures de commandes d'équipements. Enfin, il soutient également la recherche dans le domaine de la maîtrise de l'énergie.

L'ADEME : conseil et sensibilisation

La promotion de la maîtrise de l'énergie est aujourd'hui l'une des cinq missions confiées à l'ADEME. Dans ses deux dernières grandes campagnes de sensibilisation, l'agence confirme la place importante des préoccupations environnementales dans les motivations à promouvoir les économies d'énergie, suivant et influençant à la fois l'opinion sur ce point. Ainsi lors de la « chasse au gaspi » de la fin des années 1970, le slogan était : « En France, on n'a pas de pétrole, mais on a des idées. » En 2001, il devient : « Préservez votre argent. Préservez votre planète », et, en 2004 : « Économies d'énergie, faisons vite ça chauffe. »

L'ADEME a participé au Grenelle de l'environnement en étant, entre autres, membre du groupe de travail intitulé « Lutter contre les changements climatiques et maîtriser l'énergie ». À la demande du ministère du Développement durable (Meddaat), elle est devenue un opérateur clé en charge, notamment, du fonds Chaleur pour développer la production de chaleur à partir d'énergies renouvelables, et du fonds Démonstrateur de recherche sur les nouvelles technologies de l'énergie.

L'ADEME a mis en place un dispositif d'aides à la décision (pré-diagnostic, étude de faisabilité, accompagnement au montage de projet) et propose des solutions pour faciliter le financement de projets d'amélioration de l'efficacité énergétique des entreprises. Elle développe également une politique partenariale pour faire relayer ses efforts et encourager les démarches d'autres acteurs, tant publics que privés. Enfin, elle lance des appels à projets pour favoriser l'émergence de nouvelles solutions performantes, puis leur diffusion et mise sur le marché.

Le dispositif d'aides à la décision existe aussi pour les collectivités, mais il est orienté sur les questions liées aux bâtiments et vers l'assistance aux maîtres d'ouvrage. Quant à son rôle auprès des particuliers, il consiste à sensibiliser, à relayer et/ou diffuser l'information, et à proposer un conseil de proximité par le biais des Espaces info énergie. Par ailleurs, l'ADEME mène des actions dans les écoles en faveur de l'éducation à l'environnement.

EDF : tarification, mission de service public, offre de services et R&D

La première motivation d'EDF en matière de MDE a été d'optimiser le recours aux centrales de production en ajustant la demande grâce à une structure tarifaire basée sur les coûts marginaux, et ce, dès 1954, avec la mise en place du tarif vert. L'application du principe de la péréquation tarifaire fait que l'entreprise a intérêt à œuvrer pour la maîtrise des consommations dans les zones où il lui coûte cher d'acheminer ou de produire de l'électricité.

Par ailleurs, la situation de surcapacité du fait de l'important programme électronucléaire a paradoxalement encouragé l'amélioration de l'isolation des logements et des performances du chauffage électrique. Les activités de MDE ont alors eu des motivations commerciales : gagner des parts de marché pour un usage concurrentiel de l'énergie. À noter aussi que les activités de MDE ont été un moyen pour EDF de valoriser son image, notamment pour contrebalancer les contestations des anti-nucléaires.

À partir de 1993, EDF signe avec l'ADEME des accords-cadres triennaux qui portent notamment sur la maîtrise de la demande d'électricité. Les actions réalisées dans ce cadre intègrent à la fois des motivations économiques et environnementales.

L'ouverture à la concurrence de la vente d'électricité vient ensuite modifier la donne puisque EDF n'est plus en situation de monopole et que son nouveau statut lève le principe de spécialité, ce qui l'autorise à diversifier ses activités. Ses activités de MDE répondent dès lors à deux motivations : la redéfinition de ses missions de service public et le besoin de se différencier de ses concurrents en développant des activités de service.

L'action d'EDF est principalement fondée sur le rôle décisif du signal tarifaire donné au client. La tarification marginaliste vient du fait que l'électricité est un produit non stockable et que les moyens de production sont utilisés de manière à répondre à la demande instantanée. Or cette demande est irrégulière, notamment en fonction des heures de la journée et des saisons. Ces fluctuations sont caractérisées par la courbe de charge du système électrique qui trace la puissance totale appelée en fonction du temps. La demande est ainsi traditionnellement découpée en trois domaines : la base (puissance moyenne appelée plus de 6 000 h/an), la semi-base (durée d'appel intermédiaire) et la pointe (puissances appelées aux moments critiques). Les capacités de production sont donc choisies en fonction de la structure de

cette charge avec, pour chaque catégorie, des coûts différents, moins élevés en base et plus élevés en pointe.

La péréquation tarifaire et l'objectif d'accès à l'énergie pour tous conduisent EDF à réaliser des programmes locaux de maîtrise de la demande en électricité sous la forme de campagnes d'information et de promotion pour des équipements performants (par exemple, les lampes à basse consommation). L'entreprise développe également une culture commerciale de la MDE en proposant à ses clients une offre de services. Pour les entreprises, ce sont les bilans annuels personnalisés et les conseils éclairage et climatisation ; pour les collectivités, les offres Citélia avec les diagnostics Optimia ; et pour les particuliers, des conseils et simulations sur Internet ou par téléphone, les campagnes Gesteco dans certaines régions pilotes avec un pack MDE, et l'offre Vivrélec pour les usages thermiques de l'électricité.

EDF dispose enfin d'un important centre de R&D dont un des axes est de développer de nouvelles technologies performantes pour des procédés industriels ou pour des équipements pour les ménages.

Les acteurs privés : entreprises et cabinets de consultants spécialisés

Pour ces acteurs privés, la motivation principale est, bien sûr, économique. Dans une moindre mesure peuvent intervenir des motivations environnementales et/ou d'image. Leur objectif est de développer leur activité en proposant à leurs clients des produits et services.

Certaines associations peuvent aussi jouer un rôle dans les activités de MDE qui sont souvent associées aux Espaces info énergie ou aux agences locales de l'énergie. Leurs motivations dépendent de leurs objectifs propres, mais sont en général de nature environnementale, sociale et/ou citoyenne.

Et enfin, en métropole, les collectivités territoriales sont des acteurs majeurs en matière de MDE.

Perspectives et enjeux actuels

Au niveau des politiques publiques, il a fallu attendre la ratification par la France du protocole de Kyoto, en 2000, pour voir s'initier deux nouveaux programmes annonçant la relance des politiques de maîtrise de l'énergie : le Plan national de lutte contre le changement climatique (le PNLCC, aujourd'hui remplacé par le Plan Climat) complété par le Plan national d'amélioration de l'efficacité énergétique (le PNAEE).

Cette relance connaît aujourd'hui un second souffle car les questions de prix des énergies et de sécurité d'approvisionnement reviennent au premier plan avec la volatilité du prix du pétrole et la perspective de sa raréfaction. Dans ce contexte, la France suit d'abord les orientations fixées par les différentes directives européennes. Les principales mesures engagées ont été de renforcer les crédits d'impôts pour les investissements de maîtrise de l'énergie et le lancement par l'ADEME d'une nouvelle campagne de sensibilisation (« Faisons vite ça chauffe »), plus ambitieuse et surtout plus concrète. Le Grenelle de l'environnement marque, en matière de MDE, une étape importante.

Tout semble ainsi montrer qu'en France les activités de MDE vont connaître une période faste dans les années à venir, mais les défis à relever sont différents de ceux de la période d'après les chocs pétroliers de 1973 et 1979 :

- inscrire les actions dans la durée et, pour ce faire, intégrer les questions de maîtrise des consommations dans l'ensemble des processus de décisions ;
- soutenir les activités de MDE dans un nouveau contexte de marché ouvert à la concurrence qui remet en cause la répartition des rôles et les modes d'intervention possibles ;
- structurer les politiques d'actions en s'appuyant sur les différents niveaux territoriaux ;
- développer de nouvelles stratégies (les certificats d'économie d'énergie en font partie) pour atteindre les gisements diffus qui sont devenus l'enjeu majeur de la maîtrise des consommations d'énergie et s'attaquer aux secteurs pour lesquels il est plus difficile d'intervenir (logements anciens, PME-PMI, etc.).

La maîtrise de l'énergie dans les DOM : des actions ponctuelles mais d'envergure

Comme les zones rurales, les zones insulaires ont été des terrains propices aux actions de MDE du fait de la péréquation tarifaire. Ces actions s'y sont d'autant plus développées que le déficit pour EDF y devenait important, en particulier dans les départements d'outre-mer. Les actions MDE y ont donc été un des axes prioritaires des conventions EDF-ADEME car elles constituaient un terrain où les intérêts des deux acteurs convergeaient.

Quelques actions locales de grande envergure ont été réussies, comme la diffusion de près d'un million de lampes à basse consommation : 150 000 à la Réunion en 1989, 350 000 en Guadeloupe et 346 000 en Martinique en 1992, 73 000 en Guyane ; des résultats environ 10 fois supérieurs aux opérations locales de ce type menées en métropole. Autres exemples : la promotion des chauffe-eau solaires et du label Ecodom pour améliorer les performances énergétiques des bâtiments neufs.

Sur les vingt dernières années, le développement économique de l'île de la Réunion s'est accompagné d'une croissance soutenue des consommations d'énergie dont la demande a été multipliée par 2,5, celle de l'électricité ayant même quadruplé. Il était donc urgent de mettre en œuvre une politique régionale très ambitieuse de maîtrise de l'énergie et de recours aux énergies renouvelables pour la production d'électricité : c'est ce que propose le Plan régional des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie (Prerure) qui prévoit la constitution à moyen terme de trois centrales ENR ou mégawatts, MDE ou mégawatts et stockage. Un deuxième programme « d'actions opérationnelles pour des résultats visibles sur les dix prochaines années » vise à réduire le plus possible les besoins en électricité à travers douze actions fortes qui sont principalement du domaine de la maîtrise de l'énergie.

La Réglementation thermique DOM (RT DOM), limitée au secteur logement, peut être un point de départ pour réaliser une RT calédonienne. Elle correspond en fait à un EcoCal édulcoré, avec des compléments sur les aspects ventilation. Par ailleurs, pour ce qui concerne le secteur tertiaire, il sera utile de s'inspirer de la démarche Perene qui, basée sur une étude détaillée du climat réunionnais, apporte des éclairages intéressants en matière de ratios de consommations et de référentiels pour les différents secteurs tertiaires. Compte-tenu des grandes similitudes entre le climat calédonien et le climat réunionnais, certains résultats sont transposables, mais cela ne dispense pas de la nécessité de produire des études statistiques ou instrumentées sur les consommations réelles par secteur et de définir une carte climatique avec des données de référence par région. Pour simplifier, l'application d'une RT DOM, ainsi que les démarches logement et tertiaire, devront être homogénéisées en termes d'indicateurs objectifs à atteindre et développées concomitamment.

Propositions pour faire évoluer les discours et les pratiques des Néo-Calédoniens vers davantage de maîtrise de l'énergie

Il faut agir au niveau politique d'abord, car c'est là que se situe le principal levier en matière de MDE. Comment sensibiliser les élus à cet enjeu ? Par des actions de sensibilisation, de formation, en leur présentant les expériences existant ailleurs, en leur exposant les finalités et les potentialités, etc. L'ADEME est peut-être l'acteur le mieux placé pour effectuer ce travail, mais en Nouvelle-Calédonie elle ne dispose que de moyens limités.

Parallèlement, il faut aussi agir au niveau de l'ensemble des acteurs du pays. Il conviendrait d'abord de préconiser une enquête anthropologique, donc qualitative, portant sur les discours et les pratiques des Néo-Calédoniens en matière d'énergie. Complément indispensable des enquêtes statistiques de l'Institut de la statistique et des études économiques (Isee), cette approche qualitative permettrait de comprendre les points de vue des habitants du pays, leurs choix de consommation, les logiques qui les sous-tendent, leurs attentes, leurs jugements, etc. On pourrait également préconiser une enquête sur les discours des différents médias néo-calédoniens sur les questions énergétiques (revue de presse, journaux télé, émissions de radios, etc.).

La maîtrise de l'énergie dans le domaine du bâtiment et des équipements

La question de la maîtrise de la demande d'énergie et de l'efficacité énergétique dans le bâtiment est fondamentale, compte tenu de l'importance des gisements évalués et, surtout, du champ d'action possible. En effet, grâce à la disponibilité immédiate de technologies et de techniques matures, le secteur du bâtiment peut contribuer efficacement à résoudre les défis environnementaux auxquels nous devons faire face. Toutefois, c'est un secteur réputé lent à évoluer à cause de la durée de vie des bâtiments et de l'inertie du monde du bâtiment.

État des lieux de la MDE dans le domaine du bâtiment et des équipements en Nouvelle-Calédonie

Les éléments climatiques

Située en plein océan Pacifique, la Nouvelle-Calédonie se positionne sur une latitude moyenne de -21,5° et une longitude de -165°. La course solaire (hauteur et azimut) est quasiment identique à celle de la Réunion (-21° de latitude sud et 55°30' de longitude est).

Un observateur en Nouvelle-Calédonie voit le soleil à 12 h une grande partie de l'année en façade nord, et une autre partie en façade sud (mois de décembre). Tout au long de l'année, le parcours du soleil s'effectue à une hauteur relativement élevée.

Le rayonnement moyen journalier annuel est de l'ordre de 5,4 kWh/m^2/jour. En saison chaude, il peut dépasser 7 kWh/m^2/jour et, en saison « fraîche », il descend un peu plus bas autour de 3,5 kWh/m^2/jour. Le rayonnement diffus contribue de l'ordre de 40 % au rayonnement global reçu. À titre de comparaison, l'ensoleillement annuel reçu est légèrement plus élevé qu'à la Réunion et quasiment identique qu'aux Antilles.

Les températures sont particulièrement clémentes en Nouvelle-Calédonie : une moyenne annuelle de 23 et 24 °C, avec un écart très faible entre la zone nord et la zone sud de l'île, soit pratiquement la température idéale d'ambiance pour un être humain.

L'étude du positionnement annuel de l'ensemble des conditions d'ambiance extérieure dans le diagramme de l'air humide permet de caractériser le confort thermique en espace extérieur. Le nuage de points est encadré sur sa valeur par une température minimale absolue de l'ordre de 16 °C, une température maxima absolue de 33 °C et une humidité relative minimale de l'ordre de 45 %. Statistiquement, les sources d'inconfort proviennent de périodes liées à une sensation de fraîcheur (6 % au-dessous de 19 °C), de chaleur (10 % au-dessous de 28 °C) ou d'excès d'humidité (5 % au-dessus d'une humidité relative de 95 %). Si l'on exclut ces zones d'inconfort, on constate qu'un être humain est 83 % du temps dans des conditions de confort acceptables (à l'ombre).

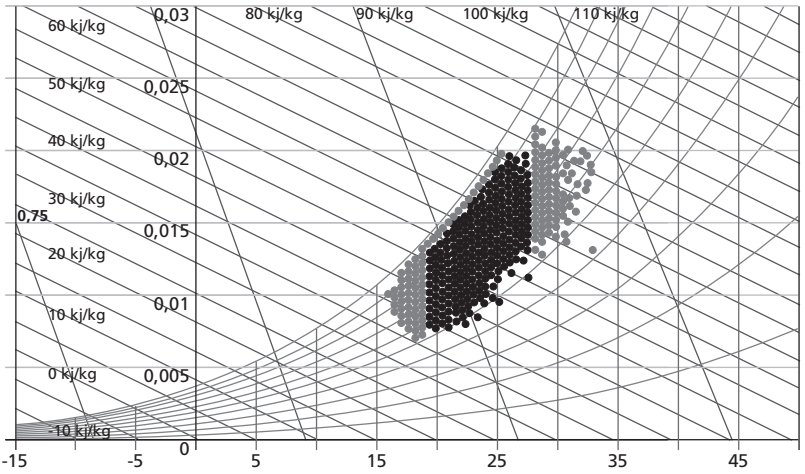


Figure 3

Le confort thermique en espace extérieur

La ligne d'enthalpie maximale du nuage de points est de l'ordre de 85 kJ/kg as. Cette valeur est significative pour le dimensionnement des installations de climatisation. Elle correspond à un couple température/humidité de 31 °C pour 70 % d'humidité.

Potentiel et gisement naturel pour couvrir les besoins d'un bâtiment

Produire du confort thermique naturellement

Le confort hygrothermique est lié à l'influence combinée de la température de l'air, de la température radiante (en particulier, la surchauffe des parois générée par les rayonnements solaires), de la vitesse d'air et du niveau hygrométrique. L'humidité est une contrainte subie qui contrarie la sudation, c'est-à-dire le processus de réfrigération de l'être humain. En revanche, la vitesse d'air facilite ce processus et crée une sensation équivalente à une réduction de 4 à 5 °C de température pour un niveau de vitesse de 1 m/s. Il est donc important d'aborder l'ensemble de ces données dans l'analyse climatique.

Les températures élevées sont, bien sûr, fortement corrélées au rayonnement solaire. Cependant, ici, la nature a bien fait les choses, puisque les heures les plus chaudes correspondent également aux heures les mieux ventées. La vitesse extérieure du vent est de 5 m/s aux heures les plus chaudes : on dispose donc, au moment où on en a le besoin, d'un fabuleux potentiel pour évaluer les apports de chaleur par ventilation naturelle et générer des vitesses d'air de 1 m/s dans les locaux. Pour évacuer correctement les apports solaires, un débit de renouvellement d'air de 10 à 15 Volume/heure (Vol/h) est souhaitable. Compte tenu du niveau de vent, ce type de renouvellement d'air est relativement facile à obtenir. En général, un ratio d'ouvrant de 3 à 4 % de surface Shon est suffisant pour évacuer la charge interne des locaux.

En revanche, pour obtenir des vitesses de l'ordre de 1 m/s dans les habitations (pour faciliter le processus de sudation), le challenge est plus difficile. Le niveau de porosité nécessaire est plus important, de l'ordre de 20 % sur les façades. Mais le fait de ne pas atteindre ce critère n'est pas déterminant pour rafraîchir naturellement les locaux puisque la mise en œuvre de brasseurs d'air permet de pallier une vitesse d'air insuffisante dans les locaux. Notons d'ailleurs que la consommation électrique de ce type d'appareil (étiquette A) est très faible comparée à une solution de climatisation.

Climatiser : un besoin réel ?

Comme pour le chauffage, le degré heure climatisation est un indicateur des besoins théoriques de climatisation. Le débat sur la nécessité ou non de climatiser doit être abordé par secteurs.

■ *Pour le résidentiel*, le faible niveau de charges internes (moins de 5 W/m^2 en moyenne journalière), combiné à une bonne maîtrise des apports solaires (par une bonne conception de l'enveloppe selon la démarche Ecocal) permet de réduire les apports totaux à moins de 40 W/m^2.

■ *Pour le tertiaire*, les apports internes de la bureautique et de l'éclairage sont souvent supérieurs à 20 W/m^2, compte tenu de la densification de l'occupation des locaux (1 occupant/10 m^2, voire moins). Si l'on ajoute les apports climatiques, on atteint dans le meilleur des cas des apports totaux de 50 à 60 W/m^2. Avec une ventilation de l'ordre de 15 Vol/h, la surchauffe moyenne pendant la journée est de l'ordre de 4 à 5 °C. Pour des conditions de travail acceptables, c'est-à-dire en limitant à 2 °C la surchauffe, outre une bonne conception bioclimatique, il est nécessaire de réduire la densité de l'occupation (on se heurte alors au problème du coût du foncier), de travailler sur la lumière naturelle pour limiter les apports éclairage, d'augmenter l'efficacité des appareils de bureautique et de prévoir une ventilation naturelle plus importante. Le niveau de renouvellement de l'air à atteindre est plutôt de 20 à 30 Vol/h.

Envisager une alternative à la climatisation dans le tertiaire se heurte malgré tout à trois obstacles : celui de la rentabilité pour l'investisseur, celui de la productivité des personnes qui y travaillent (la climatisation apporte une réponse de confort constant, alors que la climatisation naturelle produit un confort moyen avec des possibilités de dérive quelques heures dans l'année) et celui des stéréotypes comportementaux (port de la cravate, image positive de la climatisation).

■ *Dans le secteur de l'enseignement*, le profil thermique est impacté essentiellement par l'apport interne dû aux élèves : un élève pour 1,5 m^2 en primaire et un élève pour 2,7 m^2 en secondaire, mais sur une plage d'occupation moins importante que pour le bâtiment tertiaire. Les heures de cours ayant lieu aux meilleures heures du jour, l'éclairage artificiel – si le bâtiment est bien conçu – est peu sollicité. L'apport moyen dû à l'occupation pendant la journée est de l'ordre de 15 W/m^2. Avec une bonne ventilation traversante (de 20 Vol/h à 30 Vol/h) et une bonne conception bioclimatique, la surchauffe moyenne peut être limitée à 2 à 3 °C et procurer des conditions de confort acceptables.

Le besoin énergétique étant conditionné par le profil d'occupation selon la période de l'année, il est intéressant de questionner l'intérêt d'un décalage

saisonnier des rythmes de vie. En zone tropicale, il est réduit compte tenu de la faible évolution de la durée du jour au cours de l'année. Cependant, la Nouvelle-Calédonie se situe à la limite de la zone tropicale humide et la variation de la durée du jour est appréciable puisqu'il y a 2,6 h entre le jour le plus court et le jour le plus long.

L'enjeu principal du décalage horaire se situe au moment de la saison chaude pour récupérer une heure d'ensoleillement naturel le matin et faire fonctionner une heure de moins la climatisation en fin de journée. Étant donné que la rentrée scolaire a lieu au moment le plus chaud de l'année, des établissements commencent à équiper les classes de climatisation. Or, donner aux élèves une image positive de la climatisation peut avoir des conséquences catastrophiques, immédiates, en suscitant le désir de retrouver chez soi le même équipement et, à terme, en créant un nouveau besoin pour de futurs adultes. La pénétration systématique de la climatisation dans les établissements d'enseignement est une ligne rouge à ne pas franchir car elle enlèverait toute crédibilité à des campagnes de sensibilisation aux aspects environnementaux et d'économie d'énergie.

Certains pays chauds déterminent le niveau d'activité en fonction des contraintes climatiques. En Nouvelle-Calédonie, les mois les plus chauds sont également les plus longs en durée de jour. Des activités pourraient donc adapter leurs horaires pour profiter des heures les plus fraîches et bénéficier davantage de l'éclairement naturel. Certains prônent ainsi la réhabilitation de la sieste de l'après-midi (30 minutes en début d'après-midi), à l'instar de pays, comme le Vietnam, où cette pratique est courante.

Le code vestimentaire a également une influence néfaste en matière de MDE, notamment lorsqu'il se réfère à la tenue européenne (cravate et veston). L'action principale du vêtement est de contribuer à « conserver » la chaleur dégagée par le corps en augmentant la température ambiante autour du corps d'environ 8 °C, pour une tenue européenne de demi-saison, et de 3 à 4 °C, pour une tenue tropicale légère.

L'intérêt du stockage de froid

Il est d'abord économique : effacer les pointes de charge quotidiennes caractérisées par une utilisation courte de puissances maximales. Le stockage de froid peut permettre de réduire la puissance d'un groupe frigorifique

(jusqu'à - 40 %), de réduire également la puissance tarifaire souscrite et de profiter du tarif des heures creuses du réseau. Sa rentabilité dépend du système de tarification des puissances de pointe. Quant au bilan environnemental, notamment en émissions de CO_2, il dépend de la nature des moyens mis en œuvre aux heures de pointe pour produire de l'énergie électrique.

La climatisation solaire : état des lieux

Climatiser en utilisant le soleil, sans consommer de l'énergie fossile, est désormais possible, mais la filière est loin d'être mature. Les avantages principaux de la climatisation à absorption solaire sont qu'elle consomme vingt fois moins que les climatisations traditionnelles et que les fluides utilisés sont inoffensifs pour l'environnement. Dans ce domaine, la Nouvelle-Calédonie possède un fort potentiel de développement car le rayonnement solaire y est très élevé aux heures les plus chaudes.

Il serait particulièrement intéressant de réaliser plusieurs opérations expérimentales afin de mieux cerner les performances réelles d'un tel système dans les conditions de climat du territoire étudié. Son surcoût, de l'ordre de 50 % par rapport à un système classique, varie selon le niveau de puissance et sa limite physique est la surface de captation du bâtiment par rapport au volume à climatiser.

S'éclairer naturellement

L'éclairage est un poste énergétique important, notamment dans le tertiaire où les exigences sont élevées. En Nouvelle-Calédonie, le besoin d'éclairage peut être pourvu en grande partie par la lumière naturelle dont le gisement est particulièrement important, sous réserve d'une bonne conception du niveau de couverture.

Produire de l'eau chaude

Le réchauffement à 55 °C d'un m^3 d'eau froide nécessite une quantité d'énergie de l'ordre de 37 kWh par m^3 et par jour en Nouvelle-Calédonie, soit sensiblement 30 % de moins qu'une installation en métropole. Le climat calédonien permet d'assurer en grande partie les besoins en eau chaude par une installation solaire. C'est pourquoi, lorsque l'on dispose de surface suffisamment bien exposée pour produire de l'eau chaude, les pompes à chaleur sont d'une efficacité moindre qu'un système solaire bien dimensionné,

notamment pour les particuliers. Les seules indications pour l'usage éventuel de pompes à chaleur sont l'impossibilité d'installation de panneaux solaires thermiques bien exposés.

Autres besoins domestiques

Mis à part la cuisson, la plupart des usages domestiques nécessite de l'énergie sous forme électrique : éclairage, cuisine, ventilation, froid, télévision, ordinateur, lavage du linge et de la vaisselle, etc. Pour ces deux derniers postes, le réchauffage de l'eau peut s'effectuer en bonne partie sous forme thermique solaire. Hors cuisson et chauffage de l'eau chaude sanitaire, l'ensemble de ces consommations est en métropole de l'ordre de 3 000 kWh par an pour un ménage. Avec des appareils économes et adaptés au développement durable, cette consommation peut être réduite à moins de 2 000 kWh par an.

Pour compenser la consommation en énergie fossile de ces appareils électriques, on peut envisager une production équivalente d'énergie solaire sous forme photovoltaïque. L'orientation optimale en Nouvelle-Calédonie est l'orientation nord inclinée à 20°.

Autre mode de compensation de l'énergie d'origine fossile : la production éolienne en milieu urbain. Avec une vitesse moyenne du vent de l'ordre de 5,5 m/s à Nouméa, on peut envisager une productivité intéressante de l'ordre de 1 500 à 2 000 kWh/kW (variable selon les marques et les technologies).

Les technologies les plus adaptées à la forte rugosité urbaine sont les éoliennes à axe vertical qui captent l'énergie turbulente. Néanmoins, pour développer cette filière, plusieurs obstacles sont à surmonter :

- les produits ne sont pas matures en matière de sécurité, de procédures de certification et de standardisation ;
- la rentabilité économique est faible (coût du kWh produit supérieur à 15 c€/kWh) ;
- au plan local, cela suppose de caler le prix de rachat du kWh par le réseau et de développer un réseau de professionnels.

La cuisson

Les plaques de cuisson et le four classique utilisent traditionnellement le gaz ou l'électricité. La source d'énergie actuelle, électrique, étant particulièrement polluante, on peut facilement envisager d'utiliser l'énergie solaire pour une

partie de ces usages. Dans tous les cas, le gaz doit être privilégié à la cuisson électrique compte tenu du contenu en énergie primaire du kWh électrique (1 kWh électrique équivalant à 3 kWhep). La question de l'organisation d'une vraie concurrence – ou d'une régulation du marché par les pouvoirs publics – pour la distribution, s'avère ici être un enjeu fondamental.

D'abord considérée comme un gadget, la cuisine solaire ne se limite plus à quelques convaincus de l'autoconstruction. L'offre commerciale pour le particulier commence à s'étoffer dans le monde et il existe également quelques grands projets de cuisine collective, notamment en Inde, qui ont prouvé l'efficacité du procédé. Le principe de base – concentrer l'énergie solaire – se décline selon différents matériels : four, barbecue, autocuiseur, cuisine vapeur, etc. L'emprise nécessaire pour ce type de système est d'environ 1 m^2 orienté horizontalement et légèrement incliné vers le nord selon les saisons.

Utiliser l'énergie solaire pour le transport ?

Pour les petits déplacements urbains, la bicyclette électrique est le mode de déplacement idéal. Avec une consommation électrique de 10 Wh/km, la recharge solaire d'une bicyclette pour un déplacement moyen de 30 km nécessite une quantité d'énergie de 300 Wh, soit la production d'un panneau photovoltaïque de 1 m^2.

Avec une automobile électrique rechargée par une installation photovoltaïque, sur la base d'un parcours quotidien de 40 km et à raison d'une consommation de 0,15 kWh/km, on obtient une consommation moyenne journalière de 6 kWh. Une installation de 13 m^2 bien orientée, autour de 15° nord, permettra de recharger une voiture électrique en énergie solaire. L'énergie fossile ainsi économisée est de l'ordre de 3 litres d'essence par jour, avec une hypothèse de 7 litres/100 km.

Quelle est la surface captante nécessaire pour obtenir des bâtiments à énergie positive ?

Dans le résidentiel

La faisabilité de couverture solaire des différents besoins énergétiques d'un ménage calédonien (4 personnes, 100 m^2), avec un logement bien conçu sur un plan bioclimatique, aboutit à une surface de captage solaire d'environ 60 m^2 pour un ménage fortement équipé (climatisation, 2 voitures). Le même

ménage « sensible au développement durable », équipé d'une seule voiture et se climatisant naturellement, a besoin d'une surface captante solaire moitié moindre.

En théorie, une grande partie des besoins peut donc être couverte par l'énergie solaire ; avec le risque que le modèle actuel d'hyperconsommation ne nécessite de couvrir la toiture de capteurs solaires et contraigne à une architecture de plain-pied pour maximiser la captation en toiture…

Même pour un habitat non climatisé, avec un ménage économe, les surfaces nécessaires sont très importantes au regard des possibilités physiques du parc. Il est probable que les logements ayant vocation à devenir positifs atteignent difficilement 50 % du parc. Par conséquent, l'objectif d'une ville à énergie positive nécessite une révision globale des règles d'urbanisme.

Dans le tertiaire

Les possibilités de réduire les apports solaires dans le cadre d'une bonne conception climatique se situent autour de 40 W/m^2. La principale difficulté réside dans le compromis entre l'apport de lumière pour optimiser les apports de lumière et la limitation des apports solaires. Les progrès importants dans les protections solaires et en matière de verre pour filtrer le rayonnement infrarouge proche permettent d'envisager des transmissions lumineuses importantes avec un facteur solaire faible.

Pour des locaux conçus sans climatisation, la plus grande difficulté est de bien les ventiler, notamment pour obtenir des vitesses d'air suffisantes par ventilation traversante. Il est plus facile d'envisager une bonne évacuation des apports solaires par ventilation traversante et de compter sur des brasseurs d'air pour réaliser le niveau de vitesse d'air requis.

État de l'art de la MDE dans le domaine du bâtiment et des équipements, en dehors de la Nouvelle-Calédonie

Les réglementations thermiques en zone intertropicale

Le cas de l'Australie

En 1999, une stratégie nationale de lutte contre l'effet de serre fixe l'objectif de produire des bâtiments de meilleure performance énergétique, au moyen de l'encouragement aux « bonnes pratiques » volontaires dans la

conception, la construction et l'exploitation des bâtiments, et en intégrant un standard simple d'exigences minimum de performance dans le Building code of Australia (BCA).

Selon ce standard, la performance thermique des logements s'obtient essentiellement par les transferts de chaleur dus à l'enveloppe, tandis que la priorité est donnée, pour les autres catégories de bâtiments, aux charges internes, ce qui peut modifier les niveaux d'isolation recommandés.

Les niveaux de performance sont définis par la consommation d'énergie, son coût et les émissions de CO_2, et ramenés aux valeurs unitaires de la surface de plancher, du nombre d'occupants et du nombre de chambres. Enfin, une démarche en trois étapes est proposée pour établir les niveaux de performance requis :

- développer une liste de mesures appropriées localement, par consensus d'experts ;
- sélectionner les mesures qui sont économiquement performantes ;
- déterminer les niveaux de performance sur la base d'exemples qui incluent ces mesures.

Le cas des pays de l'ASEAN

La méthode ASHRAE Standard est également utilisée et adaptée aux différents pays de l'ASEAN qui doivent répondre aux exigences d'une réglementation thermique basée sur des coefficients globaux de transfert thermique d'enveloppe dénommés Overall Thermal Transfer Value (OTTV). La charge de climatisation est ensuite estimée au moyen de degrés-jour.

Le cas des départements d'outre-mer

Au terme d'une dizaine d'années de gestation, la réglementation thermique DOM vient enfin, en avril 2009, de faire l'objet d'un décret ministériel. Elle prévoit notamment la modification du code de la construction et de l'habitation (CCH) pour les logements neufs, avec la création d'un chapitre « Dispositions particulières relatives aux départements de Guadeloupe, Guyane, Martinique et Réunion » qui définit les principes et orientations et renvoie aux arrêtés adaptant les réglementations aux spécificités des DOM, en matière de thermique, d'aération et d'acoustique. L'objectif principal est d'améliorer la qualité thermique et les performances énergétiques des logements neufs dans des limites de coûts acceptables.

Le projet d'adaptation définit, dans une première étape réglementaire, des niveaux d'exigences homogènes aux quatre départements, modulés en fonction des spécificités climatiques locales (zonage climatique particulier pour la Réunion). Les exigences sont exprimées en performances par éléments d'ouvrage (toitures, murs extérieurs, baies, pare-soleil) afin de faciliter l'appropriation par les professionnels et de vérifier la conformité aux niveaux fixés (avec peu ou pas de calcul).

Caractéristiques thermiques minimales des parois

Le niveau de protection solaire de l'enveloppe est évalué au moyen du facteur solaire (S) qui traduit la capacité d'une paroi à limiter l'énergie solaire sous forme de chaleur. Le calcul du facteur S est défini par la formule : $S = (0{,}074 \times Cm \times \alpha) / (Rth + 0{,}20)$, où Cm est le coefficient de réduction correspondant aux pare-soleil, α le coefficient d'absorption de la paroi dont les valeurs sont fonction de la couleur et Rth la résistance thermique de la paroi.

Caractéristiques thermiques minimales des baies

À l'exception des bâtiments d'habitation construits à la Réunion à une altitude supérieure à 800 m, les baies transparentes ou translucides des logements en contact avec l'extérieur sont interdites dans le plan des parois horizontales.

Le niveau de protection solaire des baies est évalué au moyen du facteur solaire (S) qui traduit sa capacité à limiter l'énergie solaire. Le calcul du facteur prend en compte le type de baie (jalousie, vitrage), la couleur des lames lorsqu'il y en a, et la présence de pare-soleil. Le facteur solaire S de toutes les baies en contact avec l'extérieur doit vérifier : $S \leq Smax$. Les baies des pièces de services dont les surfaces sont inférieures à 0,5 m² sont exclues.

Ventilation de confort et ventilation d'hygiène

Afin d'assurer une vitesse minimale d'air, les logements sont conçus de telle sorte que les pièces principales puissent être balayées par un ou des flux d'air provenant de l'extérieur du logement. Ces écoulements d'air doivent pouvoir transiter dans les parois externes et internes par des baies pouvant rester en position ouverte et qui participent ainsi à la ventilation naturelle de confort.

À l'échelle du logement, les ouvertures doivent être prévues sur au moins deux parois en contact avec l'extérieur ayant des expositions différentes. À

l'échelle d'un local, les ouvertures sont percées sur des parois opposées ou latérales.

Le dispositif définit également les surfaces minimales admissibles des ouvertures des parois en contact avec l'extérieur. Ces « surfaces d'ouverture libre », exprimées en pourcentage de la surface de la paroi de la pièce, ne peuvent être inférieures à 1 m^2. La surface des ouvertures des parois internes doit être supérieure à la plus petite des deux surfaces des ouvertures en contact avec l'extérieur.

Pour permettre de compléter la « ventilation naturelle » lorsqu'elle est inopérante ou insuffisante, le dispositif prévoit des dispositions relatives aux brasseurs d'air. En matière de ventilation d'hygiène, la ventilation peut être assurée pièce par pièce. La cuisine est dans tous les cas pourvue d'une ouverture sur l'extérieur. Pour les autres pièces de service, si elles ne disposent pas d'ouvertures suffisantes sur l'extérieur, des débits d'extraction minimum sont assurés au moyen d'une ventilation mécanique. Dans le cas des logements climatisés, une disposition d'extraction est imposée pour toutes les pièces de service.

Équipements

L'eau chaude sanitaire étant obligatoire pour tous les logements neufs, le dispositif vise le recours aux énergies renouvelables (en particulier les installations solaires) et, à défaut, il prescrit des principes de production économes en énergie, excluant notamment les appareils de production spontanée. Il propose également l'installation de thermostats sur les équipements dans chaque pièce climatisée afin de limiter les consommations énergétiques.

Les démarches MDE et/ou environnementales dans le bâtiment

La méthode BREEAM (Building Research Establishment's Environmental Assessment Method) du Royaume-Uni

La méthode d'évaluation d'un projet consiste à comptabiliser des crédits basés sur un certain nombre de critères, comme les émissions de CO_2 liées à la consommation d'énergie, la déplétion d'ozone, la valeur écologique du site, la préservation des ressources naturelles, etc.

La démarche Green Globes Design, dérivée de la méthode BREEAM Green Leaf, a pour objectif d'intégrer un certain nombre de principes écologiques

dans l'architecture et, cela à travers un protocole d'évaluation qui se présente sous la forme d'un questionnaire. Elle permet de concevoir un bâtiment efficace en gestion énergétique et plus sain.

La méthode LEED (Leadership in Energy and Environmental Design) des États-Unis

Celle-ci est fondée sur cinq rubriques principales : le développement durable du site, la gestion de l'eau, l'efficacité énergétique, la sélection des matériaux et la qualité de l'environnement intérieur. Elle a donné lieu à plusieurs déclinaisons, dont celle de la méthode indienne Teri's Green Building Rating Systems (TGBRS) qui s'intéresse notamment aux moyens de transport autour du site, à l'éclairage extérieur, à la gestion de l'eau et des déchets et à la qualité de l'environnement intérieur.

La démarche de haute qualité environnementale (HQE®) en France

Le référentiel d'exigences de la HQE définit 14 cibles, 7 relevant de la maîtrise des impacts extérieurs et 7 de la maîtrise des impacts intérieurs. En outre, trois autres référentiels détaillent en profondeur la démarche au niveau opérationnel :

- la définition explicite de la qualité environnementale (objectifs et indicateurs correspondants pour définir et prioriser les exigences d'un maître d'ouvrage) ;
- le système de management environnemental (ensemble de l'organisation, des procédures et des pratiques spécifiques à une opération de construction) ;
- la certification : les deux procédures de certification mises en place concernent les bâtiments tertiaires et le secteur du logement. La certification tertiaire (organisme certificateur Certivea) peut s'appliquer aux zones tropicales sous réserve d'adaptation, notamment sur la cible énergies.

Les démarches environnementales et de MDE dans les DOM

Jusqu'en 2009, l'absence de réglementation thermique, la restriction de la réglementation acoustique métropolitaine et le concept de HQE sont à l'origine de plusieurs outils opérationnels, programmes ou labels, développés sur les territoires des DOM dans le cadre du Programme régional de maîtrise de l'énergie (PRME) de la Région d'outre-mer. Un objectif commun guide ces démarches : améliorer la qualité de la conception, en particulier de l'enveloppe, pour augmenter le confort, diminuer les charges de climatisation et préparer les acteurs à la future réglementation thermique.

Sur le volet MDE, le thème prédominant est la maîtrise du développement de la climatisation dont le taux de croissance est préoccupant. Une série de démarches et d'outils a été mise en route pour animer les filières professionnelles et mieux dimensionner les installations (NDLR : on pourra consulter dans le CD-ROM annexé au rapport un tableau présentant l'ensemble de ces outils).

Les meilleures techniques disponibles et labels sur les équipements

L'éclairage

Améliorer le service de l'éclairage public

L'éclairage public représente de l'ordre de 50 % de la consommation électrique des communes. Cette consommation, produite à partir d'énergie fossile en Nouvelle-Calédonie, génère de fortes émissions de gaz à effet de serre.

Les impacts environnementaux de l'éclairage public

L'éclairage public participe à la sécurisation de l'espace public et au développement social et économique de nos sociétés. Il n'est, bien entendu, pas question de remettre en cause ces avantages indéniables, mais d'examiner ses impacts pour mieux en maîtriser les nuisances environnementales.

Quels sont les impacts environnementaux de l'éclairage public que l'on retrouve en Nouvelle-Calédonie ?

- *Impact sur la faune et la flore* : fragmentation des écosystèmes par la création de barrières lumineuses permanentes, reproduction déréglée de certaines espèces, modification de l'équilibre prédateurs/proies, migrations altérées pour les oiseaux qui voyagent la plupart du temps la nuit, migrations stoppées de poissons dues à l'illumination des ponts, etc.
- *Impact sur la santé des êtres humains* : le non-respect du cycle jour/nuit déséquilibre le cycle circadien et peut être à l'origine de perturbations de la qualité du sommeil, du fonctionnement hormonal voire de pathologies plus lourdes.
- *Développement du halo lumineux* qui empêche l'observation du ciel étoilé.
- *Émissions de gaz à effet de serre* à raison de 800 g CO_2 par kWh consommé, car l'éclairage nécessite de l'électricité. […]

suite

[…]

La MDE, une réponse pour tendre vers un développement durable

Seule une démarche de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) et de sobriété énergétique permet de réduire concomitamment la consommation d'énergie et les nuisances environnementales. Les technologies actuelles permettent d'évoluer aisément d'un facteur 2 par rapport aux pratiques habituelles.

La mise en œuvre d'éclairage public à base d'énergies renouvelables est également très prometteuse surtout en Nouvelle-Calédonie, où le soleil et le vent sont disponibles toute l'année. Ces technologies, très concurrentielles dans les zones non électrifiées, demandent encore une maturation économique en zone urbaine électrifiée.

Les gisements en efficacité énergétique sont considérables sur les réseaux existants. Ils peuvent atteindre 48 %, si l'on remplace les lampes à mercure par des lampes à sodium (14 %), si l'on régule la tension et si l'on améliore le cos phi (9 %), si l'on remplace les « vieux » sodium (5 %) et si l'on installe un variateur de puissance (20 %).

À titre d'exemple, ce type d'actions a permis d'économiser, après la rénovation complète de l'éclairage public, 42 % d'énergie de la ville de Lille. Il est possible d'aller plus loin encore en engageant des technologies nouvelles, comme à Biarritz, avec l'opération démonstrative de télégestion et de sources lumineuses innovantes.

Comment agir en pratique ?

Une mairie ou une collectivité désirant agir sur ses installations d'éclairage public doit définir d'abord un plan d'aménagement lumière, intégrant la maîtrise des consommations énergétiques et la protection de l'environnement. La réflexion sur l'aménagement en lumière est l'occasion de bien clarifier les compétences de la collectivité en matière d'éclairage public, par la constitution d'un comité de pilotage et de groupes de travail thématiques incluant le thème du développement durable et de la MDE. La participation des usagers et la concertation est une des conditions de réussite du projet d'aménagement pour bien définir les besoins en éclairage. L'analyse des besoins doit être complétée par le diagnostic technique et urbain de l'éclairage public. […]

suite

[…]

Pour réaliser ce diagnostic technique, la collectivité peut s'appuyer sur des prestataires spécialisés et outillés qui établiront un inventaire complet de l'état du patrimoine – points lumineux, matériel, lampes, réflecteurs, ballast, armoires de commandes, horloges, systèmes de télégestion, etc. L'inventaire doit être complété par des mesures de l'éclairement des voies et de l'efficacité énergétique.

Une fois les besoins définis, l'établissement d'un cahier des charges pour définir la réalisation des travaux est une étape essentielle, au cours de laquelle les aspects de MDE et environnementaux doivent être décrits de façon explicite et concrète. En particulier, le suivi des objectifs de performances énergétiques et environnementales doit être basé sur des indicateurs vérifiables et quantifiables. À cette étape délicate, l'assistance d'un expert en éclairage public et d'un expert MDE et environnemental apporte la garantie d'une réussite dans la conduite des opérations.

Dans le secteur résidentiel, les lampes à basse consommation se substituent lentement et progressivement aux lampes à incandescence. Le climat chaud est idéal pour leur fonctionnement, comme en atteste le succès des campagnes de diffusion LBC dans les départements d'outre-mer.

Dans les bureaux, les tubes T8 sont progressivement remplacés par les tubes T5 plus efficaces. Une bonne conception doit permettre une puissance installée inférieure à 10 W/m^2. Mais ce sont les progrès en matière de gradation et de détection de présence qui apporteront une économie d'énergie substantielle. Il est en effet important de corriger le comportement des usagers qui n'éteignent pas la lumière artificielle, lorsque la lumière naturelle est suffisante ou lorsqu'ils quittent une pièce.

L'offre commerciale pour le résidentiel commence à s'étoffer et, dans le secteur tertiaire, de grands projets de bureaux commencent à être équipés entièrement en LED, cette technologie d'avenir qui équivaut à présent aux meilleures lampes fluo-compactes, avec l'avantage d'être cinq fois plus durables. Cette évolution est d'ailleurs loin d'être terminée, d'autant plus que se profile déjà une autre révolution avec les Oled (Organic light-emitting diode).

La bureautique

En matière de bureautique, l'écran plat a apporté un énorme progrès avec une consommation 4 fois moindre que les vieux tubes cathodiques. L'industrie progresse également en matière de consommation des micro-processeurs et d'alimentation. Mais c'est surtout la gestion des veilles qui est essentielle, notamment par l'activation de la gestion d'énergie (label *energy star*). Par ailleurs, comme pour les autres appareils – photocopieuses, imprimantes, télécopieurs –, le plus gros gisement d'énergie concerne le fonctionnement en mode « veille ».

Appareils électriques domestiques

L'étiquette énergie UE, obligatoire pour certains appareils, permet de classer l'efficacité énergétique, mais donne également d'autres informations utiles au client, en l'aidant dans son choix entre différents modèles. Ce label peut servir de support précieux en matière de réglementation ou d'actions MDE.

En matière d'amélioration des performances, la proposition européenne sur les veilles domestiques pour les téléviseurs, magnétoscopes ou chaînes hi-fi, dont l'essentiel de la consommation se situe hors usage permettra de faire un saut quantitatif en matière d'efficacité énergétique. Les nouvelles contraintes imposeront, par exemple, que la consommation des appareils en veille ne dépasse plus 1 Watt d'ici à 2010 (2 Watts, si l'appareil en question possède un système d'affichage d'informations, tel un écran LCD). Ce niveau de consommation électrique admissible sera ensuite abaissé à 0,5 W en 2013 – des mesures qui permettront d'économiser 73 % de l'énergie utilisée en mode veille.

Climatisation

Après une longue stagnation, les groupes froids centralisés progressent en matière de performance (EER). Les appareils terminaux, notamment les ventilo-convecteurs, bénéficient en effet de nouvelles technologies de moteurs à commutation électronique qui permettent de diviser par 3 la consommation électrique. Pour connaître les réelles performances d'un équipement, l'organisme Eurovent certifie les performances des climatiseurs, groupes froid et centrales de traitement d'air.

En matière de fluides frigorifiques, les plus utilisés sont les HFC, inoffensifs vis-à-vis de la couche d'ozone, mais qui contribuent à l'effet de serre (GWP,

Global Warming Potential). Les systèmes traditionnels à eau glacée limitent la quantité de fluides en mouvement, cependant il n'en est pas de même pour les VRV techniques en fort développement qui ont un potentiel important de fuites. En outre, la climatisation individuelle pose la question de la diffusion et de la récupération de ces fluides en fin de vie. Face à cette problématique, de « nouveaux » fluides zéro ODP et zéro ou faible GWP apparaissent, comme l'eau (le R-718 en langage de frigoriste) et le CO_2.

Concernant la climatisation solaire, malgré un potentiel de développement important, force est de constater que toutes les réalisations actuelles demeurent expérimentales et sont fortement subventionnées. Trois technologies émergent : les machines à absorption (ratio efficacité/énergie primaire : 0,6 à 0,65 ; coût 1 400 et 600 €/kW selon la taille), les machines à absorption simple effet (ratio : 0,6 à 0,7) et les machines à absorption double effet (ratio : 1 à 1,1 ; coût 600 et 300 €/kW selon la taille).

Le coût d'investissement initial et l'absence d'un réseau de professionnels sont les freins à lever pour que cette filière se développe. Notons cependant que le climat de Nouvelle-Calédonie se prête bien à l'application de ce type de technologie qu'il serait intéressant d'expérimenter.

Ventilation

La RT2005 limite à 0,25 W/(m³/h) d'air véhiculé la consommation des ventilateurs. Les meilleures technologies permettent actuellement de descendre en dessous de 0,13 W/(m³/h) avec des moteurs à commutation équipés de roues et de transmission optimisées. La conception du réseau aéraulique (limitation des pertes de charges) et la maîtrise des fuites (13 % en moyenne) sont également déterminantes. Enfin, la modulation des débits grâce à la variation de vitesse permet d'ajuster précisément les débits aux besoins détectés par des indicateurs appropriés (sonde humidité, CO_2, présence, niveau d'activité). L'installation d'une commande d'horloge permet aussi des économies substantielles dans les installations existantes.

Circulateurs

Les pompes de circulation d'eau, notamment pour la circulation d'eau glacée, sont également un gros poste de dépenses électriques. Elles sont souvent surdimensionnées et fonctionnent en permanence. Le remplacement des moteurs asynchrones par des moteurs à commutation, couplés à des aubes optimisées, permet une baisse de la consommation d'électricité annuelle des circulateurs de l'ordre de 60 % ou plus.

Les démarches environnementales à l'échelle urbaine

Il n'existe pas à proprement parler de méthodologie développée spécifiquement pour les zones tropicales insulaires, mais deux outils sont néanmoins transposables pour ce qui concerne l'audit environnement et la conception durable à l'échelle urbaine.

L'analyse environnementale urbaine (AEU)

C'est une méthode développée par l'ADEME depuis 1996 qui permet d'intégrer les préoccupations environnementales et énergétiques dans les projets de planification territoriale et d'urbanisme opérationnel. Elle repose sur une analyse globale du territoire, organisée autour des différentes thématiques que sont l'énergie, le climat, les déplacements, le bruit, les sites et sols pollués, la biodiversité et le paysage, les déchets, et l'eau et l'assainissement.

Elle se compose d'un diagnostic pluridisciplinaire puis de préconisations permettant de répondre aux objectifs du projet, tout en tenant compte des potentialités et contraintes du site. La méthode constitue un bon outil d'aide à la décision et permet de bien identifier les différents enjeux avant de se prononcer sur un futur projet d'aménagement.

La Maximisation Method for Sustainable Urban Design

Cette méthode de conception élaborée aux Pays-Bas peut être transposée aux climats tropicaux. Il s'agit d'une démarche qui passe de l'analyse au concept, à partir de plusieurs thèmes structurants comme le paysage, le sol et la nature, l'eau, les déplacements, l'énergie et l'archéologie.

Le Bilan Carbone™ ou la mesure de la décarbonisation

Le module de la méthode Bilan Carbone™ de l'ADEME adaptée aux collectivités territoriales évalue les émissions directes et indirectes de gaz à effet de serre générées par les activités présentes sur le territoire, concernant les habitants, les entreprises et les administrations.

Les secteurs d'activités considérés sont l'industrie, le tertiaire, le résidentiel, l'agriculture et la pêche, et le transport. Les résultats obtenus permettent d'identifier des actions relatives à l'organisation des activités sur le territoire étudié : relocalisation de filières de production, organisation des modes d'échanges, aménagement du territoire, etc.

Le Sustainable Built Environment, SB Tool

SB Tool résulte d'une initiative canadienne de 1996 qui consiste en une méthode fondée sur un tableur composé de trois modules : la définition du contexte et des pondérations propres au projet, les informations sur le site et les caractéristiques du projet, et les auto-évaluations basées sur les données des deux premiers. Un certain nombre d'exigences sont prises en compte, notamment pour la sélection du site, comme la proximité de lignes de transports en commun, le respect des densités de développement et de diversité fonctionnelle, ou la possibilité de solutions alternatives de gestion de l'eau et de ressources d'énergies renouvelables.

Le système offre un cadre de notations à partir d'une boîte à outils et se transforme en crédits seulement lorsque l'utilisateur le calibre pour la région d'application, en pondérant les différents critères. La méthode, modulaire, est considérée comme flexible, puisqu'elle permet d'intégrer des données de référence en fonction des valeurs régionales et peut ainsi s'appliquer à une échelle locale.

Propositions d'amélioration en matière de MDE dans le domaine du bâtiment et des équipements en Nouvelle-Calédonie

Les outils de l'efficacité énergétique[7]

Faire connaître, sensibiliser

Différents modes de communication peuvent être mis en œuvre : des campagnes grand public (par exemple, des spots publicitaires), la sensibilisation en milieu scolaire, les incitations fiscales, l'organisation de séminaires et salons sur les économies d'énergies, une campagne de sensibilisation à destination de certains secteurs ou maîtres d'ouvrage, des visites d'opérations exemplaires, des voyages d'études, etc.

Convaincre

Un deuxième niveau d'information consiste à aller sur le terrain de la raison. Il s'agit de montrer, preuves à l'appui, que les intérêts de la collectivité et du décideur final coïncident, lorsque ce dernier propose des solutions

[7] Pour les pistes d'action pour améliorer l'efficacité énergétique, se reporter aux tableaux synthétiques du CD-ROM : « La maîtrise de l'énergie en Nouvelle-Calédonie ».

permettant des économies d'investissement et de fonctionnement ou des solutions à moindre coût de fonctionnement, mais nécessitant un surinvestissement initial.

Pour sa diffusion, ce type d'information peut utiliser des fiches ou brochures, des argumentaires économiques et techniques, des guides de conception, des opérations de démonstration, des émissions ou reportages thématiques audiovisuels, etc.

Inciter

Pour engager un réel mouvement dans un marché et créer des conditions de compétitivité sur des nouvelles filières, il est nécessaire dans un premier temps de combler tout ou partie du surcoût d'une action de maîtrise de l'énergie. Les incitations peuvent être d'ordre financier pour l'aide à la décision ou pour supporter une partie du surinvestissement, tarifaire ou indirecte par la mise en place de labels permettant éventuellement d'obtenir des compensations. Ces incitations n'ont en général pas vocation à perdurer au-delà de l'atteinte d'une certaine maturité de marché devenu concurrentiel.

Contraindre

La puissance publique peut imposer aux concepteurs de bâtiments l'obligation de respecter des règles de conception précises, interdire certaines catégories d'appareils et prescrire des comportements (consignes de climatisation). C'est le monde d'action le plus efficace car il s'impose à tous. Ce type de démarche nécessite de faire la preuve de la pertinence économique des règles imposées et requiert un consensus des acteurs impliqués : il s'agit souvent d'entériner des bonnes pratiques et de les imposer au plus grand nombre. On peut aussi inciter les maîtres d'ouvrages à investir dans des actions de MDE par l'obligation d'un affichage énergétique, attesté par un diagnostic de performance énergétique.

La réglementation thermique[8] : une étape fondamentale

La colonne vertébrale d'une politique de maîtrise de l'énergie repose sur la mise en place d'une réglementation thermique. Le chantier d'une régle-

[8] Un tableau présentant les différentes étapes du chantier d'une réglementation figure dans le CD-ROM : « La maîtrise de l'énergie en Nouvelle-Calédonie ».

mentation nécessite une connaissance précise des tenants et aboutissants, c'est-à-dire du climat, des consommations, des consommateurs et des acteurs. Cette connaissance fine, traduite en indicateurs et en niveaux de référence à atteindre, constitue un référentiel pour toutes les actions à entreprendre, y compris pour les labels ou certifications. Par exemple, le label Bâtiment basse consommation (BBC) se définit comme un niveau de consommation 50 % moindre que le niveau de référence imposé par la réglementation. C'est donc un instrument incontournable qui oblige à déterminer des objectifs clairs et précis sur le long terme.

Les actions transversales

Agir à l'échelle urbaine

C'est à l'échelle urbaine que se joue une bonne partie des enjeux énergétiques globaux. Une conception urbaine, non attentive aux problématiques MDE et environnementale, peut obérer considérablement le développement de solutions environnementales. La définition du plan d'urbanisme directeur (PUD), la détermination des master-plans et la définition des morphologies et volumes doivent être accompagnées par des spécialistes.

Pour n'occulter aucun enjeu et traiter les problématiques dans leur intégralité, nous recommandons deux actions :

- l'élaboration d'un guide pointant les problématiques environnementales particulières de la Nouvelle-Calédonie à l'échelle urbaine ;
- la mise au point de cahiers des charges types pour mieux prendre en compte le volet environnemental à l'échelle urbaine et les études préalables à réaliser : bilan carbone, simulation du vent dans le contexte urbain pour optimiser la ventilation traversante, simulation de l'ensoleillement, optimisation des surfaces captantes pour le photovoltaïque, simulation pour le développement de l'éolien urbain.

Former

La taille de la Nouvelle-Calédonie ne lui permet pas d'avoir des compétences techniques pointues dans tous les domaines couverts par la MDE ou l'approche environnementale du bâtiment. Pour réduire ce frein au développement de l'efficacité énergétique, une évaluation des besoins de formation en matière de maîtrise de l'énergie et d'énergies renouvelables doit être réalisée.

L'absence de compétences dans certains domaines pourra être vite comblée, à partir du moment où une demande émergera (par exemple, sur des audits énergétiques). Une fois ce besoin connu, des formations *ad hoc,* en partie subventionnées, ont été organisées en partenariat avec le CTME et les acteurs importants du secteur (par exemple, une formation HQE).

Le potentiel d'efficacité énergétique des systèmes industriels et la valorisation des déchets

L'accroissement de l'efficacité énergétique des systèmes industriels est un enjeu important pour les prochaines années. L'objectif est de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère et de préserver les réserves en combustibles fossiles, grâce à la diminution de la demande énergétique. Pour cela, les gisements d'énergie doivent être identifiés, évalués puis valorisés grâce à une méthodologie adaptée et une approche des procédés dans leur globalité.

Pour un accroissement de la maîtrise de l'énergie dans le domaine industriel

Les objectifs du paquet énergie-climat

Les scénarios de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) montrent que l'essentiel du potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre, à l'horizon 2030, repose pour 29 % en moyenne sur les actions à mener en matière d'efficacité énergétique pour la demande en électricité, et pour 36 % sur les gains obtenus sur la combustion de carbone fossile. Le paquet énergie-climat a repris ces constatations et s'est fixé comme premier objectif un gain de 20 % de l'efficacité énergétique des systèmes industriels afin de réduire proportionnellement les émissions de CO_2, à l'horizon 2020, grâce à une diminution de la consommation d'énergie.

Notons que l'amélioration de l'efficacité énergétique du secteur industriel était de l'ordre de 2 à 3 % par an jusqu'en 1990, mais qu'il n'est plus que de 1 % par an depuis cette date. Autrement dit, les industriels ont développé un effort continu et important sur le gain d'efficacité, mais aujourd'hui, sans rupture technologique dans l'exploitation de leurs procédés, les objectifs fixés par le plan énergie-climat ne pourront pas être atteints.

De nombreuses actions de recherche sont en cours ou à venir

Pour atteindre les objectifs de Kyoto, de nombreuses actions de recherche se développent dans le monde, en particulier en France, où l'Agence nationale de la recherche (ANR) a lancé, au printemps 2009, un programme thématique de recherche sur « L'efficacité énergétique et la réduction des émissions de CO_2 dans les systèmes industriels (EESI) ». Cette réduction doit s'accompagner d'une diminution des coûts de fonctionnement et de la préservation de la ressource, d'où au final une économie pour le client. La mise en place de ces objectifs va générer un challenge technologique important susceptible de modifier profondément les modes de consommation énergétique.

La réponse des industriels

Près de 70 % de l'énergie finale consommée par le secteur industriel sont destinés à couvrir des besoins en chaleur (chaudières, fours, séchage, chauffage), le reste relève pour l'essentiel de l'usage non thermique de l'électricité.

Le gisement d'économies d'énergie est important, notamment sur les fours, les chaudières, les sécheurs, les moteurs électriques et thermiques et les procédés. Le taux de renouvellement d'équipements industriels qui est d'environ de 5 à 6 % par an, confère à ce secteur des perspectives importantes d'innovation et de gain en matière d'efficacité énergétique. Ce qui devrait permettre de remettre en cause des concepts de base, en intégrant des ruptures technologiques, et de revisiter des procédés en effectuant des analyses exhaustives des principales filières. Les technologies innovantes et leur transfert à l'industrie sont potentiellement source de valeur ajoutée et d'activités industrielles nouvelles.

Trois leviers d'action permettent de réduire les émissions de CO_2 dans l'industrie :

- l'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés, la valorisation des déchets et l'identification de nouvelles sources d'énergie renouvelables permettant à terme une réduction des coûts de l'énergie ;
- la mise au point et le déploiement de nouvelles technologies pour capter et stocker le gaz carbonique ;

■ la mise en place d'incitations financières et/ou de pénalités par les gouvernements ainsi que celle de banques d'échange de permis d'émettre du CO_2.

Cette révolution technologique dans l'approche des procédés peut amener à reconcevoir l'efficacité énergétique, notamment à l'échelle de systèmes complets de production industrielle (définir l'énergie minimum nécessaire à l'élaboration du produit). L'énergie sera ainsi mieux utilisée, ce qui permettra d'améliorer la compétitivité de l'entreprise, la qualité des produits, l'économie pour le client et, enfin, l'emploi.

Contribution à l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes industriels en Nouvelle-Calédonie

L'objectif de cette partie du rapport n'est pas de s'ingérer dans la politique et les choix stratégiques des industriels, mais de leur proposer de nouvelles approches et de nouveaux procédés susceptibles d'être déployés en Nouvelle-Calédonie. On s'appuiera pour cela sur des résultats de la recherche ou sur de nouveaux procédés utilisés dans le monde ou en cours d'évaluation.

(Lors de notre mission en Nouvelle-Calédonie, nous n'avons pas pu rencontrer les responsables de l'usine Goro Nickel ni visiter la centrale de Prony. Pour ces deux sites, l'expertise ne s'est effectuée que sur des données publiques et non techniques.)

Près de 60 % de l'énergie primaire totale utilisée en Nouvelle-Calédonie sont consacrés à une utilisation dans les domaines de la métallurgie, de la production d'électricité et de chaleur. C'est donc une industrie à forts besoins énergétiques en électricité et en chaleur avec des sources d'émission qui se trouvent concentrées sur quelques sites rendant ainsi envisageable un futur captage et stockage du CO_2 émis. Actuellement, il est envisagé d'utiliser une technologie CCS (Carbon Capture and Storage) uniquement sur les unités émettant au moins 100 000 tCO_2/an.

Si l'on peut faire une analogie avec des décisions récentes des gouvernements européens, un objectif de réduction de 20 % des émissions de CO_2 peut servir de guide pour l'amélioration de l'efficacité énergétique dans l'industrie, avant même la capture du carbone.

Pour obtenir un gain énergétique significatif, l'industriel doit explorer de nouvelles approches en effectuant :

- le meilleur choix de l'énergie primaire[9] ;
- une identification et une quantification de ses gisements d'énergie à valoriser (une amélioration de la conversion de l'énergie primaire se traduira par une augmentation du rendement énergétique) ;
- la mise en place de technologies intégrées de récupération d'énergie thermique, même en présence de faibles températures (transport, stockage et valorisation de la chaleur) ;
- la rénovation ou le remplacement d'éléments des procédés par du matériel plus performant ;
- l'intégration énergétique avec optimisation informatique intelligente des procédés de contrôle-commande ;
- la recherche de nouveaux débouchés pour ses déchets (chaleur principalement).

Quel combustible primaire choisir ?

Aussi bien la SLN qu'Enercal ont choisi le charbon pour leurs nouvelles centrales thermiques, respectivement de Doniambo et Prony. Ce choix est à priori critiquable car le charbon est le combustible qui possède le plus défavorable facteur d'émission de CO_2 (rapport CO_2émis/kWh) ; il a donc la plus mauvaise empreinte écologique. Par contre, son prix est actuellement très attrayant et ses réserves sont importantes et bien réparties dans le monde (on en trouve notamment en Australie).

L'hydrogène, dont la fabrication demande beaucoup d'énergie, brûle sans produire de CO_2, mais aucun procédé de combustion n'est actuellement satisfaisant. Les hydrocarbures liquides comme le fioul lourd ou d'autres produits pétroliers sont chers et leur prix est lié au cours fluctuant du pétrole.

[9] Dans « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie » (p. 115), on effectuera une comparaison des différentes ressources disponibles d'énergie primaire, qu'elles soient classiques comme le gaz naturel, les hydrocarbures gazeux ou liquides, le charbon, ou alternatives comme l'hydrogène, la biomasse, le biogaz ou les algues.

L'hydrocarbure le plus respectueux de l'environnement serait le gaz naturel avec un rapport CO_2émis/kWh optimal. Malheureusement, l'approvisionnement de la Nouvelle-Calédonie en gaz naturel semble peu concevable car la construction d'un terminal méthanier est difficile à envisager, faute de profondeur suffisante de la lagune pour un méthanier de taille standard (de l'ordre 70 000 à 150 000 m^3) et de 10 m de tirant d'eau. De plus, de tels méthaniers ont des volumes qui seraient surdimensionnés pour l'utilisation locale ; il faudrait enfin que l'ensemble des utilisateurs industriels choisisse ce même combustible et décide de la construction d'un gazoduc entre les différents sites…

Les points forts de l'efficacité énergétique sur le site de la SLN

L'efficacité énergétique du site de Doniambo va être améliorée (environ 7 % de gain sur le rendement énergétique) grâce au remplacement à court terme de la centrale thermique à fioul lourd par trois unités de chaudières à lit fluidisé circulant (LFC) fonctionnant au charbon. Le choix de ce procédé paraît judicieux dans un contexte îlien comme celui de la Nouvelle-Calédonie car, malgré un rendement thermique légèrement inférieur et un coût d'acquisition légèrement plus élevé qu'une centrale à charbon pulvérisé (CP), ce type de technologie est réputé optimal et plus performant pour les petites puissances demandées (trois tranches de 70 MW à Doniambo). Malheureusement, cette chaudière ne pourra pas fonctionner avec de l'eau dans des conditions super critiques (Tc = 376 °C et Pc = 221 bar) ou hyper critiques (Tc = 700-720 °C et Pc = 350 bar). C'est la trop petite puissance de l'unité qui est préjudiciable à l'implantation de ce procédé, car on ne dispose pas techniquement de turbines à vapeur de puissance inférieure à 400 $MW_{électrique}$ capables de fonctionner dans ces conditions de hautes températures et de pression, malgré l'emploi d'alliages réfractaires à base de nickel.

Les LFC sont flexibles au combustible (polycombustibles), ce qui est un atout considérable, avec l'admission de différents types de charbon, de biomasse ou de boues de station d'épuration. La valorisation énergétique des boues d'incinération du grand Nouméa devrait fournir une énergie d'environ 7 700 MWh/an, soit 2 600 $MWh_{électrique}$/an. Un calcul identique peut être effectué sur la valorisation des 15 000 t de déchets verts de l'agglomération

de Nouméa (environ 52 000 $MWh_{thermique}$/an, soit 17 000 $MWh_{electrique}$/an). Ce qui reste tout de même négligeable par rapport à la production électrique nette en Nouvelle-Calédonie.

Par ailleurs, les émissions de polluants (oxydes d'azote et soufre) de la future centrale LFC seront réduites par rapport à une centrale CP non équipée d'unités de dénitrification ou de désulfuration (le coût d'achat est prohibitif pour des petites puissances). En effet, dans un lit fluidisé circulant, où la température de combustion est comprise entre 850 et 920 °C, la production des oxydes d'azote est faible puisque les mécanismes chimiques de formation de ces oxydes ne deviennent actifs qu'à des températures supérieures à 1 500 °C. Quant aux rejets d'oxydes de soufre, ils sont neutralisés par ajout de calcaire broyé pour former du sulfate de calcium. Les effluents répondent donc aux conditions environnementales européennes actuelles.

Le temps nécessaire à l'établissement d'une nouvelle consigne de fonctionnement ou d'accessibilité lors d'une maintenance est plus long que pour une chaudière à flamme (CP). Alors qu'une chaudière à gaz ou à fioul demande quelques minutes et une chaudière CP quelques dizaines de minutes, un LFC peut nécessiter plusieurs heures ou journées du fait de l'inertie thermique des réfractaires qui constituent ses parois. La souplesse d'utilisation et la disponibilité des installations ne seront donc pas optimales.

Des technologies sont en cours de développement pour coupler deux unités de LFC afin de capter les émissions de CO_2 à un coût très inférieur à celui des techniques plus classiques. En effet, en effectuant un cycle chimique qui utilisera un métal pour transporter l'oxygène, le CO_2 sera naturellement concentré dans les effluents qui peuvent être directement dirigés vers le site de stockage.

La proximité entre la centrale de production d'électricité et l'utilisateur principal qu'est l'usine garantira une sûreté d'approvisionnement en énergie et surtout une minimisation des pertes en ligne.

N.B. Des informations plus détaillées concernant le fonctionnement et l'optimisation des procédés sont disponibles *in* « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie » (p. 115) et « Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie » (p. 193) à propos de la capture du CO_2.

Les points faibles de l'industrie néo-calédonienne dans le domaine de l'efficacité énergétique

L'usine de Doniambo

L'usine SLN consomme actuellement 40 % de son énergie sous forme électrique, les 60 % restants venant de la combustion de fioul lourd ou de charbon pour le traitement du minerai. L'augmentation de l'efficacité énergétique doit donc porter à la fois sur la centrale électrique et sur l'usine.

La forte demande en nickel de ces dix dernières années cumulée à un coût raisonnable de l'énergie n'a pas incité la SLN à se rénover et à chercher de nouvelles niches d'économie énergétique de ses procédés. Une visite de l'usine de Doniambo montre que le personnel est extrêmement compétent et conscient des problèmes énergétiques et environnementaux. Cependant, quelques points noirs ont été constatés : Doniambo souffrirait d'une augmentation des coûts de production imputables à la baisse des teneurs du nickel, aux coûts de maintenance et de personnel, aux obligations gouvernementales, à la hausse du prix du fioul et du fret maritime, etc. Autant dire qu'un accroissement de l'efficacité énergétique de l'usine demeure possible.

Le procédé pyrométallurgique comporte plusieurs étapes bien définies qui correspondent à des changements d'état physique et chimique du minerai avec des opérations de chauffage et de refroidissement. On doit certainement pouvoir identifier des récupérations d'énergie sur les transferts de chaleur entre les fours électriques et les fours rotatifs de calcination, et le séchage, même si des échanges de vapeur entre la centrale et les fours se font déjà.

De plus, il semble que lors de la conception, on n'a pas suffisamment réfléchi à une approche de type « système couplé » nouvelle centrale/usine. Cette étape exige de revisiter le procédé dans sa globalité, en partant si possible du produit final, le nickel. À chaque étape, on doit évaluer l'aptitude de nouvelles technologies, de nouveaux matériaux ou de nouveaux composants à haute performance, à optimiser le procédé et sa gestion pour gagner en efficacité énergétique. En l'améliorant, on réduira le coût en énergie fossile et les rejets nocifs pour l'environnement et la santé du personnel et des populations avoisinantes.

La centrale thermique de Prony

Un des atouts de cette centrale dont la chaudière fonctionne à charbon pulvérisé a été son coût minimal par rapport à des CP ou LFC. Malheureusement, ce type d'unité possède une empreinte écologique très défavorable à cause des émissions dues à l'emploi de lignite. La petite puissance des tranches fait que l'adjonction d'unités de dépollution des fumées n'est pas rentable. Par conséquent, il sera impossible, sans modifications majeures, de l'équiper d'une unité de captage de CO_2.

Pour limiter les rejets de polluants dans l'atmosphère, Enercal alimentera le foyer avec du *brown coal* d'Australie. La relative faiblesse de la teneur en soufre de ce charbon pauvre limitera les rejets de soufre, mais le facteur d'émission du CO_2 de la centrale est encore plus mauvais (faible Pouvoir calorifique inférieur du lignite).

L'usine de Goro Nickel

En utilisant un procédé hydro-métallurgique pour le traitement du minerai, cette usine exige un besoin moins important en énergie, puisqu'une partie vient de la fabrication *in situ* de l'acide sulfurique au moyen de la réaction très exothermique du soufre. La modernité de cette usine laisse penser que son efficacité énergétique a été considérée lors de sa conception. Mais attention à une pollution chimique de l'environnement !

La future centrale de Koniambo

La conception de cette future centrale à charbon et de l'usine pyrométallurgique devra intégrer l'expérience de Doniambo concernant la chaudière à LFC.

Quels résultats attendre de l'amélioration de l'efficacité énergétique ?

Et d'abord, quelques conseils pour savoir où faire porter les efforts.

Effectuer une veille scientifique

La veille scientifique sur les procédés permet de réduire le coût de l'énergie et les émissions de polluants.

Optimiser les procédés

En partant du produit, nickel ou production d'électricité, on revisitera le procédé à partir d'un bilan énergétique réalisé à chaque étape pour trouver le schéma énergétique optimal et mettre en œuvre du matériel performant. On peut aussi intégrer et coupler les systèmes énergétiques. On cherchera encore à utiliser des approches informatiques systémiques et des outils performants pour la conduite, le contrôle, la régulation et la gestion optimisée des procédés. Enfin, on produira un bilan financier et environnemental favorable en minimisant les émissions de polluants ; sans oublier de prendre en compte l'impact des nuisances sur la santé des ouvriers et des populations.

Se préparer au captage et au stockage du CO_2 émis

Cela commence par le choix d'un procédé de combustion adaptable à une capture du CO_2 et de son stockage (réserver l'espace à proximité de la centrale) et prévoir, si possible, le captage simultané du CO_2 venant de l'usine pyrométallurgique et de la centrale à lit fluidisé circulant. Cela suppose aussi d'étudier et de prévoir un réseau de CO_2 dans l'île pour un transport éventuel vers des lieux de stockage dans les massifs de péridotites ou vers un terminal portuaire ; et de là, par la voie maritime, vers un lieu de séquestration *off shore* ou dans un autre pays (l'Australie, par exemple).

Valoriser les déchets de chaleur, urbains et agricoles

On peut récupérer et valoriser l'énergie des fumées à l'aide de pompes à chaleur pour la climatisation d'ensemble de bâtiments industriels et tertiaires ; on peut aussi envisager la création d'un réseau de transport et de distribution du froid à petite et moyenne distances (inférieure à 10 km) dans l'agglomération de Nouméa (une proposition valable pour des lotissements neufs).

Des PME/PMI pourraient s'installer à proximité d'une usine et profiter de la chaleur fatale disponible (des entreprises de congélation de produits alimentaires, par exemple, avec la création de filières agricoles et piscicoles). On peut aussi penser à des unités de fabrication de biocarburants de première génération qui nécessitent de la chaleur basse température (inférieure à 100 °C) pour leurs procédés de distillation de l'éthanol ou de trans-estérification des huiles végétales brutes. Dans tous les cas, un effort maximum devra porter sur la recherche de marchés pour le déploiement de ces filières.

Quelles incitations possibles pour favoriser les innovations ?

Des incitations fiscales du gouvernement et/ou de l'État peuvent être envisagées pour favoriser la recherche de nouvelles pistes d'économie en intégrant des innovations dans les procédés. *A contrario*, l'adoption de pénalités pourrait contraindre les industriels à réaliser des économies d'énergie, à condition que ces mesures soient additionnelles par rapport à leur activité habituelle. Une politique de ce type devrait s'accompagner du développement de filières d'enseignement supérieur à caractère technologique, en partenariat avec les centres de recherches internationaux, et de la création d'un tissu de bureaux d'études capables d'intégrer les résultats de la recherche dans l'économie locale.

Conclusion

La Nouvelle-Calédonie possède une mono-industrie métallurgique grosse consommatrice en énergie et grande émettrice de pollutions. Son insularité pénalise la recherche de l'efficacité énergétique des systèmes industriels (impossibilité d'importer du gaz naturel, par exemple). En revanche, l'introduction de technologies modernes et performantes, l'optimisation de l'approche système et du contrôle commande devraient permettre un gain énergétique substantiel sur la consommation des industries locales en énergie primaire fossile. Pour y parvenir, il faudra valoriser les fuites de chaleur et, dans une moindre mesure, utiliser de façon progressive les énergies renouvelables ainsi que les déchets. Des pénalités libératoires pourraient être décidées en cas de non-respect de la prescription.

Des techniques se développent pour permettre le captage et le stockage du CO_2 de la centrale de Doniambo (cf. « Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie », p. 193) qui, même si elles sont encore à l'état de recherche, doivent dès maintenant faire l'objet d'un suivi.

L'industrie minière et métallurgique possède des atouts et présente les conditions nécessaires pour parvenir à une meilleure maîtrise énergétique et une réduction des émissions de CO_2 par captage. Il faudra veiller à ce que ces évolutions ne s'opèrent pas au détriment de la qualité et du prix du produit final, de l'emploi, et de la santé des personnels et des populations.

Les industriels devront poursuivre leurs efforts pour maîtriser leur demande énergétique en augmentant l'efficacité énergétique de leurs procédés, ce qui leur permettra de réduire leurs coûts de production et, à terme, d'induire des économies pour leurs clients. Il leur faudra prévoir dans la prochaine décennie une réduction significative des quantités de carbone rejetées grâce à la capture du CO_2 et des polluants dans leurs effluents.

La maîtrise de l'énergie dans le domaine des transports

Dans les pays importateurs de pétrole, comme la Nouvelle-Calédonie, les hausses erratiques des prix des carburants affectent fortement la rentabilité des entreprises du secteur, en particulier l'aérien et le camionnage, et les comportements de déplacements des ménages. Ainsi, en métropole, le « choc pétrolier » de 2008 s'est traduit dans les mois qui ont suivi par une baisse des consommations des carburants automobiles de 12 %.

Les transports sont aussi un contributeur majeur aux émissions de gaz à effet de serre et, dans beaucoup de pays, cette contribution augmente plus vite que celle des principaux autres secteurs de l'économie. En métropole, ils sont responsables d'un peu plus du quart des émissions (principalement du fait du transport routier de marchandises), si l'on exclut les transports aériens internationaux et les transports maritimes. Les accords internationaux pour la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre conduisent donc chaque pays signataire à prendre des mesures pour réduire cette contribution.

État des lieux de la MDE dans le domaine des transports en Nouvelle-Calédonie

En Nouvelle-Calédonie, tous les moyens de transport ne fonctionnent que grâce au pétrole importé. D'après la Dimenc, ils consomment environ le quart des importations de produits pétroliers en poids et un peu plus en valeur. C'est le deuxième secteur de consommation après la production électrique (qui, à elle seule, représente la moitié du total) et avant l'industrie.

Quelle est la part des différents modes de transport dans cette consommation ? Pour l'essence, qui est quasi exclusivement utilisée par les voitures, et pour le fioul lourd qui ne sert qu'à la navigation, l'affectation des tonnages de pétrole aux modes de transport ne pose pas de problème. Il en va différemment pour le gazole et pour le kérosène qui sont aussi utilisés par différents modes de transport et également à l'extérieur de ce secteur. Le gazole est

en effet utilisé par les ménages propriétaires de voitures diesel, mais aussi par le secteur du camionnage, des transports publics, de l'industrie et de la pêche pour ses bateaux. Comme partout, c'est le transport routier qui est le plus gros consommateur de pétrole, mais l'aérien et le maritime ont aussi un poids très important à cause de l'insularité.

La consommation énergétique du transport routier augmente rapidement

On constate tout d'abord que les ventes de voitures neuves ont augmenté, avec une accélération depuis 2003 des ventes de *pick-up* et de camionnettes. Cette accélération est généralement expliquée par la croissance du revenu par habitant, passée d'un rythme de 2 % par an en 2000-2002 à 4 % en 2003-2008, et par les mesures mises en place par le gouvernement pour lutter contre l'insécurité routière qui ont sans doute motivé l'achat de gros véhicules. Au-delà de l'engouement des Néo-Calédoniens pour ce type de véhicules et de l'effet d'aubaine, cette évolution trouve aussi son origine dans les investissements en matériel automobile liés aux grands projets miniers. Cette croissance des ventes se traduit évidemment par une augmentation du parc en circulation qui, entre 2000 et 2005, a connu une croissance forte de 5,1 % en moyenne annuelle[10].

Contrairement à ce que l'on constate en métropole, où la consommation totale de carburants par les voitures diminue depuis quelques années du fait de l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules et de la stagnation du parc, en Nouvelle-Calédonie elle connaît une croissance rapide due à la croissance du parc automobile, à l'augmentation de la puissance des véhicules et de leur usage et à la généralisation de la climatisation à bord.

Ici, surgit une contradiction entre les informations que nous avons reçues : en effet, la Dimenc a produit un bilan énergétique qui montre qu'après une croissance ininterrompue de 3 % par an entre 1995 et 2004, la consommation d'énergie par les transports aurait chuté à partir de 2005, passant de 231 à 201 mille tonnes équivalent pétrole entre 2004 et 2007, soit une baisse de 13 %. C'est un point important car il indiquerait que la demande de carburant par les transports est très sensible aux prix.

[10] D'après Isee *Bilan économique et social 2003*, p. 52 et Isee *Bilan économique et social 2006*, p. 57.

On peut cependant douter de ces résultats car, en dépit de l'évolution des prix, les importations de carburant n'ont pas diminué sur la période, bien au contraire ! Les importations d'essence ont stagné sur toute la période et se retrouvent en 2007 au même niveau qu'en 2004 ; en revanche, entre 2004 et 2007, les importations de gazole ont augmenté de 30 %. Ce gazole n'est certes pas entièrement consommé par les véhicules routiers, mais pour chacun des deux carburants, la croissance des consommations semble bien corrélée avec l'évolution du parc de véhicules.

En effet, en cinq ans, le parc de véhicules diesel a augmenté de 56 % : on voit donc mal comment la consommation de gazole aurait baissé… D'une façon générale, nous avons pu observer que les données brutes disponibles pour le secteur des transports sont souvent rares et très partielles. Les données transformées, quant à elles, sont intéressantes, mais restent fragiles et parfois contradictoires. Il nous semble donc important, pour une politique énergétique des transports bien informée, de mettre en œuvre des moyens pour suivre plus étroitement les consommations de carburants par les différents modes de transports.

La motorisation des ménages est une variable clé pour comprendre et pour prévoir la consommation d'énergie par le secteur des transports. Avec 75 % des ménages équipés d'au moins une automobile, la Nouvelle-Calédonie atteint un niveau relativement élevé pour une économie insulaire (63 % dans les Antilles françaises), proche des niveaux atteints en métropole (81 %). Avec une différence cependant : alors qu'en métropole la motorisation est plus faible dans les grandes villes et nettement plus élevée en zone rurale, en Nouvelle-Calédonie c'est l'inverse. Le taux de motorisation dans le Grand Nouméa est de 84 %, il n'est que de 55 % dans le reste du territoire[11]. Contrairement à la métropole également, en Nouvelle-Calédonie, la croissance démographique soutenue (2 % par an) et la pyramide des âges ne contribueront pas à ralentir la croissance du parc automobile.

Le secteur du camionnage est sans doute plus étroitement tributaire de la conjoncture : sa croissance est deux fois plus rapide que celle des ventes de voitures et *pick-up*, mais beaucoup plus irrégulière, sans doute liée à des

11 Source : calcul de l'auteur d'après Insee-Isee, *Recensement de la population Nouvelle-Calédonie 2004*, « Ménages ordinaires selon la possession de véhicules et de bateaux par commune et province de résidence ».

cycles économiques. En perspective, il serait intéressant de pouvoir séparer la consommation énergétique du camionnage liée au transport de minerai de celle du camionnage liée aux autres activités économiques, car les opportunités d'économie d'énergie ou de substitution sont sans doute différentes dans ces deux marchés.

La consommation énergétique du transport aérien intérieur : des données inhabituelles à expliquer par le contexte néo-calédonien

Le trafic aérien intérieur tient une place inhabituellement importante en Nouvelle-Calédonie. Elle s'explique en partie par l'éloignement des îles et la faible densité des populations. Curieusement, les données disponibles montrent une très faible croissance du trafic intérieur de voyageurs (1 % par an en moyenne depuis 1995, un rythme égal à celui de la croissance démographique dans les îles), alors que le revenu par habitant a augmenté et que le trafic international a crû à un rythme bien plus élevé (près de 3 % en moyenne annuelle). L'explication tient peut-être au prix puisque les tarifs voyageurs des vols intérieurs ont augmenté de façon significative, au rythme annuel de 2 % ou 3 % en termes réels selon les destinations alors que, sur la même période, les tarifs des vols internationaux sont restés stables en termes réels ou ont baissé.

Quant au transport de fret aérien, il présente un fort déséquilibre : le tonnage au départ de Nouméa est plus de trois fois plus élevé que le tonnage à l'arrivée. Le transport des marchandises par avion consomme beaucoup plus d'énergie que celui par bateau, et coûte plus cher. C'est pourquoi on réserve généralement ce transport aux marchandises dont la valeur décline rapidement avec le temps ou dont les besoins sont urgents et imprévus. D'après nos informations, le fret aérien intérieur vers les îles échappe assez largement à ces deux conditions et les marchandises transportées ne sont, pour l'essentiel, pas différentes de celles qui transitent habituellement par bateau.

Expliquer ces particularités est un préalable à toute politique qui viserait à réduire la consommation énergétique dans le transport aérien néo-calédonien car elles répondent sans doute en partie à des objectifs sociaux ou politiques, comme celui d'assurer la « continuité territoriale ». En soi, ce sont des objectifs parfaitement légitimes, mais ils doivent donner lieu à des réévaluations périodiques pour s'assurer qu'ils ne sont pas devenus obsolètes, ni que les moyens choisis pour les atteindre n'ont pas perdu leur pertinence.

La consommation énergétique du transport maritime : une connaissance plus fine serait nécessaire

Nous n'avons pas de données détaillées sur la répartition des consommations d'énergie par le transport maritime selon sa destination – transport international, transport intérieur, minerai, marchandises, etc. Bien que les perspectives d'économie d'énergie dans ce domaine soient limitées et, pour une bonne part, hors de portée des compétences réglementaires du territoire étudié, une connaissance plus fine du secteur permettrait au moins d'évaluer les potentialités de report modal, par exemple du transport aérien ou routier vers le maritime et, à l'intérieur même du secteur, les possibilités de rationalisation et de maîtrise de l'énergie.

État de l'art de la MDE dans le domaine des transports en dehors de la Nouvelle-Calédonie : de l'énergie à l'environnement

La réduction de la dépendance pétrolière

Le souci de la maîtrise de l'énergie dans le domaine des transports n'est véritablement apparu qu'avec le choc pétrolier de 1974. Il s'agissait pour les pays importateurs de réduire leur dépendance. Plusieurs mesures ont été prises dans l'urgence, comme la limitation de la vitesse sur les autoroutes en France et aux États-Unis et d'importants programmes ont été lancés, comme le programme Proálcol au Brésil ou le programme Cafe aux États-Unis.

Le Proálcol brésilien visait à produire de l'alcool de canne à sucre pour les automobiles. Il s'agissait dans un premier temps d'alcool anhydre qui peut être additionné à l'essence jusqu'à une proportion de 20 % sans modification des moteurs. Après le deuxième choc pétrolier en 1981, Proálcol II a considérablement augmenté la mise en se fixant pour objectif de remplacer totalement l'essence. Il s'agissait alors d'alcool hydraté, ce qui nécessitait un redéploiement de l'industrie automobile nationale, la mise en place d'un réseau complet de distribution du nouveau carburant, la mise en culture de vastes étendues et l'investissement dans des distilleries de taille très importante.

Le programme américain Cafe (pour Corporate Average Fuel Economy) imposait aux constructeurs automobiles de faire en sorte que la moyenne

harmonique des consommations de leurs véhicules (en miles par gallon) pondérées par les ventes respecte une norme rendue plus stricte chaque année selon un programme pré-établi. Une pénalité de 5,50 dollars par voiture vendue et par dixième de mile par gallon de déficit était appliquée. Le programme a été efficace puisque les voitures neuves vendues en 1989 consommaient près de deux fois moins que les modèles de 1975. Cependant, pour toutes sortes de raisons, le programme a été gelé à partir de 1989.

Améliorer les services de transports collectifs est aussi apparu comme une manière d'offrir une alternative à l'usage de la voiture particulière et donc de réduire la dépendance pétrolière pour les déplacements de personnes. En France, cela a été une des principales justifications pour développer le réseau de TGV et multiplier les projets de tramway dans les villes.

La lutte contre l'effet de serre

La chute des cours du pétrole aurait rendu ces politiques obsolètes si le souci du changement climatique n'avait pas pris le relais. Dans les pays engagés par le protocole de Kyoto, elles connaissent donc un regain d'intérêt. L'Europe, par exemple, est en train d'imposer à ses constructeurs automobiles des politiques inspirées du programme Cafe américain ; et plusieurs États, trente ans après le Brésil, incitent maintenant par la défiscalisation leurs agriculteurs à produire des agrocarburants.

La panoplie des instruments de politique pour lutter contre l'effet de serre dans les transports diffère radicalement de celle utilisée pour réduire la consommation de pétrole : cette fois, le prix des carburants n'est plus une donnée exogène, mais une variable que l'on peut ajuster par des taxes pour rendre moins attrayants les modes de transport qui utilisent des énergies fossiles. À priori, pour lutter contre le réchauffement climatique dans les transports, l'instrument fiscal rend même toutes les autres politiques redondantes.

La taxation des carburants

Avec une taxe carbone pour internaliser le coût de l'effet de serre dans le prix des carburants, inutile d'obliger les constructeurs automobiles à concevoir et à produire des voitures moins voraces, la demande des consommateurs rebutés par les prix des carburants fossiles les orientera d'elle-même vers ces modèles. Inutile d'inciter les affréteurs à choisir des modes et des

circuits économes en énergie, ils le feront d'eux-mêmes sous la pression de la concurrence pour éviter le surcoût des modes de transports trop consommateurs de carburants fossiles taxés. Inutile de subventionner les carburants issus de la biomasse, le fait de ne pas supporter la taxe carbone les rendra suffisamment attrayants.

Si ces arguments sont irréfutables sur le long terme, dans le transport, taxer les carburants n'est cependant pas la panacée pour le court et moyen terme. Dans les pays où, pour des raisons purement budgétaires, le carburant automobile est déjà lourdement taxé, une taxe carbone véritable – c'est-à-dire une taxe qui s'applique au même taux et à tous les carburants fossiles – n'aura qu'une incidence faible sur le prix de l'essence et une incidence énorme sur le prix du charbon qui n'est généralement pas taxé et est même parfois subventionné.

Par ailleurs, la taxe carbone n'affecte pas toutes les contributions du secteur des transports à l'effet de serre. En particulier, les transports frigorifiques et la climatisation des voitures émettent aussi des quantités non négligeables de gaz à effet de serre. Enfin, la taxe sur les carburants utilisée par les automobiles est régressive : comme toute la fiscalité des carburants, elle affecte davantage les pauvres que les riches.

Propositions d'amélioration en matière de MDE dans le domaine des transports en Nouvelle-Calédonie

La plupart des politiques énumérées dans ce qui précède ne sont pas pertinentes pour le cas calédonien. En effet, le marché automobile est trop petit pour imposer des normes aux constructeurs, la production d'agrocarburants n'arrivera jamais à proposer des prix compétitifs par rapport à ceux du marché international, et le recours à des véhicules électriques est exclu tant qu'une partie au moins de l'électricité calédonienne sera produite à partir de combustibles fossiles.

Pour se protéger des prix fluctuants du pétrole et pour réduire la contribution de ses transports à l'effet de serre, la Nouvelle-Calédonie ne peut donc que rationaliser son système de transports en s'orientant vers des véhicules moins voraces, en les utilisant au mieux de leurs performances et en réduisant ses besoins de transport.

Une taxe carbone sur les carburants ?

La façon la plus élégante d'atteindre ces objectifs est, bien sûr, d'inciter tous les acteurs du secteur à réduire leur consommation directe ou indirecte de produits pétroliers. Dans ce but, la meilleure incitation est le prix, c'est-à-dire la taxe carbone, assortie d'une information qui aide chacun des acteurs à prendre conscience de l'incidence du coût des carburants sur son budget, et de méthodes qui lui permettront de réduire sa consommation.

Quel doit être le montant d'une telle taxe et doit-il être le même pour tous les combustibles fossiles ? Faut-il en exonérer certains secteurs d'activité ? Doit-on compenser son effet sur les budgets des ménages les plus modestes ?

Dans son principe, le montant de la taxe carbone qui frappe les combustibles fossiles est assis sur leur nocivité pour le climat, nocivité qui est proportionnelle à leur contenu en carbone. Son montant devrait donc être déterminé au niveau international car un litre d'essence a le même effet sur le climat, qu'il soit brûlé dans un embouteillage à New York, lors d'un raid à travers le Sahara ou dans les rues de Nouméa.

Mais une telle harmonisation n'est malheureusement pas à l'ordre du jour, tandis qu'une convergence entre les différents systèmes qui se mettent en place en Europe et aux États-Unis est probable (taxe ou système d'enchère des droits à émettre des GES). Le montant de la taxe ou le prix du droit pourrait avoisiner les 100 euros par tonne de CO_2 à l'horizon 2030 (proche de 30 euros la tonne de CO_2 aujourd'hui et entre 150 et 350 euros en 2050).

Si la Nouvelle-Calédonie appliquait une taxe carbone de 30 euros par tonne de CO_2, cela correspondrait à une taxe carbone de 9 et de 10 F CFP, respectivement sur le litre d'essence et le litre de gazole. L'augmentation du prix de vente qui en résulterait, de l'ordre de 6 %, est à comparer à la forte fluctuation du prix qui a accompagné la flambée du prix du pétrole l'année dernière : en moins d'un an, de mai 2008 à mars 2009, le prix du gazole a d'abord augmenté de 33 F CFP pour ensuite baisser de 52 F CFP. Pour suivre le scénario européen, la taxe carbone calédonienne sur les carburants pourrait progressivement atteindre une trentaine de F CFP à l'horizon 2030.

Ce montant doit-il être le même pour tous les combustibles fossiles ? Logiquement oui, c'est le principe et la justification même de la taxe carbone, mais il faut noter que cette taxe aurait pour effet de doubler le prix du charbon

importé. On peut dès lors s'interroger sur l'impact d'une telle taxe sur l'industrie métallurgique et, au-delà, sur la balance commerciale de la Nouvelle-Calédonie (mais une telle problématique dépasse l'ambition de notre contribution).

Quel serait l'effet de la taxe carbone sur la consommation de carburants automobiles par les ménages, et quel serait son effet redistributif ? On a montré qu'en métropole, cette taxe affecterait plus fortement les ménages les plus modestes, mais il n'est pas sûr que ce soit le cas en Nouvelle-Calédonie. Les données sur la consommation des ménages calédoniens par classe de revenu que l'Isee est en train de constituer permettront de mesurer l'incidence d'une telle taxe sur les ménages selon leur revenu, leur localisation et leur degré de motorisation. Si ces données devaient révéler des effets trop régressifs de la taxe carbone sur les ménages les plus modestes, des mesures compensatoires spécifiques pourraient être mises en œuvre.

La forte fluctuation récente du prix des carburants à la pompe devrait permettre d'évaluer l'élasticité à court terme de la demande d'essence et de celle de gazole. C'est ce que nous avons fait à partir de données mensuelles de ventes de carburants dans les stations-service qui sont disponibles pour les deux dernières années. Les résultats, illustrés dans les deux graphiques sont pour le moins surprenants : ils montrent que la consommation d'essence a

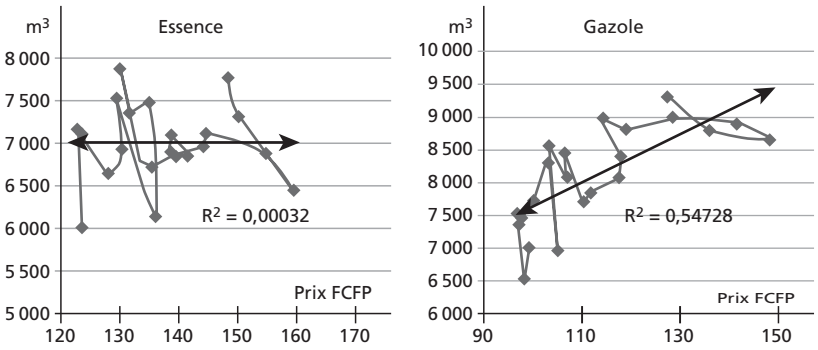


Figure 4

Corrélation entre prix (F CFP) et quantité (m³) de la demande mensuelle de carburants pour la période 2007-2008

Source : calculs de l'auteur à partir de données de ventes en stations-service fournies par la Dimenc.

fluctué de façon totalement indépendante du prix (coefficient de détermination $R^2 = 0,00$) et que celle de gazole aurait plutôt eu tendance à augmenter quand les prix augmentaient. Bien que la corrélation ne soit pas très forte, elle reste significative (coefficient de détermination $R^2 = 0,55$).

Comment expliquer ce résultat paradoxal, très différent du phénomène enregistré en métropole pour la même période ? Une part de l'explication tient sans doute au fait que contrairement à la métropole, il n'existe pas de véritable alternative à l'automobile, pour les déplacements de la majorité des personnes, et à la route, pour l'essentiel du transport de marchandises. Quant à l'évolution paradoxale de la consommation de gazole, elle tient peut-être en partie au transport de marchandises (mais faute de données séparées sur les consommations et de mesures du trafic lié à l'activité industrielle, nous ne pouvons pas estimer cet effet).

Que la demande de carburant soit inélastique à court terme n'implique pas nécessairement qu'elle le soit à long terme aussi. Comme toutes les taxes d'accise, et contrairement aux taxes proportionnelles comme la TVA, la taxe carbone a pour effet d'amortir les fluctuations du prix des carburants et, puisqu'elle est indexée, de donner un signal cohérent sur le long terme. À condition d'être bien informés sur l'importance des dépenses de carburants dans leur budget et des manières de les réduire, les Néo-Calédoniens modifieront leur comportement en faisant un plus grand usage des transports collectifs, à condition qu'ils soient plus pratiques et plus confortables, et en choisissant un véhicule plus économe au moment de le renouveler.

La fiscalité à l'achat d'un véhicule (le bonus/malus)

Dans la plupart des pays de l'Organisation de coopérations et de développement économiques (OCDE), il existe une taxe sur la possession de véhicules comme la défunte « vignette » et, presque partout, cette taxe a été modifiée plus ou moins récemment pour tenir compte de l'impact environnemental du véhicule. Dans l'Union européenne, c'est même devenu une obligation à terme. La plupart des pays appliquent aussi une fiscalité à l'achat (ou un système bonus/malus) modulé directement ou indirectement selon la contribution potentielle du véhicule à l'effet de serre.

À contresens de cette évolution, la Nouvelle-Calédonie a récemment aboli la vignette et accordé une réduction sensible de la fiscalité à l'achat d'un certain

type de véhicules 4x4 forts contributeurs à l'effet de serre. Une étude spécifique sur la possession et sur l'utilisation du parc devrait permettre de donner une mesure de cet effet pervers et fournirait des éléments utiles pour concevoir des instruments de politique mieux ciblés pour atteindre les objectifs initialement prévus par cette politique de défiscalisation.

On peut aussi s'interroger sur la justification économique du différentiel de fiscalité qui existe entre le gazole et l'essence. Aux États-Unis, le gazole est de 10 % à 20 % plus taxé que l'essence. En Europe c'est l'inverse, l'essence est plus lourdement taxée que le gazole. L'écart moyen est de 32 %, mais il varie de 0 % au Royaume-Uni à 86 % en Belgique, alors qu'en Nouvelle-Calédonie l'écart en faveur du gazole est de 132 %.

Des solutions alternatives comme mesures complémentaires

Dissuader l'usage de l'automobile au moyen de taxes sur les carburants, éviter la multimotorisation des ménages par des taxes sur la possession de véhicules, rencontrera d'autant moins de résistance que des solutions alternatives seront rendues plus attrayantes. Les recommandations du Plan de déplacement de l'agglomération nouméenne (PDAN) vont dans ce sens, et préconisent l'amélioration de la desserte en transports collectifs, la création de pistes cyclables, etc. Mais il en faudra sans doute plus pour que des automobilistes consentent à laisser occasionnellement leur voiture au garage et se résolvent à utiliser les transports collectifs. Il faudra améliorer leur confort : les projets de climatisation des autobus de Nouméa y contribueront certainement et le bilan de cette opération en termes de rejets de gaz à effet de serre sera d'autant moins négatif qu'elle réussira à attirer vers les transports collectifs des personnes qui, autrement, se déplaceraient en voiture.

Il existe en Nouvelle-Calédonie un secteur qui n'est peut-être pas utilisé au mieux de son potentiel, ce sont les véhicules de location avec chauffeur (VLC). Pour l'instant, leur marché est principalement constitué par le transport scolaire, mais ils pourraient sans doute faire beaucoup plus car, contrairement aux taxis, leurs prix sont libres et sans doute proches de leurs coûts réels. Ces coûts pourraient baisser substantiellement en réduisant les temps morts entre les courses, ce que permettent à des prix maintenant très bas les technologies combinées de l'informatique, de la localisation par GPS et des communications GPRS.

Dans la plupart des pays de l'OCDE, ce secteur, qui se distingue de celui des taxis par l'obligation qui leur est faite de ne répondre qu'à des commandes de courses passées par téléphone, est de plus en plus souvent sollicité pour offrir un service complémentaire à celui des transports collectifs de grande capacité, en particulier en heure creuse, en zone de faible densité ou encore quand un meilleur confort est nécessaire de porte-à-porte. Il tient aussi une place centrale dans les « plans de déplacements d'entreprise », des systèmes par lesquels les entreprises incitent leurs employés à délaisser leur voiture quand ils viennent travailler. Il y aurait un grand intérêt à réaliser une étude spécifique pour examiner comment acclimater ces expériences à la Nouvelle-Calédonie en mettant à profit le potentiel des VLC.

Le problème de la climatisation

Les transports frigorifiques et la climatisation des véhicules ont un effet particulièrement négatif sur le climat, non seulement parce qu'ils augmentent la consommation de carburants, mais aussi parce qu'ils émettent des gaz dont l'effet de serre est très prononcé. Pour réduire ces nuisances, les réglementations existantes peuvent être renforcées et, surtout, leur mise en œuvre contrôlée. Un effort d'information doit aussi être fait en direction du public qui n'a, bien souvent, pas conscience de ce que lui coûte l'utilisation de la climatisation de son véhicule et, encore moins, de l'impact d'un mauvais entretien sur l'effet de serre.

À terme, des voitures électriques ?

Les politiques de lutte contre l'effet de serre dans les transports semblent promettre un avenir à la voiture électrique en raison de ses avantages en termes de réduction des nuisances locales et des progrès prévisibles des batteries. La limite principale à son développement étant son faible rayon d'action, limite qui n'est pas dirimante pour des petits pays confinés dans leurs frontières. C'est sans doute la raison pour laquelle c'est en Israël qu'un projet ambitieux de voiture électrique a été récemment lancé.

Cependant, tant qu'une part importante de l'électricité produite en Nouvelle-Calédonie sera d'origine fossile, l'option « voiture électrique » ne nous paraît pas justifiée. À plus long terme, il faudrait toutefois envisager la possibilité pour les ménages qui fourniraient de l'électricité photovoltaïque

au réseau de pouvoir la racheter, à un tarif intéressant, la nuit chez eux ou le jour sur leur lieu de travail pour recharger les batteries de leur véhicule électrique.

Et le vélo électrique ?

De ce que nous savons des pratiques de déplacements, il semble que l'usage du vélo ait un grand potentiel de développement en Nouvelle-Calédonie. Pour l'instant, son développement a été freiné en raison de l'état du réseau routier, particulièrement hostile, et du relief accidenté avec de fortes pentes. Il est possible que s'y ajoute un troisième obstacle : une image dévalorisante du vélo vu comme le « véhicule des pauvres ». Nous pensons, en accord avec le PDAN, que le premier obstacle devrait être levé en priorité par la construction de pistes cyclables sécurisées. Avec une campagne d'informations appropriée, ce réseau de pistes cyclables devrait rapidement être mis à profit car les progrès récents de la technologie ont levé les deux autres obstacles. En effet, les vélos à assistance électrique qui permettent de gravir les côtes sans effort sont devenus très pratiques, pour un prix d'investissement deux à trois fois inférieur à celui d'un scooter standard, et un coût de fonctionnement négligeable à côté de celui d'une automobile. C'est aussi, au moins pour quelque temps encore, un produit valorisant par sa connotation high-tech et écologique, encore plus si la batterie du vélo est rechargée par un panneau photovoltaïque.

Les biocarburants, une option à étudier au cas par cas

Dans le domaine des transports, il n'est pas possible d'évaluer l'intérêt des biocarburants en général. En fait, il faut faire autant d'analyses économiques qu'il y a de biocarburants adaptables aux transports. Certains, comme l'alcool, peuvent se substituer à l'essence ; d'autres, comme les huiles végétales, se substituent au gazole. D'autres encore, comme l'alcool anhydre, peuvent se mélanger avec le carburant pétrolier au niveau de la raffinerie ; d'autres enfin, comme l'alcool hydraté, ne se mélangent pas et demandent un circuit spécifique de distribution vers les stations-service.

On ne peut toutefois pas exclure à priori cette option pour les transports de Nouvelle-Calédonie, mais elle devra faire l'objet d'une évaluation au cas par cas selon des filières de production qui pourraient apparaître et selon

l'arrivée de nouveaux modèles de véhicules sur le marché international (par exemple, les voitures « flexfioul » qui se généralisent au Brésil et se substituent aux voitures à alcool pur que le pays a cessé de produire). Les aspects techniques de la question de la production locale de biocarburants seront abordés dans la deuxième partie.

On doit cependant garder à l'esprit le fait que le marché international des biocarburants commence à se développer. C'est un marché où les fournisseurs ont des avantages comparatifs (grande échelle de production, main-d'œuvre très bon marché, vastes terrains agricoles) que la Nouvelle-Calédonie ne possède pas. Sur le plan strictement économique, importer sera probablement plus justifié que produire localement. Du point de vue des émissions de GES également, car l'efficacité énergétique de la production à grande échelle compensera probablement la dépense énergétique du transport maritime pour les amener en Nouvelle-Calédonie.

Mais si on choisit de subventionner une production locale ou même si on importe du biocarburant à un coût guère plus bas que l'essence ou le gazole, il faudra subventionner les automobilistes et les transporteurs pour qu'ils prennent la peine de changer leurs habitudes. Pour le trésor public, la perte sera double puisqu'il perdra aussi la recette fiscale des taxes qui frappent les carburants pétroliers.

Conclusion

Dans le domaine des transports, la politique énergétique cherche à traiter deux problèmes : l'instabilité du coût des carburants et l'aggravation de l'effet de serre. Ces deux questions sont d'autant plus prégnantes en Nouvelle-Calédonie que la totalité de l'énergie actuellement utilisée dans le transport est d'origine pétrolière.

Malgré la fragilité et l'imprécision des données disponibles, on peut estimer que la consommation de pétrole par les transports a connu ces dernières années une croissance forte qui n'est pas prête de ralentir, sauf à ce que soient prises des mesures pour atténuer les effets des erreurs passées et réorienter les choix des individus et des institutions vers des modes de transport moins consommateurs.

Malheureusement, l'éventail des instruments de politique disponibles qui s'offre à la Nouvelle-Calédonie n'est pas très large. Il nous semble qu'une première mesure devrait porter sur la rationalisation (et l'augmentation) des taxes sur les carburants et sur les véhicules. Mais des mesures complémentaires nous paraissent indispensables, en particulier celles recommandés par le PDAN : pistes cyclables, meilleure desserte en transports collectifs, etc.

Des études spécifiques devraient aussi être menées pour examiner la viabilité économique et sociale de politiques telles que le transfert modal de l'avion vers le bateau ou la libération des contraintes qui pèsent sur les voitures de location avec chauffeur (VLC). Enfin, une meilleure maîtrise de l'étalement urbain ne pourrait que renforcer les effets du PDAN.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Pour le détail des recommandations exposées ci-dessous, le lecteur pourra se reporter aux fiches de recommandations rassemblées à la fin de la synthèse (p. 387)*, après la partie « Conclusion et recommandations ».*

La maîtrise des consommations d'énergie : dans tous les secteurs des économies substantielles sont possibles

La préoccupation de la maîtrise des consommations d'énergie est devenue générale, avec la conscience des limites et du coût croissant des ressources énergétiques fossiles, et avec les exigences de la lutte contre les changements climatiques provoqués par les émissions de gaz à effet de serre.

Dans tous les secteurs, une réduction de la consommation d'énergie est possible dans le contexte néo-calédonien. Outre son coût financier, cette réduction suppose une évolution forte des modes de production, de construction et de consommation.

■ *Dans le secteur résidentiel*, du fait de ses conditions climatiques, la Nouvelle-Calédonie peut s'affranchir de la plupart de ses dépenses de climatisation dans les nouvelles constructions, à condition de respecter certaines règles. Dans le tertiaire, les charges de climatisation peuvent être considérablement réduites par une maîtrise des apports climatiques et internes. La réglementation des appareils ménagers permettrait en particulier des gains importants. Comme l'engagement en a été pris en métropole, un objectif pourrait être donné à la consommation énergétique par m^2, en allant jusqu'à la construction de bâtiments à énergie positive.

D'où les recommandations suivantes :

1. Inciter aux actions de maîtrise de l'énergie dans les domaines du bâtiment et de ses équipements.

2. Adopter une réglementation thermique dans le tertiaire et l'habitat neuf et existant, et développer prioritairement le solaire thermique partout où existe une demande d'eau chaude.

■ *Dans le domaine des transports*, les habitudes ne vont pas à l'économie d'énergie. L'amélioration des transports en commun, une politique incitative sur les vélos et un urbanisme adapté permettraient des économies substantielles. La rationalisation des transports de minerais est bien assurée, grâce au cabotage, mais le transport des pondéreux vers les îles doit être réexaminé.

D'où les recommandations suivantes :

3. Réaliser des études pour améliorer les connaissances sur le secteur des transports.

4. Supprimer les distorsions fiscales qui affectent les choix des automobilistes, instaurer une taxe carbone et une vignette automobile assise sur la consommation de carburant.

5. Mettre en œuvre des propositions du Plan de déplacement urbain (PDU) de Nouméa en matière de transports.

■ *Dans le domaine de l'industrie*, l'efficacité énergétique des systèmes industriels néo-calédoniens doit être sérieusement améliorée pour réduire le coût de l'énergie du produit final ainsi que les émissions des GES.

Pour la production d'énergie électrique, la gestion du parc des centrales thermiques doit être considérée globalement. Avec les centrales de Prony et la future de Doniambo, la puissance électrique disponible doit être capable de subvenir à la demande énergétique à tout moment. Des outils informatiques intelligents doivent être développés pour anticiper et répondre à la demande de pointe afin d'éviter le recours à des dispositifs à faible rendement. Ces logiciels doivent également gérer et optimiser l'usage d'énergies renouvelables (biomasse, déchets verts, boues d'incinération) pour la production thermique en prenant en considération la souplesse (modification de puissance disponible sans perte de rendement notable), la flexibilité (changement de combustible) et le temps de réponse des unités.

Dans le procédé pyrométallurgique, on doit rechercher des économies et des récupérations d'énergie tout au long du procédé de production du nickel, limiter et valoriser les pertes de chaleur, en évaluant le bénéfice de l'usage de nouveaux éléments plus performants (isolation thermique renforcée, moteurs optimisés, éclairage adapté…). La baisse du cours du nickel doit être l'occasion de réduire les consommations d'énergie afin de diminuer les émissions de GES et d'abaisser le coût du produit final pour agir sur la compétitivité et l'emploi.

Dans le processus hydro-métallurgique, les consommations sont moindres à la tonne de nickel produite : de l'ordre de 75 %, selon un chiffre fourni par Goro Nickel.

D'où la recommandation suivante :

6. Améliorer l'efficacité énergétique des procédés industriels.

■ Enfin, en matière de connaissance des pratiques et d'appropriation, deux recommandations transversales d'ordre sociologique sont formulées :

7. Sensibiliser l'usager final (grand public, entreprises) aux enjeux énergétiques et climatiques et le convaincre de leur importance.

8. Réaliser des enquêtes qualitatives de type socio-anthropologique pour avoir une connaissance et une compréhension fine des discours et des pratiques des Néo-Calédoniens en matière d'énergie.

Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie

Rappelons tout d'abord que les problématiques sont différentes selon qu'il s'agit de satisfaire les besoins industriels, ceux de l'habitat ou des transports, et que les technologies de production d'énergie, à partir des diverses ressources énergétiques existantes, sont très nombreuses. C'est pourquoi, nous nous attarderons plus particulièrement sur les technologies exploitant les ressources disponibles et/ou économiquement accessibles en Nouvelle-Calédonie. Nous proposons donc d'établir des liens entre les technologies de production (et de stockage), les ressources disponibles (ou supposées car tous les recensements n'ont pas été faits) et les besoins.

Gardons également à l'esprit que la maîtrise de l'énergie, traitée dans la première partie, constitue la priorité avant tout développement de nouvelles technologies de production car, à satisfaction identique des besoins, économiser l'énergie coûte en général moins cher que d'investir dans de nouveaux moyens de production. En outre, certaines technologies de production, comme les chauffe-eau solaires, étant parfois rangées dans la catégorie des technologies permettant d'économiser l'énergie, il y a par conséquent d'inévitables interactions entre les deux premières parties.

Enfin, il nous semble utile de préciser que la notion de rendement de conversion est particulièrement importante lorsque l'on exploite des ressources non renouvelables et polluantes, mais qu'elle l'est beaucoup moins lorsqu'il s'agit de ressources renouvelables comme le soleil, le vent, la houle… (c'est moins vrai avec la biomasse). Dans ce dernier cas, les conséquences d'un faible rendement se traduisent par un accroissement des espaces ou dimensions nécessaires et, compte tenu de l'abondance de ces ressources, cela constitue assez rarement un problème. Dans ces systèmes de conversion des ressources renouvelables, il existe un rendement optimal, c'est celui qui minimise, sur cycle de vie, le coût de revient et/ou les coûts environnementaux.

Les ressources énergétiques et le potentiel exploitable

Un premier ordre de grandeur montre que compte tenu d'un rayonnement solaire annuel moyen d'environ 2 000 kWh/m^2 avec une variabilité saisonnière assez faible (5 à 8 kWh/m^2/jour), on obtient une énergie annuelle brute rayonnée au sol d'environ 3 Gtep (sur 19 000 km^2), soit 3 000 fois la consommation en 2007 d'énergie primaire de toutes les activités de Nouvelle-Calédonie.

Notons que cette énergie solaire peut servir à produire de l'électricité, de la chaleur ou encore des carburants, *via* la biomasse par exemple. Bien sûr, les technologies de conversion de cette ressource gratuite en une forme d'énergie finale exploitable sont encore coûteuses, mais à l'avenir leur prix ne fera que baisser pendant que celui des énergies fossiles ne fera qu'augmenter.

En France métropolitaine, environ 20 m^2 de toiture par habitant sont accessibles. En supposant qu'en Nouvelle-Calédonie la même surface soit disponible, si chaque m2 de toiture était équipé de capteurs photovoltaïques on obtiendrait une productivité totale annuelle de 600 GWh, soit l'ordre de grandeur de la consommation actuelle d'électricité de la distribution publique. Et ce, pour un investissement d'environ 300 milliards de francs CFP (2,3 G€)[12].

Les autres ressources disponibles sont :

- *Le vent* qui, avec une productivité annuelle de l'ordre de 1 500 à 2 000 h en équivalent pleine puissance, est une ressource intéressante pour produire de l'électricité ou pomper de l'eau.
- *La biomasse* qui est une ressource sans doute importante pour produire des carburants gazeux ou liquides ou des combustibles solides, avec des usages dans les transports ou pour la production d'électricité.
- *L'énergie thermique des mers (ETM)*, qui consiste à exploiter l'énergie solaire accumulée dans les eaux de surface océaniques et leur différence de température avec les eaux profondes froides, peut permettre de produire de l'électricité mais également du froid. Sans posséder un potentiel exceptionnel, la Nouvelle-Calédonie dispose probablement de ressources intéressantes dans ce domaine car ses eaux de surfaces restent au-delà de 20 °C toute l'année et ses fonds marins sont profonds comme l'atteste la bathymétrie au-delà de la barrière de corail[13]. […]

[12] Calculs faits sur la base de 230 000 habitants, 1 400 h annuelles en équivalent pleine puissance et avec un coût du Watt crête installé égal à 5 €.

[13] La réalisation de cette carte de bathymétrie est le résultat d'une consultation avec Pablo Chavance, halieute du programme ZoNéCo (http://www.zoneco.nc/) et d'une rencontre à Nouméa avec Jérôme Lefevre.

suite

[…]

■ *La houle* qui résulte de l'interaction du vent avec les eaux de surface. D'après une étude récente, la Nouvelle-Calédonie bénéficie de conditions assez favorables sur certains sites, comme à Lifou et Maré où des relevés ont été effectués. Les périodes de houle sont assez régulières (autour de 8 à 9 s), ce qui est favorable aux houlogénérateurs flottants (par exemple, Pelamis, Searev), mais les hauteurs crête à creux restent assez modestes (moins de 2 m en moyenne) alors que la ressource est proportionnelle au carré de cette grandeur. Cela conduit toutefois à des valeurs de productivité du même ordre de grandeur que l'éolien (moins de 2 000 h annuelles).

■ *Les courants marins* (effets de marées). Il semble que cette ressource soit très faible en Nouvelle-Calédonie, des études effectuées dans le cadre du programme ZoNéCo ont mis en évidence des intensités de courant faibles et insuffisantes pour une exploitation réaliste.

■ *L'énergie osmotique* récupérable lors de la recombinaison de l'eau douce avec l'eau de mer salée. L'utilisation d'une membrane spécifique peut permettre d'obtenir une pression osmotique due à la diffusion de l'eau douce vers l'eau de mer, pression exploitable pour entraîner une turbine. Les moyens de conversion imaginés au début des années 1970 sont encore à l'état de projets très amont et nous avons choisi de ne pas développer ces technologies ici.

• *La géothermie* qui résulte de la chaleur dégagée par le noyau terrestre et qui s'échappe à travers la croûte terrestre. Dans certaines zones géologiques, généralement volcaniques, les fuites de chaleur peuvent être très intenses et l'on peut rencontrer des gisements d'eau très chaude exploitables pour produire de l'électricité (plus de 150 °C) via des turbines à vapeur ou pour des usages de chaleur basse température (moins de 100 °C). En Nouvelle-Calédonie, les seules informations que nous avons obtenues résultent d'une thèse de 1981 qui fait mention de quelques sources thermales (à la Crouen, au sud de Canala, de Nakety et de Thio ainsi qu'à Prony), les températures de ces sources sont comprises entre 30 et 43 °C environ et peuvent révéler des ressources profondes plus importantes.

Les dernières ressources présentées, même si elles peuvent contribuer à la production de chaleur, de froid ou d'hydrogène, sont actuellement plutôt envisagées pour la production d'électricité.

[…]

suite

[…]

Le rapport Enerdata de 2007, commandé par la Dimenc pour construire un outil d'aide à la décision permettant d'évaluer les scénarios de mix énergétique, fournit notamment une évaluation du gisement et du potentiel des ressources renouvelables réalisable en matière de production d'électricité.

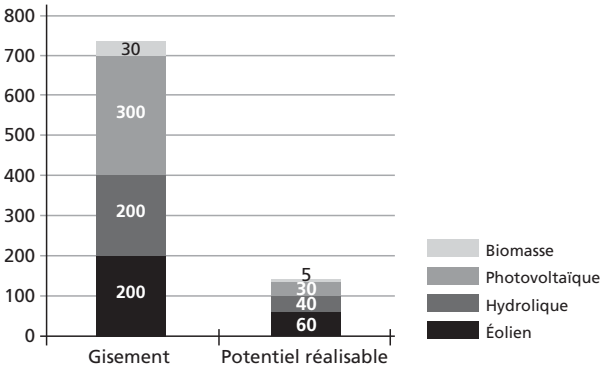


Figure 5

Estimation des gisements et potentiels de production d'électricité (en MW) à partir des ressources renouvelables à l'horizon 2015

Source : Enerdata.

Les nouvelles technologies à mobiliser pour la Nouvelle-Calédonie

Les carburants classiques et alternatifs

Pour produire de l'électricité par conversion chimique de l'énergie pour l'industrie, l'habitat et le tertiaire, il faut effectuer deux choix : celui du combustible et celui du procédé de combustion lui-même. Pour s'adapter aux évolutions du marché, le système optimal doit être flexible aux combustibles, qu'ils soient conventionnels (hydrocarbures fossiles gazeux, liquides ou solides) ou alternatifs, et souple lors de son utilisation (une modification de la puissance demandée ne doit pas détériorer le rendement énergétique du système). Notons que les combustibles liquides trouvent sans doute leur meilleur usage dans le domaine des transports où ils offrent des performances incomparables en termes de masse et de volume.

Le potentiel des combustibles fossiles conventionnels pour la Nouvelle-Calédonie

Pour une application donnée, le combustible est sélectionné en fonction de son adaptation à l'usage demandé, de son prix et de sa sûreté d'emploi et, depuis quelques années, par son aptitude à produire la quantité minimum de CO_2 par kWh converti.

Le gaz naturel n'est à priori pas adapté à une utilisation en Nouvelle-Calédonie

Le gaz naturel est composé en majorité de méthane (généralement 95 %, mais sa teneur peut varier entre 70 et 100 %) et possède un pouvoir calorifique inférieur (PCI) moyen de 38,1 MJ/kg, soit 10,6 kWh/kg, selon sa composition et sa provenance. En 2005, il représentait 23 % de l'énergie consommée dans le monde. C'est l'hydrocarbure émettant le moins de CO_2 par kWh produit puisque son facteur d'émission (FE) est de 201 gCO_2/kWh_{th}.

Le monde possède de très importantes réserves de gaz naturel et il est très largement utilisé dans les pays industrialisés.

Le gaz naturel est transporté du pays producteur jusqu'à l'utilisateur final par gazoducs ou, sous forme liquéfiée, par bateaux (méthaniers). Mais pour les îles en général, la construction d'un terminal méthanier est coûteuse, perturbe l'écosystème et ne nous semble pas présenter d'intérêt pour la Nouvelle-Calédonie en comparaison des faibles quantités de gaz susceptibles d'être importées. L'existence de systèmes flottants, peut-être mieux adaptée à l'échelle de la Nouvelle-Calédonie, se heurte aux conditions des zones cycloniques et ne nous semble pas plus adaptée.

Les hydrocarbures liquides ont un coût potentiellement élevé et fluctuant

Les hydrocarbures liquides représentent 37 % de l'énergie consommée en 2005 dans le monde et sont utilisés par l'industrie, l'habitat, le tertiaire et les transports qui en sont dépendants à 95 %. Leurs PCI sont les plus élevés (39,9 MJ/kg pour le fioul lourd, soit 11,1 kWh/kg) et possèdent un facteur d'émission de 282 gCO_2/kWh_{th} pour le fioul lourd et de 267 gCO_2/kWh pour le kérosène. Pour les transports, les hydrocarbures fossiles liquides resteront sans doute encore longtemps l'énergie la plus utilisée, même avec l'adjonction de biocarburants. Pour l'industrie, à cause de leur coût élevé et fluctuant et la concurrence d'usage avec les transports, les combustibles liquides seront de moins en moins économiquement attrayants pour une utilisation à long terme.

Le charbon est le combustible le plus accessible

La tourbe et le lignite font partie des *browncoal* ; le flambant sec, le Gras (*bitumineux*) et l'anthracite des *hardcoal*. Du *browncoal* au *hardcoal*, le pouvoir calorifique augmente et l'humidité, les matières volatiles et la teneur en cendres diminuent. Le PCI du charbon est compris entre 15 et 27 MJ/kg soit de 4,16 à 7,5 kWh/kg, valeurs qui sont fonction des pourcentages en carbone, soufre, hydrogène et humidité. Le lignite n'enferme que peu de soufre, mais contient une forte humidité. Le charbon présente un facteur d'émission de 364 gCO_2/kWh_{th} pour le lignite et de 347 gCO_2/kWh_{th} pour l'anthracite : c'est le combustible le plus défavorable en ce qui concerne les émissions de GES mais il représente 24 % de l'énergie primaire mondiale. Son coût et ses réserves importantes font que c'est encore le combustible primaire actuellement le plus compétitif pour produire de l'électricité.

Les combustibles alternatifs sont-ils adaptés à la Nouvelle-Calédonie ?

L'hydrogène

L'hydrogène est l'élément le plus abondant de l'univers et il est présent en grande quantité dans les étoiles et les planètes. Sur Terre, l'hydrogène est surtout le principal constituant de toute matière vivante, puisqu'il est présent et associé au carbone dans tous les composés organiques. Son PCI est de 10,7 MJ/Nm^3**14** soit 2,98 kWh/Nm^3 et son FE est nul puisque les produits de combustion sont composés majoritairement d'eau avec 0 % de CO_2. Lors de sa combustion, des précautions doivent être prises pour limiter la formation de polluants, comme les oxydes d'azote d'origine thermique, et l'oxydation des corps subsistants de son procédé de fabrication.

Mais pour produire de l'hydrogène, plusieurs procédés sont utilisés qui tous nécessitent un apport d'énergie supérieur à ce qui sera restitué lors de sa transformation finale. La méthode de fabrication actuellement la plus utilisée est le reformage du méthane, du méthanol ou de l'éthanol (ou du bio-méthanol ou du bio-éthanol) ; un procédé basé sur la transformation d'hydrocarbures fossiles avec production simultanée de CO_2.

L'apport d'énergie nécessaire à la production de l'hydrogène se retrouve, aux pertes de conversion près, lors de son utilisation, c'est pourquoi on considère l'hydrogène plutôt comme un vecteur énergétique : la production d'hydrogène par hydrolyse pendant les périodes de surproduction d'énergie électrique peut être vue comme une forme de stockage de l'énergie.

La voie classique consiste à stocker et véhiculer ce gaz dans des bouteilles sous une pression de 700 bars. Le danger lors d'un choc condamne, du moins à moyen terme, l'emploi de l'hydrogène gazeux dans les automobiles et seuls des prototypes expérimentaux de véhicules avec pile à combustible ou moteur à hydrogène existent et sont en cours d'évaluation. D'autres technologies consistent à adsorber l'hydrogène sur des hydrures métalliques (hydrure de magnésium) ou dans des nanotubes de carbone, mais les résultats n'ont pas atteint les objectifs au niveau escompté. Enfin, des réservoirs hybrides, haute pression et paroi absorbante pour réduire les fuites, sont encore à l'état de recherche.

[14] Nm^3 = normaux mètre cube, soit le volume occupé par le gaz dans les « conditions normales de température et de pression ».

Le développement d'une filière hydrogène (incluant production, distribution et stockage) ne nous semble donc pas adapté aux conditions de la Nouvelle-Calédonie.

Le biogaz de décharge ou des boues de station d'épuration

Le biogaz est composé essentiellement de méthane (entre 50 et 90 %) et de dioxyde de carbone (10 à 40 %), avec des quantités variables d'eau, et du sulfure d'hydrogène (H_2S) de 0 à 0,1 %. Son PCI (9,42 x 0,7 = 6,59 kWh/m^3 pour un biogaz à 70 % de méthane, à 15 °C et à la pression atmosphérique) provient uniquement du méthane et est fonction du taux de dilution dans le CO_2. Sa productivité est estimée entre 0,15 à 0,30 m^3 de biogaz par m^3 de digesteur et par jour.

Le biogaz est ainsi la forme renouvelable du gaz naturel. La récupération du biogaz produit par les décharges est d'autant plus intéressante que le méthane est un puissant gaz à effet de serre (sa valorisation constitue un puits de GES, elle devrait être obligatoire). Pour utiliser le biogaz dans un moteur ou une chaudière, il faut impérativement procéder à un séchage du gaz afin de limiter la corrosion par les composés halogénés qu'il contient.

En Nouvelle-Calédonie, quelques milliers de m^3/h de méthane pourraient sans doute être récupérés et utilisés sur les grandes décharges (1 m^3 de méthane équivaut à 1 litre d'essence !) car un centre d'enfouissement de déchets récupère en moyenne 100 m^3 de méthane par tonne de déchets traités. La gestion optimisée énergétiquement des décharges fournirait une image écologique et un apport énergétique améliorés de la Nouvelle-Calédonie.

Quels sont les déchets qui peuvent être méthanisés ? Les déjections agricoles animales et végétales – résidus de culture et d'ensilage, effluents de laiteries, retraits des marchés, gazons, etc. Notons tout de même qu'en Nouvelle-Calédonie la centralisation vers un digesteur des excréments des bovins semble difficile car l'élevage est extensif. Les effluents des industries agro-alimentaires peuvent aussi être méthanisés ainsi que le fond des lacs et marais.

La méthanisation des boues des stations d'épuration urbaines ou industrielles permet d'éliminer les composés organiques liquides et de rendre la station plus ou moins autonome en énergie. Une installation moyenne

produit environ un excès de 40 g de matière sèche par jour et par habitant. Leur quantité est réduite de 35 % et une tonne de ces déchets génère jusqu'à 175 m^3 de biogaz, soit l'équivalent énergétique de 190 litres d'essence. Les boues sont le plus souvent mises en décharge ou valorisées en agriculture par épandage ou compostage, quand il est autorisé ; mais elles pourraient aussi être digérées par des bactéries anaérobies pour produire du biogaz et le digestat être ensuite épandu sur les terres (éventuellement après compostage).

Le biogaz apporte une réponse énergétique et écologique au problème du traitement des déchets organiques. C'est également un biocarburant présentant de nombreux avantages en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et en se substituant à d'autres énergies exogènes (fossile et nucléaire). Après une séparation du CO_2 du biogaz, ses utilisations sont identiques à celles du méthane. La combustion du biogaz issu de la méthanisation réduit de 20 fois l'émission des GES vis-à-vis des gaz issus de la fermentation.

Les biocarburants de première et deuxième générations

Le marché des biocarburants a connu une forte croissance dans le monde ces dernières années. Pour intensifier cette tendance, le Conseil européen a fixé une proportion minimale à respecter de 10 % de biocarburants dans la consommation totale d'essence et de gazole dans l'Union européenne d'ici à 2020. Une première génération de biocarburants est déjà opérationnelle, mais leurs rendements énergétiques sont controversés et ils sont en concurrence avec les utilisations alimentaires. Une seconde génération à base de valorisation énergétique du bois est à l'étude pour les décennies futures.

La publication, en janvier 2008, de la directive ENR maintient l'objectif d'incorporation de 10 % de biocarburants dans le pool carburant à horizon 2020. Elle introduit plusieurs critères permettant de qualifier la durabilité des biocarburants : ils doivent assurer une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 35 % au moins par rapport aux équivalents fossiles ; ils ne doivent pas être produits à partir de terres de grande valeur sur le plan de la diversité biologique ni à partir de terres présentant un important stock de carbone, c'est-à-dire de zones humides ou de zones forestières continues.

Ces critères, assez contraignants, montrent la nécessité d'assurer un développement durable des biocarburants avant de considérer l'économie substantielle apportée en combustibles fossiles et en rejets de CO_2. Mais, avant de se lancer dans leur production, il faut s'assurer d'une filière

d'approvisionnement continu en biomasse comprenant la plantation, la culture, l'exploitation, le conditionnement, le transport et la préparation de la ressource de biomasse, sachant que des volumes très importants sont mis en jeu.

Il faut aussi tenir compte des indicateurs d'impacts environnementaux. En effet, l'étape agricole des biocarburants s'accompagne de fuites de nitrates et de produits phytosanitaires dans les sols, et d'émissions d'oxydes d'azote dans l'air ; la phase industrielle provoque des rejets d'hexane lors de la trituration des graines ; enfin, la combustion rejette également des oxydes d'azote, du CO, des particules et des hydrocarbures imbrûlés. D'autres études montrent que globalement l'utilisation de biodiesel peut augmenter les émissions de NOx mais réduire celles de CO et de particules. De nombreuses réflexions sont actuellement menées pour quantifier au moyen d'analyses de cycles de vie (ACV) détaillées les rendements énergétiques, écologiques et économiques des biocarburants.

Enfin, Il faut aussi considérer la concurrence des usages entre des terres agricoles dédiées à la culture vivrière et celles qui sont dédiées à la production d'énergie : la demande d'énergie des pays industrialisés ne doit pas affamer l'autre moitié de la planète…

Les biocarburants de première génération

Déjà présents sur le marché, fabriqués au moyen de technologies matures, les biocarburants de première génération n'utilisent qu'une partie de la plante en valorisant soit l'amidon qu'elle contient, soit l'huile de sa graine. Deux filières classiques sont actuellement exploitées : la filière éthanol qui conduit à la production de bio-essence (éthyl tertio butyl éther, ETBE) et la filière gazole qui, à partir du traitement d'huiles végétales, produit du carburant pour moteur diesel (esters éthyliques d'huiles végétales, EEHV).

La fabrication de bioéthanol à partir de céréales ou de plantes amylacées en vue de la fabrication de biocarburants (ETBE) est techniquement envisageable en Nouvelle-Calédonie à condition que la disponibilité de la ressource agricole soit effective. Des unités de production de bioéthanol d'un volume de 6 m^3 existent sur le marché à des coûts modestes (échelle d'une grosse exploitation agricole ou d'un village). Le bioéthanol obtenu peut être directement mélangé à l'essence dans des proportions allant jusqu'à 20 % sans changer les réglages moteurs. Pour un pourcentage d'éthanol de 85 %, appelé en

Europe E85, le véhicule doit être équipé d'un système FlexFioul-Ethanol et le pays doit déployer une filière de distribution de ce biocarburant. Notons aussi que des procédés permettent de valoriser les effluents et coproduits de la fabrication de l'éthanol.

Les huiles végétales brutes (HVB), après purification, sont quelques fois utilisées comme carburants dans les moteurs diesel, mais la technologie et les performances des nouveaux moteurs s'accompagnent d'exigences qu'elles ne peuvent satisfaire. Aujourd'hui, on effectue une trans-estérification de ces dernières avec de l'alcool (généralement du méthanol) pour produire un ester méthylique (esters méthyliques d'huiles végétales, EMHV) qui peut alors être utilisé dans tous les moteurs diesel, soit en mélange dans le gazole à toutes concentrations, soit pur – ce qui permet de réduire la consommation de combustibles fossiles.

Dans le monde, l'huile de soja représente la production globale d'huiles végétales la plus importante, suivie par l'huile de palme ; viennent ensuite l'huile de colza, de tournesol, d'arachide, de noix de coco (coprah) et d'olive. Pour obtenir des HVB, le procédé comporte trois étapes : la trituration, l'extraction et le raffinage. On obtient alors une huile alimentaire. Les consommations énergétiques pour atteindre l'étape de raffinage sont de 150 MJ sous forme vapeur et de 10 kWh électrique.

Pour une utilisation dans un moteur, la forte viscosité de ces HVB agit sur la pulvérisation, leur faible volatilité augmente le temps d'auto-inflammation et les dépôts sur les parois de la chambre, et on observe des figeages à froid, toutes propriétés qui perturbent le fonctionnement du moteur diesel. Il faut également signaler leur dilution dans les huiles de lubrification, ce qui provoque une usure plus rapide du moteur. Si de telles huiles ont pu être utilisées directement dans les tracteurs ou groupes électrogènes, leur emploi dans les moteurs modernes devient de plus en plus critique.

L'emploi direct des EEHV dans les moteurs diesel n'entraîne pas les inconvénients liés à l'utilisation des HVB. Ces esters sont même bénéfiques pour la lubrification des gazoles à très basse teneur en soufre. Ils sont miscibles avec le gazole, mais leur pouvoir calorifique est légèrement inférieur, ce qui entraîne une consommation de 7 % plus élevée. Leur impact environnemental est positif avec généralement une baisse des émissions de CO, HC et des particules, mais une augmentation des NOx.

Ces résultats montrent le potentiel de production et d'utilisation des biocarburants en Nouvelle-Calédonie. Bien que plusieurs plantes cultivables sur l'île puissent être utilisées, le coprah peut être attractif, il a d'ailleurs déjà été exploité mais la filière, nécessiterait d'être relancée. Cette filière comprend la plantation, la culture (eau, intrants), la récolte, la transformation du fruit en biocarburants EMHV et son utilisation locale. Les dispositifs de prétraitement de l'huile et de trans-estérification sont commercialisés, les coûts d'équipement sont raisonnables (quelques milliers d'euros) et leur fonctionnement est simple.

En conclusion, du point de vue technique, les deux filières, ETBE et EMHV, pourraient être facilement déployées en Nouvelle-Calédonie. Pour chacune d'entre elles, l'équipement nécessaire est abordable financièrement et s'adapte aisément à des petites productions.

Les biocarburants de deuxième génération

Ce type de carburants est encore en phase d'étude avec plusieurs objectifs : la valorisation de la plante entière (graines et tiges), l'utilisation du bois et de déchets de bois et l'évaluation de leur concurrence avec les cultures vivrières.

La biomasse ligno-cellulosique provient aussi bien de déchets agricoles, forestiers ou des sous-produits de transformation du bois, que de cultures dédiées (plantes ligneuses ou herbacées). La transformation du bois génère une quantité importante de déchets valorisables sous forme d'énergie ou de matière première pour trituration, tout comme les déchets agricoles et forestiers secs qui fournissent également des quantités importantes de biomasse ligno-cellulosique. Quant à la culture dédiée, elle représente un gisement de ligno-cellulose important valorisable énergétiquement.

Comme pour les carburants de première génération, deux filières permettent de valoriser cette ressource ligno-cellulosique, une voie thermochimique (sèche) et une voie biologique (humide).

La conversion thermochimique de la biomasse ligno-cellulosique, qu'on appelle Biomasse to Liquid (BtL), est porteuse de réels enjeux dans le monde à l'horizon 2020. Il existe deux voies principales pour produire des produits valorisables énergétiquement : la pyrolyse et la gazéification. La première, qui est une étape de d'homogénéisation et donc de pré-conditionnement de la

biomasse, présente le double avantage de découpler spatialement production et utilisation de la biomasse (l'unité de production est implantée près de la ressource) et d'orienter la réaction vers le liquide, le solide ou le gaz et, ainsi, de récupérer ou de concentrer des fractions indésirables dans une des phases.

La technologie est mature, mais manque actuellement de débouchés. En effet, les huiles de pyrolyse ne peuvent être utilisées que dans quelques moteurs spécialement conçus pour les groupes électrogènes et doivent être exclues pour une utilisation dans une turbine à gaz ou un moteur automobile.

L'opération la plus prometteuse est plutôt la gazéification des huiles et/ou du charbon végétal pour la production de gaz de synthèse convertis ensuite en méthanol ou hydrocarbures par synthèse Fischer Tropsch. La gazéification est la transformation thermochimique d'un combustible solide (charbon, biomasse) en présence d'un réactif gazeux (oxygène, vapeur d'eau, hydrogène). Son objectif est de convertir le solide en un mélange gazeux, appelé gaz de synthèse ou « syngas », qui peut être utilisé pour différentes applications : la combustion dans un moteur, la cogénération électricité-chaleur avec un rendement amélioré vis-à-vis de la combustion directe de la biomasse, et la synthèse de biocarburants.

C'est cette dernière application qui présente le plus d'intérêt car elle valorise tous les constituants de la biomasse ligno-cellulosique en biocarburants comme le méthanol, le diméthyléther (DME) ou les hydrocarbures obtenus par procédé Fischer Tropsch (le gazole ou le kérosène de synthèse). Mais ce procédé de gazéification en est encore au stade de pilote et est plutôt favorisé par l'effet d'échelle – ce qui n'est pas à l'avantage de la Nouvelle-Calédonie.

Reste la voie biochimique : si la production d'éthanol à partir du saccharose des plantes sucrières ou de l'amidon des plantes amylacées est un procédé mature, celle qui se fait à partir des matières ligno-cellulosiques se heurte à deux verrous – l'hydrolyse de la cellulose en sucres fermentescibles et la conversion des pentoses issus des hémicelluloses en éthanol. En effet, la lignine ne pouvant être fermentée en éthanol, la matrice ligno-cellulosique doit être prétraitée pour rendre la cellulose et l'hémicellulose hydrolysables afin d'obtenir des sources potentielles de sucres fermentescibles. Enfin, la matière première ainsi traitée peut être séparée du moût de fermentation éthanolique pour obtenir de l'éthanol qui peut être mélangé à l'essence jusqu'à des proportions importantes de 85 % (E85).

L'utilisation de la biomasse ligno-cellulosique pour la production d'éthanol carburant présente de multiples avantages du point de vue environnemental : son bilan CO_2 est meilleur que pour les plantes sucrières ou amylacées et la valorisation des déchets de la plante entière n'entre pas en concurrence avec les cultures vivrières. Des schémas de procédés existent, mais de nombreux verrous subsistent qui nécessitent de réaliser des progrès en enzymologie de la cellulose et en physiologie des levures. L'avenir de cette filière repose essentiellement sur le développement des biotechnologies avec, comme sous-jacent, celui de plantes génétiquement modifiées.

La valorisation énergétique des algues

Au cours de leur évolution, les micro-organismes photosynthétiques se sont adaptés à des conditions environnementales très diverses. On en trouve d'ailleurs à peu près partout dans le monde, dans les océans, en eau douce ou dans les eaux saumâtres, et ce à toutes les températures, y compris extrêmes. Cette acclimatation à des milieux très différents explique l'étendue taxonomique de ce groupe d'êtres photosynthétiques qui comporte de nos jours, selon les estimations, entre 20 000 et 40 000 espèces différentes, rien que pour les micro-algues et cyanobactéries. Pourtant, cette bioressource reste largement sous-exploitée, du fait notamment de l'intérêt relativement récent du monde scientifique pour ces micro-organismes.

Leur intérêt est double : elles peuvent constituer un puits de CO_2 et être une source de combustible. Alors que les bactéries appartiennent au règne animal, les micro-algues et cyanobactéries sont des cellules végétales et leur croissance est donc basée sur le même principe que celle, par photosynthèse, des plantes supérieures. Elles ont par conséquent la capacité de se développer sur milieu entièrement minéral, en milieu aqueux, la lumière leur permettant alors de croître par absorption des minéraux nécessaires et du carbone inorganique environnant.

Les procédés de culture des algues : les photobioréacteurs (PBR)

On appelle photobioréacteur les procédés dédiés aux micro-organismes photosynthétiques et donc aux micro-algues. La particularité de ces systèmes réside dans la nécessité de fournir de l'énergie lumineuse en plus des conditions générales de culture. En effet, contrairement aux substrats usuels que l'on ajoute au milieu, les sources de lumière sont forcément extérieures à la culture. Les besoins en énergie lumineuse des micro-organismes photosynthétiques

(ou phototrophes) sont très importants : c'est là une limitation importante du rendement des réacteurs puisque la lumière est absorbée par les algues en surface et ne peut pénétrer et agir en profondeur.

La conception la plus simple consiste à cultiver les micro-organismes phototrophes en bassin ouvert (lagunes, circuits en boucle dits *raceways*, canaux en forme de méandres). Aujourd'hui, une grande partie de la production vient de ces systèmes extensifs (5 000 à 6 000 tonnes par an de matière sèche). En utilisant des géométries adéquates, il est possible de tendre vers des optimums de conversion par photosynthèse de l'énergie lumineuse reçue en biomasse : on peut ainsi atteindre une production de 100 tonnes/ha/an de matière sèche avec un système captant directement l'énergie solaire.

En comparaison des végétaux supérieurs, les micro-algues ont des capacités intrinsèques qui les positionnent favorablement dans nombre d'applications. Comme principaux atouts, on retiendra leur vitesse de croissance élevée (doublement d'une population en quelques heures), leur grande diversité (due à leur longue évolution : 3,7 milliards d'années) et leur plasticité métabolique qui permet, par imposition de conditions adéquates, de forcer le micro-organisme à une production d'un métabolite donné.

Capables de synthétiser la plupart des éléments organiques essentiels comme les protéines, les sucres et les lipides, les micro-algues et cyanobactéries présentent une biochimie très variée en comparaison d'autres micro-organismes. C'est d'ailleurs l'identification de métabolites particuliers qui a fortement encouragé la recherche, et notamment sur les molécules prisées des industries, comme les pigments, les polysaccharides ou divers composés biologiquement actifs. Les applications possibles se sont alors révélées dans des domaines aussi variés que l'alimentation, la pharmacologie ou la cosmétologie. Le choix de souches adaptées et leur mise en culture dans des systèmes adéquats devraient permettre de répondre à de grands enjeux agro-alimentaires, de production d'énergie, de dépollution d'effluents et de recyclage de l'eau.

Selon l'espèce et les conditions appliquées, il est possible de produire de l'hydrogène par biophotolyse de l'eau, de la biomasse végétale riche en lipides à vocation énergétique (biodiesel) ou en sucres utilisables pour l'obtention de méthane ou d'hydrogène par gazéification ou fermentation. De plus, la croissance photosynthétique impose la fourniture de carbone inorganique

(puits à CO_2), et le fonctionnement en milieu aqueux permet une gestion maîtrisée des apports en sels minéraux. Tous ces avantages font que les micro-organismes photosynthétiques sont souvent envisagés comme une source bioénergétique d'avenir, renouvelable et respectueuse de l'environnement.

Les algues comme puits de carbone

Pour atteindre un rendement optimal les algues ont besoin de CO_2 en grande quantité dans les bassins ou les bioréacteurs. Ces derniers doivent donc être couplés à des centrales thermiques classiques productrices d'électricité et qui rejettent du CO_2 avec une teneur moyenne de 13 %. Le CO_2 est mis à barboter dans les bassins et est assimilé par les algues. Il s'agit donc d'une technologie permettant d'augmenter le rendement de la photosynthèse et de traiter les eaux usées. C'est en ce sens qu'elles constituent une avancée dans le domaine environnemental.

Par exemple, la centrale de Prony comportant 2 tranches de 40 $MW_{electrique}$, soit 240 $MW_{thermique}$, rejette 4 500 tCO_2/jour. Si l'on considère que nous puissions disposer de PBR actuels et solaires, il faudrait pour absorber le CO_2 produit une surface de captage du soleil de 2,5*4 500 = 11 250 ha et un volume de 11,10^6 m^3, soit une masse d'algues produite de 5 625 tonnes pour un flux incident de 100 W/m^2. Si la recherche mettait au point des PBR avec distribution interne de lumière de façon à atteindre le rendement thermodynamique maximum, la masse d'algues formée resterait de l'ordre de 5 400 t/jour. Il faudrait, pour cet optimum, tout de même fournir l'énergie pour filtrer 360 000 m^3 d'eau par jour !

On pourra se reporter également au paragraphe intitulé « La séparation biologique du CO_2 par les algues ou enzymes » dans « Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie ».

Les algues source de triglycérides

Ces micro-organismes ont aussi des avantages sur les espèces oléagineuses terrestres : ils peuvent accumuler jusqu'à 50 % de leur poids sec en acides gras, d'où la possibilité d'obtenir des rendements à l'hectare supérieurs d'un facteur 30 aux espèces oléagineuses terrestres. La culture de micro-algues en serre à grande échelle n'a pas besoin d'apport de produits phytosanitaires et permet de maîtriser le cycle de l'azote et du phosphore en contrôlant le recyclage des éléments nutritifs.

Dans l'exemple de la centrale de Prony : le captage des deux tranches pourrait produire 6 300 t de matière sèche par jour soit 4 400 t/acides gras par jour (~70 % de triglycéride). Une transestérification de ces huiles fournirait alors environ 4 400 t de biodiesel/jour. Autrement dit, dix jours de production/an suffiraient à couvrir la consommation en diesel de la Nouvelle-Calédonie ! Rappelons tout de même que cela nécessiterait d'avoir un réacteur optimisé (actuellement théorique), de l'énergie pour le pompage, que le processus soit validé sur des pilotes, etc. Il s'agit donc là d'une recherche et, *a fortiori*, d'un déploiement à très long terme (on dit d'ailleurs parfois que les algues sont des biocarburants de troisième génération).

Les algues pour produire du biohydrogène

Dans une optique d'énergie durable, nul doute que l'hydrogène devrait à l'avenir être promu comme nouveau vecteur d'énergie : il trouvera de nouvelles applications dans les domaines du résidentiel et des transports, via une transformation en électricité et en chaleur dans les piles à combustibles ou les turbines à gaz avec cycle combiné.

Les algues vertes unicellulaires, micro-algues ou bactéries, possèdent la propriété unique de produire de l'hydrogène à partir d'énergie solaire et d'eau : c'est une enzyme, l'hydrogénase, qui est au cœur de ces processus. On peut donc développer des procédés de photobioproduction d'hydrogène non-générateurs de gaz à effet de serre, basés sur la domestication des processus naturels de production d'hydrogène. Mais là encore, les procédés ne sont pas matures et exigent des développements importants avant déploiement.

Les technologies de production d'électricité

L'électricité constitue une forme d'énergie particulièrement facile à transformer et à contrôler, mais elle est souvent aussi plus coûteuse au plan économique et environnemental. C'est la raison pour laquelle, répétons-le, la maîtrise de sa consommation doit être la première priorité avant le développement de nouveaux moyens de production.

Notons que si l'on observe les évolutions récentes en matière de développement de nouvelles installations de production d'électricité, celles qui exploitent les ressources renouvelables (photovoltaïques et éoliennes principalement) détiennent les records de croissance relative.

Les procédés de combustion et de conversion

Plusieurs technologies permettent de produire de l'électricité, par exemple : la conversion des photons de la lumière par effet photoélectrique, celle de la chaleur par effet thermoélectrique, et la conversion par transfert d'électrons lors d'une réaction chimique ou mécanique au moyen d'un générateur ou d'un alternateur. C'est ce dernier procédé qui est actuellement le plus utilisé par les centrales thermiques ou nucléaires de grande puissance.

Une centrale thermique produit de l'électricité à partir d'une source de chaleur provenant de la combustion d'un hydrocarbure gazeux ou liquide, du charbon, de la biomasse, de déchets industriels ou ménagers. Le dégagement de chaleur produit lors de la combustion chauffe un fluide, généralement de l'eau, qui passe ainsi de l'état liquide à l'état de vapeur. Celle-ci entraîne, lors d'un cycle thermodynamique, une turbine couplée à un alternateur qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. Pour entraîner la turbine à vapeur, on provoque une chute de pression entre son entrée et sa sortie, en condensant en aval le fluide à l'état gazeux à l'aide d'une source froide. Le fluide condensé est en général réutilisé comme source de vapeur (cycle de Rankine).

Les turbines à gaz (TAG) ou turbines à combustion

Une turbine à gaz (TAG), ou turbine à combustion, est une machine tournante thermodynamique appartenant à la famille des moteurs à combustion interne. Son rôle est de produire de l'énergie mécanique à partir de l'énergie contenue dans un hydrocarbure et de la transférer à un générateur ou un alternateur.

Le rendement théorique d'une TAG croît avec le taux de compression et la température de combustion. Son rendement faible (25 à 35 %) est dû au fait que l'énergie fournie par le combustible est détournée par le compresseur ou perdue sous forme de chaleur dans les gaz d'échappement. Le rendement est amélioré en augmentant la température dans la chambre de combustion (plus de 1 200 °C), mais on se heurte à des problèmes de la tenue en température des matériaux utilisés pour la réalisation de la partie turbine. Des systèmes de refroidissement au moyen de multi-perforations sont alors mis en place dans les parois de la chambre et des aubes en alliage réfractaire à base de nickel.

Les turbines à gaz (TAG) à cycles combinés

L'expression « cycle combiné » caractérise une production d'énergie ou une centrale utilisant plus d'un cycle thermodynamique. Les TAG transforment une partie de l'énergie fournie par la combustion en travail moteur qui est convertie en électricité au moyen d'un générateur ou d'un alternateur. Le rendement est généralement de l'ordre de 25 à 30 %. C'est en récupérant la chaleur des gaz d'échappement que le rendement global de la machine peut alors dépasser 50 %. On utilise pour cela la chaleur des gaz d'échappement (plus de 600 degrés) pour produire de la vapeur dans une chaudière qui alimente une turbine à vapeur entraînant un second générateur électrique. On peut aussi augmenter le rendement de la turbine en réchauffant les gaz en sortie des étages de compression (avant les chambres de combustion), en les faisant passer dans un échangeur situé dans le flux des gaz d'échappement.

Les centrales thermiques à flammes

Les centrales thermiques à flammes stabilisent une combustion dans une chaudière au moyen de brûleurs à flamme de diffusion. Des jets de combustibles gazeux, liquides ou solides sont injectés au nez du brûleur à proximité de jets d'air ou d'oxygène. La combustion se stabilise dans la zone de mélange combustible/comburant. Ce procédé est sûr car il n'y a pas de formation de mélanges des réactifs avant le foyer, mais il permet mal de contrôler la zone de réaction et de formation des polluants. Ce type de centrale est tout de même le plus répandu dans le monde et permet de disposer d'unités de très grande puissance.

Les chaudières à lit fixe, lit fluidisé et lit fixe circulant (LFC)

Les chaudières à lit fixe établissent la combustion au sein d'une couche de particules combustible qui reste stationnaire quand le fluide (oxydant : air, oxygène) la traverse et réagit au sein du lit. Les réacteurs à lit fluidisé, quant à eux, sont constitués d'un ensemble de particules solides (charbon ou biomasse) traversé de bas en haut par un fluide dont le débit est tel que le frottement du fluide sur les grains équilibre leur poids. Au-delà d'un certain débit de fluide, on assiste à l'entraînement du lit. Le solide peut être séparé du fluide en tête de colonne par un cyclone et recyclé à la base : c'est le lit fluidisé circulant (LFC) qui reste relativement dense avec de nombreuses interactions gaz-solide.

C'est ce type de chaudière qui est prévu par la SLN pour la nouvelle centrale de Doniambo (cf. dans « La maîtrise de l'énergie : un enjeu majeur pour le développement durable de la Nouvelle-Calédonie et sa sécurité énergétique » le paragraphe p. 90 sur « Les points forts de l'efficacité énergétique sur le site de la SLN » dans lequel ont été décrits les avantages du LFC).

Les chaudières super et hypercritiques

Pour accroître le rendement du cycle thermodynamique du système qui peut passer de l'ordre de 35 % à près de 50 %, la vapeur d'eau doit être portée à haute température et haute pression dans la chaudière. On parlera d'un fonctionnement avec de l'eau dans des conditions super-critiques (Tc = 376 °C et Pc = 221 bar) ou même hyper critiques (Tc = 700-720 °C et Pc = 350 bar). Pour cela, il faut réaliser des tuyauteries et une turbine à vapeur en alliage à base de nickel. Le coût de telles installations est donc très élevé et ne s'adapte qu'à des unités de puissance supérieure à 400 $MW_{electrique}$.

La cogénération et la tri-génération

Pour accroître le rendement énergétique global de production d'électricité, la chaleur fatale de la chaudière ou d'une TAG est valorisée par sa distribution au travers d'un réseau industriel ou domestique de vapeur et de chaleur : c'est la cogénération électricité/chaleur ou même tri-génération électricité/chaleur/froid.

Les centrales IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle)

Une unité de gazéification intégrée avec cycle combiné ou IGCC est une centrale thermique fonctionnant avec du gaz de synthèse *syngas*. Ce gaz est souvent utilisé pour actionner une turbine à gaz dont la chaleur des effluents est ensuite valorisée par une turbine à vapeur (TAG à cycle combiné). La technologie IGCC consiste à transformer du charbon ou de la biomasse, lors d'une gazéification en gaz de synthèse composé d'un mélange de CO et d'hydrogène. Les impuretés du combustible sont ainsi retirées avant la phase de combustion, d'où des rejets limités de polluants comme le dioxyde de soufre, les particules et les métaux. Le rendement global est également amélioré par rapport à une unité conventionnelle à charbon pulvérisé.

Ce type de procédé IGCC est dit « intégré » car les gaz de synthèse sont produits par une unité de gazéification qui est optimisée par un cycle

combiné. Pour améliorer le rendement global du procédé, les chaleurs provenant des fumées de la TAG et du réacteur de gazéification sont valorisées par une chaudière et une turbine à vapeur qui produit à son tour de l'électricité additionnelle. La gazéification et la combustion de l'hydrogène font de ce système un procédé possédant une empreinte environnementale minimum et un rendement énergétique optimisé grâce au cycle combiné.

Les moteurs à combustion interne

On peut également produire de l'électricité en site délocalisé ou avec des groupes électrogènes lorsque le réseau est arrêté. Ceux-ci se composent d'un moteur voisin de celui d'une automobile couplé à un générateur ou un alternateur. Mais le rendement est en général assez faible. En revanche, ce système devient performant avec la combustion de biogaz issu de fermenteurs ou de décharges (cette utilisation permet d'ailleurs d'acquérir des crédits de CO_2).

Conclusion : le potentiel d'application de ces technologies à la Nouvelle-Calédonie

À priori, toutes les techniques de production industrielle d'électricité par conversion chimique de l'énergie peuvent être introduites en Nouvelle-Calédonie, les critères de choix ainsi que les limites techniques d'utilisation étant ceux de la puissance recherchée, du combustible, de la valorisation de la biomasse et du procédé de combustion.

L'analyse technologique désigne ainsi les meilleurs choix économiques à opérer pour la Nouvelle-Calédonie :

■ Une centrale thermique à charbon à flamme, la moins chère à l'achat. Par contre, ce procédé rejette du SOx et du NOx si elle n'est pas équipée d'unités de dépollution. L'emploi de lignite limite les émissions de SOx, mais les rejets de tCO_2/kWh sont plus importants et le fonctionnement moins optimal. C'est ce procédé qui a été choisi pour la centrale de Prony.

■ Une chaudière à lit fluidisé circulant, ce système présentant le meilleur potentiel pour la Nouvelle-Calédonie. C'est ce choix qui a été retenu pour les futures centrales de Doniambo et Koniambo.

Les centrales hydroélectriques

Les technologies de production d'électricité à partir des ressources hydrauliques sont relativement matures et bien que nous ne puissions pas

les qualifier de nouvelles, nous proposons une courte synthèse, notamment pour mettre en évidence les évolutions récentes. En France, on qualifie de petites centrales hydroélectriques, celles dont la puissance est comprise entre 2 et 10 MW, de minicentrales, celles de 500 kW à 2 MW, de micro-centrales, celles de 20 à 500 kW et de picocentrales, celles de moins de 20 kW. La productivité des centrales hydroélectriques dépend directement de l'hydraulicité des cours d'eau dans le cas des usines au fil de l'eau et, dans une moindre mesure, lorsqu'il existe un barrage de retenue qui offre alors une capacité de stockage permettant de mieux répondre à la demande et de fortement contribuer à la stabilisation du réseau. Le barrage de Yaté, qui exploite un lac artificiel, offre une capacité de plus de 300 millions de m^3 et une très importante quantité d'énergie stockée (environ 100 GWh, soit 5 % de la consommation annuelle 2008). Sa puissance est de 68 MW (4 groupes) avec une productivité annuelle d'environ 5 000 h (+/- 20 % selon les années) équivalentes à pleine puissance. Précisons également qu'il est possible d'alimenter un microréseau (en site isolé) avec un système hydro-électrique, généralement sans recours à un stockage électrochimique, si la régularité du cours d'eau est suffisante. Différents dispositifs de régulation existent et permettent de stabiliser tension et fréquence pour offrir une qualité de service satisfaisante avec une bonne fiabilité.

En grandes ou petites puissances, des hauteurs de chutes les plus grandes aux plus faibles, les turbines utilisées sont respectivement de type Pelton, Francis et Kaplan. Pour les petites machines, il existe quelques technologies spécifiques comme les turbines Banki (roues à aubes). Les rendements de conversion sont très élevés (généralement supérieurs à 90 %) et d'autant plus que les puissances nominales sont élevées. Les génératrices électriques utilisées en grande puissance (au-delà de quelques MW) sont quasiment exclusivement de type synchrone à excitation bobinée, ce qui leur permet de participer au réglage de tension par action sur le courant inducteur. En situation raccordée au réseau, pour les puissances inférieures à quelques MW, on utilise plutôt pour des génératrices asynchrones à cage qui permettent une réduction des coûts aux dépens de la possibilité de participer au réglage de tension. Des génératrices à aimants permanents, plus compactes, permettent de réduire les coûts de génie civil, mais toujours sans possibilité de réglage. L'introduction de la vitesse variable, qui permet à la fois d'accroître la productivité lorsque les débits et hauteurs de chute sont variables et de participer au réglage de tension, peine encore à se développer, mais la technologie existe.

Les éoliennes

Un seul constructeur propose des éoliennes conçues pour les régions cycloniques et pour les zones peu accessibles, il s'agit de Vergnet SA. Ses machines sont rabattables avec un système de haubans et de treuil automatique et permettent, en cas d'annonce de cyclone, de se protéger de la destruction. En outre, elles sont constituées de pièces de taille et de masse raisonnables aisément transportables dans les zones peu accessibles et ne nécessitant pas de grues de grande taille.

Plus d'une centaine de machines de ce type sont actuellement en service en Nouvelle-Calédonie avec des puissances unitaires de l'ordre de 250 kW. La dernière génération est sensiblement différente, elle dispose d'une nacelle qui peut descendre le long du mât : c'est le modèle retenu pour la ferme de Yaté qui devrait être mise en service entre 2010 et 2012 avec 35 unités pour une productivité annuelle de 60 GWh.

Le coût installé de ces machines est élevé, soit environ 2,3 à 2,5 €/W, c'est-à-dire près du double des installations européennes. Ce surcoût est justifié par les originalités de la technologie, l'éloignement et, peut-être, par l'absence de concurrence. Le seul fabricant alternatif est Vestas qui, de 1996 à 1999, a installé 20 machines de 225 kW au Negandi. Elles ont été détruites par le cyclone Erica, en mars 2003, et 15 d'entre elles ont été remplacées, mais il semble que Vestas ne veuille plus s'impliquer dans la construction de nouvelles fermes éoliennes en Nouvelle-Calédonie.

La productivité des machines Vergnet a subi quelques revers, liés semble-t-il à une maintenance insuffisante. La création de Vergnet Pacific et les nouveaux modes tarifaires devraient résoudre ces problèmes temporaires. Avec un fonctionnement normal, les machines Vergnet doivent produire environ 1 600 à 1 900 h annuelles selon les sites et les années, ce qui signifie que 1 MW éolien produit entre 1,6 et 1,9 GWh par an.

Notons enfin qu'il existe sans doute un potentiel éolien *off shore* important mais que les technologies actuelles sont sans doute mal adaptées aux zones cycloniques. Il faut toutefois garder à l'esprit que des technologies *off shore* flottantes commencent à être testées et que, d'ici quelques années, elles pourraient présenter un intérêt grâce à leur plus grande souplesse face aux vents violents.

Les houlogénérateurs

Résultante de l'effet du vent sur les surfaces marines, l'énergie des vagues représente une ressource considérable et pourrait satisfaire un certain pourcentage de la consommation mondiale d'électricité à l'horizon de quelques décennies. La ressource houlomotrice brute est quantifiée en kiloWatts par mètre de front de vague, avec des ordres de grandeurs compris entre 10 et 100 kW/m (Cap Horn). Il faut cependant considérer le rendement de conversion assez faible des systèmes de récupération actuels, de l'ordre de 10 % sur les moyennes annuelles.

La profondeur des fonds marins joue également un rôle important dans le sens où de faibles profondeurs favorisent la dissipation énergétique. Ainsi, en arrivant sur les côtes, la houle a généralement perdu une grande partie de son potentiel énergétique.

Un champ de vagues est composé d'ondes multiples qui ne se propagent pas toutes dans la même direction. Pour caractériser la houle aléatoire, une façon simple est donc de se limiter à deux paramètres : une hauteur crête à creux notée Hs accompagnée d'une période Tp, ces deux paramètres permettant de représenter un *état de mer* aléatoire en se référant à un modèle standard de répartition spectrale de l'énergie (Tp est alors la période du pic spectral).

Outre le fait que la houle ondule à basse fréquence et engendre des fluctuations de puissance instantanée, la puissance moyenne de la ressource fluctue considérablement en fonction de l'état de mer. La puissance récupérable dépend ensuite de la largeur de houle captée et de l'efficacité du dispositif de conversion. Les houlogénérateurs ont souvent un comportement relativement accordé pour un type de houle donné et, même si un contrôle avancé permet d'optimiser l'extraction de puissance dans des conditions variées, leurs caractéristiques de puissance de sortie ne sont pas vraiment proportionnelles à Hs2.Tp (puissance brute issue de la loi théorique).

Les houlogénérateurs peuvent être situés sur la côte (*shoreline*), en mer au voisinage des côtes (*nearshore*) avec des fonds inférieurs à 50 m pour permettre un ancrage, ou encore au large (*off shore*).

Le coût d'investissement des houlogénérateurs proches de la maturité est estimé aujourd'hui dans une fourchette 1 à 3 €/W et les coûts de production,

dépendant bien sûr de la technologie et des conditions locales, pourraient passer d'ici quelques décennies de quelques 10 c€/kWh à quelques c€/kWh. Ils pourraient aussi profiter du développement des éoliennes *off shore* et, notamment, des infrastructures de transport de l'électricité à terre.

Depuis les années 1970, de très nombreux dispositifs ont été imaginés, brevetés et/ou testés, dont on retiendra ici la classification simplifiée suivante.

■ *Les houlogénérateurs à rampe de déferlement* : dans cette famille de générateurs conçus initialement pour exploiter les caractéristiques de sites côtiers, on trouve un système flottant, le Wave Dragon, avec une hauteur de flottaison ajustable en fonction des caractéristiques de la houle. L'eau de mer déferle sur une rampe, franchit son seuil et remplit un réservoir situé derrière, elle est ensuite turbinée à « basse chute » pour retourner à la mer. Ces systèmes présentent l'avantage de lisser la puissance et d'obtenir une production relativement régulière, en tout cas, qui ne fluctue pas au rythme des vagues.

■ *Les houlogénérateurs à colonne d'eau oscillante* : c'est peut-être l'un des principes les plus utilisés, il est d'ailleurs emprunté à la nature où les « trous de souffleur » présents dans les côtes rocheuses mettent bien en évidence les flux et reflux d'air piégé dans une cavité soumise aux fluctuations des vagues. Les systèmes sont placés sur les côtes ou sur des machines flottantes, une cavité ouverte à l'action des vagues par une embouchure submergée voit sa surface libre interne osciller comme un piston liquide. L'air de la cavité est alors alternativement expulsé puis admis par une canalisation de sortie vers l'atmosphère. Une turbine, dont le sens de rotation ne change pas en fonction du sens de circulation de l'air, est placée dans la canalisation. La turbine entraîne un alternateur qui produit ainsi de l'énergie en continu. Parmi les systèmes non flottants, citons la colonne Kvaerner (Norvège) et le projet-pilote européen Pico, du nom de l'île des Açores au Portugal. Il existe également des systèmes flottants à colonne d'eau oscillante permettant d'accéder à une plus grande variété de sites, comme le Sperboy (UK).

■ *Les houlogénérateurs à corps mus par la houle*. Cette catégorie regroupe une très grande diversité de principes et de systèmes, dont le Power Buoy (Ocean Power Technologies, Inc., États-Unis), le Searev (Système électrique autonome de récupération de l'énergie des vagues, projet porté par l'École Centrale de Nantes), le Ceto Cylindrical Energy Transfer Oscillator (projet

australien de Carnegie Corp. dans lequel EDF Énergies nouvelles est impliqué) et le système Anaconda de la société anglaise Checkmate. Mais le plus connu est sans conteste le Pelamis, grand serpent articulé et aujourd'hui l'un des houlogénérateurs les plus matures sur le plan industriel.

Cette forme générale lui permet de supporter des houles relativement variées et de bien exploiter leur énergie. Il présente l'avantage de lisser une énergie naturellement fluctuante. Sa durée de vie envisagée est de 20 ans et sa puissance électrique maximale est de 750 kW. Trois unités P750 ont été installées en 2008 à 5 km des côtes du Portugal pour former une ferme houlogénératrice expérimentale de 2,2 MW pour un montant de 8 M€. Dans le principe, une superficie de 1 km^2 permet d'installer une capacité de production de 8 à 30 MW. Comme dans les fermes éoliennes *off shore*, les unités, espacées d'environ 150 m, sont organisées en clusters.

Les générateurs photovoltaïques

Le principe de la production d'électricité photovoltaïque (PV) exploite la conversion directe de la lumière en électricité. L'absence totale de mouvements mécaniques permet de réaliser des technologies particulièrement fiables et totalement silencieuses, bien adaptées à l'intégration aux bâtiments. Aujourd'hui, le marché de la production PV au fil du soleil (raccordé au réseau sans stockage) est massivement dominant avec des taux de croissance très élevés (plus de 50 % annuels).

Les technologies photovoltaïques les plus matures sont à base de silicium polycristallin et monocristallin (rendement légèrement meilleur : environ 17 %), voire de silicium amorphe (bas coût et plus faible rendement). Des technologies plus marginales existent et permettent notamment d'accroître les rendements grâce à des cellules multi-spectrales qui élargissent le spectre de sensibilité. Les limites théoriques sont de l'ordre de 86 % et les meilleurs résultats expérimentaux actuels frôlent les 37 % avec une structure triple du type InGaP/GaAs/Ge. Des technologies couches minces, comme celle à base de séléniure de cuivre indium (CIS), ainsi que les matériaux organiques permettent d'envisager de meilleures performances de coût mais elles peinent encore à émerger et/ou ont encore des durées de vie insuffisantes (cas des organiques). Enfin, il existe des structures à concentration dont les rendements sont accrus à haute intensité du rayonnement mais qui nécessitent des systèmes optiques pénalisants en termes de coût et de fiabilité (salissures).

La production électrique photovoltaïque est sensiblement proportionnelle à l'intensité du rayonnement solaire et est sensible à la température, c'est pourquoi il est préférable de prévoir une ventilation naturelle des panneaux, notamment de la face arrière. La production PV fluctue donc directement avec les variations naturelles d'ensoleillement. En cas de développement massif des systèmes PV raccordés au réseau, leur production engendrerait les mêmes difficultés que l'éolien, nécessitant de nouveaux modes de gestion du réseau ainsi que le développement de systèmes de stockage.

En Nouvelle-Calédonie, la productivité PV annuelle effective est de l'ordre de 1 500 h équivalentes à pleine puissance, ce qui diminue les coûts de revient de cette électricité par rapport aux régions moins ensoleillées comme l'Europe du Nord.

Les centrales solaires thermodynamiques à concentration (CSP, Concentrated Solar Power)

Les centrales solaires thermodynamiques (ou héliothermodynamiques) à concentration exploitent le rayonnement direct du soleil, il convient donc de s'assurer qu'il est suffisant pour envisager une rentabilité économique de ces procédés. Le seuil de rentabilité admis est de 1 800 kWh/m²/an. Il existe différentes technologies de centrales solaires à concentration.

■ *Les centrales à tour (Solar Tower)* : les miroirs orientables selon deux axes focalisent le rayonnement solaire vers une tour où l'on réchauffe un fluide caloporteur (sels fondus) pour produire ensuite de la vapeur, la turbiner et produire de l'électricité avec un classique alternateur. La possibilité de stocker la chaleur permet de lisser les effets des passages nuageux, voire les alternances jour/nuit, et de mieux optimiser le dimensionnement de la turbine à vapeur.

■ *Les centrales à miroirs de type auges cylindro-paraboliques (Parabolic Trough)* : cette technologie consiste à utiliser des miroirs en forme d'auges orientables en rotation selon un seul axe, et focalisant le rayonnement solaire sur une ligne sur laquelle se trouve un tube parcouru par le fluide caloporteur. La suite est identique à celle des centrales à tour. Cette technologie est exploitée depuis les années 1980 en Californie (désert de Mojave) et d'autres réalisations sont programmées dans le monde.

■ Les centrales à miroirs de Fresnel linéaires (Linear Fresnel) : même principe que les précédentes, mais avec des miroirs plans articulés pour obtenir une focalisation du rayonnement solaire vers le tube à moindre coût et avec un rendement légèrement plus faible (besoin de plus d'espace).

■ Les unités à miroir parabolique focalisant le rayonnement sur la source chaude d'un moteur Stirling (fonctionnement sans combustion). Cette technologie, à priori plus chère que les précédentes a déjà fait l'objet d'une évaluation/proposition pour la Nouvelle-Calédonie en 2002 par la société australienne Solar Systems Corp[15].

Les convertisseurs exploitant l'énergie thermique des mers (Otec, Ocean Thermal Energy Converter)

Les océans et les mers constituent un immense capteur du rayonnement solaire qui stocke et transfère de gigantesques quantités de chaleur, contribuant ainsi significativement aux équilibrages thermiques de la planète. On peut envisager d'exploiter une part de ce gisement d'énergie dans les zones où il existe des écarts de température suffisamment élevés pour envisager de faire fonctionner des machines thermodynamiques au meilleur coût. C'est dans les zones équatoriales et tropicales que l'on trouve des gradients de température suffisants : sans disposer de conditions exceptionnelles, la Nouvelle-Calédonie semble assez bien dotée.

La ressource brute de l'énergie solaire captée annuellement par les océans est énorme, de l'ordre de 400 000 TWh, mais seule une infime partie est accessible et il est indispensable de ne pas puiser massivement dans ce cycle naturel qui joue un rôle crucial dans la stabilité climatique. En considérant le débit global de l'ensemble des courants froids en profondeur, le fait que les machines thermodynamiques envisageables nécessitent un débit d'eau froide très élevé et de faibles rendements de conversion (principalement dus au faible écart de température entre sources chaude et froide), on atteint un potentiel mondial annuel renouvelable maximal de 80 000 TWh.

Parmi les projets envisagés, citons la centrale Otec (Ocean Thermal Energy Converter) d'Hawaï, mise en service en 1979, qui produit 18 kW électriques durant sensiblement 8 000 h par an, selon les arrêts de maintenance. Le

| [15] http://www.solarsystems.com.au/

principe des dispositifs Otec est fondé sur une machine à turbine utilisant la détente d'un fluide évaporé sous l'effet d'une source chaude (température des eaux de surface : 26 à 30 °C) puis condensé grâce à une source froide (température des eaux profondes pompées et ramenées au niveau de la machinerie). Il est donc nécessaire de pomper à des profondeurs de l'ordre de 800 à 1 000 m pour disposer d'un écart de température le plus élevé possible sans toutefois dépenser une quantité d'énergie excessive pour le pompage.

En outre, il faut des débits considérables d'eau chaude et d'eau froide, de l'ordre de 2 à 3 m^3/s par MWe. Les pertes de pompage associées (d'eau chaude comme d'eau froide) sont d'autant plus faibles que les pertes de charge dues à l'écoulement dans les tuyaux sont réduites. Il est donc essentiel, tout particulièrement pour la longue canalisation d'eau froide, de disposer d'un diamètre de conduite suffisamment élevé. Il résulte de tout cela un rendement net de production d'électricité d'environ 2,5 à 3 %. Jusqu'à maintenant, l'un des principaux freins au développement des technologies Otec, hormis leur manque de maturité et les difficultés techniques, comme la résistance du tuyau de grande longueur, est le coût d'investissement qui reste très élevé (4 à 12 €/W pour des unités de 100 MW, selon la distance de la côte).

Les centrales Otec peuvent être construites sur la côte, ce qui simplifie les problèmes de transport d'électricité, mais accroît le coût du pompage car il faut augmenter la longueur des conduites, notamment celle d'eau froide. Cela se révèle même techniquement infaisable si la profondeur ne décroît pas suffisamment vite au voisinage de la côte. Dans les autres cas, l'usine de conversion doit être construite sur une barge.

Le récupérateur de l'énergie cinétique des courants marins

La récupération de l'énergie marémotrice peut se faire à partir de la variation du niveau de la mer et de l'exploitation via un barrage, ou par l'exploitation directe des courants par des turbines placées dans le flux, comme des éoliennes sous-marines, appelées aussi hydroliennes. L'un des avantages des marées est leur grande prédictibilité qui facilite la planification et permet de mieux insérer de tels systèmes de production dans les réseaux. Avec les systèmes à barrage, l'effet de stockage dans des bassins amont et aval peut

être mis à profit pour faire du stockage, éventuellement en pompant dans les phases avantageuses du cycle.

La technique de récupération des courants libres est très proche de celle des aérogénérateurs, à ceci près que la direction des courants est constante, que leur sens est alternatif (effets de marée) ou continu et que les turbines se trouvent dans l'eau salée (cette technologie a déjà été éprouvée en eau douce, notamment dans des fleuves amazoniens). On retrouve ainsi deux grandes familles de turbines selon que l'axe de rotation est vertical ou horizontal, mais également d'autres technologies plus originales comme celle utilisant des ailes planes oscillantes (Système Stingray d'Engineering Business Ltd), ou encore des systèmes flottants de type « roue à aubes » (projet français Hydrogen).

Mis à part quelques projets d'extraction de l'énergie du Gulf Stream, la plupart des projets actuels concernent les courants de marée. Les générateurs immergés de petite puissance peuvent être flottants, placés sous une barge, ce qui permet de régler plus aisément le problème des variations de hauteurs dues aux marées elles-mêmes et de faire en sorte que les machines restent toujours au voisinage de la surface. Ils peuvent être également flottants, portés par une bouée et amarrés, comme le propose la société SMD Hydrovision ou encore Ponte de Archimede avec sa turbine Kobold à axe vertical. Ce principe est déjà exploité dans des rivières. Les hydrogénérateurs peuvent également être posés au fond sur base gravitaire ou encore portés par un monopieu métallique. En fait le choix des structures porteuses est principalement dicté par la profondeur et par la nature des fonds. Enfin, les différents prototypes ou systèmes au stade préindustriel ont des puissances de quelques dizaines à quelques centaines de kW.

La production électronucléaire[16]

Dans un réseau électrique, il est fortement souhaitable que la puissance maximale des unités reste inférieure à 10 % de la puissance totale installée pour pouvoir compenser une unité défaillante dans de bonnes conditions de stabilité de la tension et de la fréquence. Sur la base d'environ 500 MWe de

[16] Avec l'appui de Franck Carre (CEA/DEN/DDIN), de la direction du développement et de l'innovation nucléaires.

puissance totale (peut-être un peu plus d'ici à 2015 si de nouvelles usines s'implantent comme à Koniambo), cela donnerait une puissance maximale d'environ 50 MWe, ce qui est très en dessous de ce qui existe aujourd'hui sur le marché des réacteurs et même probablement de ce qui sera développé dans les années à venir. À noter que de « petites » unités de ce type résoudraient le problème d'interruption de production soulevé par les process de production métallurgique qui ne doivent pas subir d'arrêt.

Par ailleurs, Areva n'a pas de projet de réacteur d'une puissance inférieure à 1 000 MWe et le recours à une offre russe (dans la gamme de 40 à 300 MWe) ne manquerait pas de soulever des difficultés de certification. De même que pour une offre américano-japonaise ou chinoise dans la gamme de 300 MWe, si ce niveau de puissance pouvait être considéré.

La modestie des besoins en électricité de la Nouvelle-Calédonie, de même que la nécessité d'investir dans des infrastructures industrielles spécifiques rendent probablement le coût de l'option nucléaire peu compétitif avec celui de centrales à gaz, charbon ou fioul, malgré l'isolement de la Nouvelle-Calédonie (probablement > 5 000 €/kWe pour l'investissement seulement).

De plus, l'approvisionnement du réacteur en combustible et la reprise du combustible usé pour retraitement vers la France métropolitaine, voire le Japon en cas d'accord, imposeraient des transports sécurisés sur de longues distances.

Bref, ces considérations techniques et économiques peu favorables, auxquelles s'ajoute l'exigence d'une procédure administrative lourde pour la création d'un site nucléaire conduisent à penser qu'en l'état actuel des connaissances – et sans même aborder les aspects politiques et sociologiques – on peut exclure l'option nucléaire du futur énergétique des prochaines décennies de la Nouvelle-Calédonie.

Les piles à combustible et l'hydrogène

Les piles à combustibles sont des convertisseurs d'énergie électrique qui permettent de convertir la réaction chimique d'oxydo-réduction hydrogène/oxygène en électricité et en eau avec un excellent rendement, non limité par le second principe de la thermodynamique (rendement de Carnot). Le rendement typique d'une pile à combustible est d'environ 50 % à la

puissance nominale ; il peut être plus élevé, mais au prix d'un surdimensionnement et donc d'un surcoût. Ainsi une pile à combustible produit de l'électricité, de la chaleur et de l'eau.

L'hydrogène, qui constitue le carburant de cette réaction, n'est pas librement disponible dans la nature : au même titre que l'électricité, il doit être converti à partir d'une ressource primaire. Si cette dernière est un combustible fossile, le bilan global de la conversion est généralement mauvais, à la fois du point de vue du rendement sur cycle de vie et des rejets de gaz à effet de serre, il est donc nécessaire de produire l'hydrogène à partir de ressources renouvelables.

Certaines piles à combustibles, dites directes, peuvent transformer directement un combustible carboné, comme le méthanol ou le méthane, mais la transformation s'accompagne alors de rejet de gaz à effet de serre ; il faut donc s'assurer que le bilan global incluant la production du carburant est avantageux, ce qui n'est pas toujours le cas, par exemple lorsque le combustible est issu de ressources non renouvelables (gaz naturel par exemple) ou de certains biocarburants.

Dans le cas de la production par un électrolyseur, les rendements d'électrolyse sont compris entre 70 et 85 %. La consommation électrique des électrolyseurs industriels est généralement de 4 à 6 kWh/Nm^3 et celle d'eau (la plus pure possible) vaut environ 1 litre par Nm^3.

Électrolyser de la vapeur d'eau à très haute température permet de réduire de façon significative la consommation d'énergie électrique. Enfin, certains procédés thermochimiques peuvent permettre d'extraire l'hydrogène de l'eau à partir d'une source de chaleur haute température comme le raisonnement solaire concentré.

Même s'il existe des produits commerciaux ou quasi-commerciaux, leur durée de vie, leurs contraintes d'emploi et leur coût sont encore actuellement incompatibles avec les exigences des applications stationnaires et des transports terrestres. C'est pourquoi d'intenses programmes de recherches sont menés à tous les niveaux. De même que pour la filière électronucléaire, nous ne pensons pas que les piles à combustibles constituent une voie de conversion d'énergie à promouvoir sur le sol de la Nouvelle-Calédonie à moyen terme, notamment parce qu'il existe d'autres voies plus prometteuses et moins risquées.

La filière aluminium-air[17]

Si l'on considère l'aluminium comme un vecteur énergétique destiné à être « consommé » dans des piles à combustible aluminium-air, il est nécessaire de raisonner sur son cycle de vie, en calculant notamment la dépense énergétique primaire globale nécessaire pour produire 1 kWh électrique.

Avec les process industriels actuels, la production d'aluminium consomme elle-même environ 32 kWh d'énergie primaire par kg de matériau pour une production à partir de minerai (comme une partie de l'aluminium ne peut à priori être recyclée après consommation, nous avons préféré effectuer une comptabilité à partir de la ressource primaire et d'inclure les possibilités de recyclage). Dans une pile à combustible (PAC) Al-air, 1 kg d'aluminium permet de produire environ 3 kWh électriques, sachant que la valeur théorique limite est de 4,8 kWh.

Le procédé de recyclage de l'alumine (trioxyde d'aluminium) nécessite d'éliminer les traces de potassium et coûte alors environ 3 kW électriques plus 5 à 6 kWh thermiques, soit environ 15 kWh primaires sur la base des moyens courants de production d'électricité. En supposant environ 8 % de pertes de matières premières à chaque opération de recyclage, le coût énergétique pour produire 1 kWh électrique (0,3 kg d'aluminium) peut être estimé, hors coût de transport, à environ 17 kWh. En ce qui concerne le transport, il faudrait également prendre en compte les allers-retours de l'aluminium et de l'alumine vers le pays producteur car le recyclage doit se faire ailleurs étant donné qu'il faut plus d'énergie que la combustion de l'aluminium n'en fournit.

Sans aller plus loin, et même s'il existe sans doute un potentiel d'amélioration, ces chiffres sont nettement en défaveur de l'aluminium comme vecteur énergétique pour produire de l'électricité. Un rendement énergétique de 1/17e conduira à priori à un coût prohibitif de cette électricité en comparaison avec tous les autres moyens de production actuellement connus.

[17] Ce paragraphe répond à une sollicitation particulière de la Dimenc et son contenu a été rédigé avec l'appui scientifique du professeur Jean-François Fauvarque, titulaire de la chaire d'électrochimie du Cnam.

Le bâtiment producteur d'énergie

Le bâtiment (habitat, tertiaire et industriel) reçoit une quantité significative de rayonnement solaire, voire de vent, et peut satisfaire, au moins en moyenne annuelle, plus que ses propres besoins : on parle alors de bâtiment à énergie positive. Il s'agit d'une production d'électricité qui est renvoyée sur le réseau auquel est raccordé le bâtiment. Ces aspects ont déjà été développés dans la première partie du rapport. Les ordres de grandeur du potentiel de production solaire dépendent de l'orientation des surfaces équipées de générateurs photovoltaïques, l'ordre de grandeur moyen étant de 100 kWh/m²/an (cf. p. 45 « La maîtrise de l'énergie : un enjeu majeur pour le développement durable de la Nouvelle-Calédonie et sa sécurité énergétique » dans laquelle les aspects liés à la production d'énergie dans le bâtiment ont été développés).

Les technologies de stockage de l'énergie

Le stockage de l'électricité

Le stockage de l'énergie électrique est aujourd'hui généralisé et banalisé dans de nombreuses applications électroniques portables (ordinateurs, téléphones) et stationnaires (alimentations sans coupure : onduleurs, alimentations des sites isolés par une production photovoltaïque ou éolienne). Il est également utilisé dans le domaine des transports terrestres pour alimenter les automobiles et deux-roues électriques.

Les technologies qui dominent pour satisfaire ces besoins sont quasi exclusivement électrochimiques : ce sont les batteries. Leur qualité essentielle réside dans leurs performances massiques et volumiques qui sont les meilleures de tous les systèmes de stockage d'électricité existants, même si elles nous semblent souvent encore insuffisantes. Les plus diffusées sont :

- *le plomb acide* surtout employé pour les applications stationnaires car lourdes (environ 20 à 30 Wh/kg) ;
- *le nickel cadmium (NiCd)* : naguère très utilisé pour les applications portables grand public, il a fait l'objet d'une interdiction à cause de la toxicité du cadmium non recyclé, mais est encore largement employé pour les chariots de manutention dans un secteur cette fois professionnel et

encadré. Ses performances sont supérieures à celles du plomb, de l'ordre de 40 Wh/kg avec des possibilités de charge et décharge plus rapides sans dégradation et sans pertes significatives d'énergie ;

■ *le nickel-métal-hydrures (NiMH)* dont les performances sont supérieures à celles du NiCd : il constitue l'essentiel du marché des « piles rechargeables » standard et celles employées dans les transports terrestres (Toyota Prius hybride, deux-roues…) ;

■ *le lithium* dont il existe plusieurs familles offre les performances massiques les plus élevées (de 80 à 200 Wh/kg selon les caractéristiques de puissance). Cette technologie est abondamment utilisée dans les applications portables à hautes performances (téléphones, PC portables) et devrait déboucher très prochainement dans le domaine de la propulsion terrestre et, probablement, des applications stationnaires.

Globalement, toutes ces technologies offrent des rendements potentiellement élevés en charge et décharge, à condition que les puissances demandées restent relativement faibles. En outre, l'un des points faibles des technologies électrochimiques est leur vieillissement rapide en cyclage. C'est pourquoi les analyses économiques, mais également environnementales, doivent être effectuées sur l'ensemble de la durée de vie du système global considéré.

Pour les applications stationnaires, les contraintes de masse sont moins cruciales que dans les applications embarquées, et la palette des solutions de stockage de l'énergie électrique s'étend considérablement. Parmi les systèmes de stockage massif adaptés aux réseaux et à longue « constante de temps », on peut citer :

■ *Les stations de transferts d'énergie par pompage (STEP), appelées également systèmes de stockage hydraulique gravitaire* ou centrales de pompage-turbinage. Cette technologie est aujourd'hui largement dominante dans les grandes puissances avec des rendements de l'ordre de 80 %. La contrainte majeure est liée à la nécessité de sites au relief adapté. Malgré leurs grandes puissances, ces systèmes peuvent fonctionner aujourd'hui à vitesse variable, ce qui permet d'ajuster finement la puissance et d'apporter une contribution de haut niveau à la stabilisation du réseau. Cette option pourrait être étudiée pour la Nouvelle-Calédonie où les configurations semblent favorables. On peut penser en effet que des STEP construites en bord de mer avec un relief important sur la côte permettraient de transférer l'eau de mer vers un bassin haut, ce qui éviterait la construction du bassin

supérieur. Bien sûr, il faudrait assurer une étanchéité suffisante pour éviter des infiltrations d'eau de mer dans les sols, notamment dans le cadre d'une prise en compte des risques sismiques. De plus, les technologies seraient disponibles et les coûts acceptables.

■ Le *stockage d'air comprimé en caverne* (CAES, Compressed Air Energy Storage) représente une technologie déjà relativement mature avec plusieurs réalisations de grande puissance. La construction de systèmes CAES nécessite de disposer d'une géologie favorable avec de grandes cavités (anciennes mines de sel, par exemple). La définition du rendement est ici particulière car on brûle dans une chambre de combustion du gaz naturel pour réchauffer l'air, avant de le détendre dans la turbine. Les installations sont très peu nombreuses, notamment parce que les contraintes d'exploitation sont fortes (couplage à des usages de gaz naturel, sites favorables). Des systèmes plus perfectionnés (Advanced CAES) permettent d'améliorer le bilan énergétique, mais toujours en combinaison avec une turbine à gaz.

■ *Les batteries à circulation d'électrolyte (redox flow batteries)* permettent de contourner la limitation des accumulateurs électrochimiques classiques dans lesquels les réactions électrochimiques créent des composés solides qui sont stockés directement sur les électrodes où ils se sont formés. La masse qu'il est possible d'accumuler localement est forcément limitée, ce qui fixe un maximum à la capacité. Dans les batteries dites à circulation d'électrolyte, les composés chimiques responsables du stockage de l'énergie sont liquides et restent en solution dans l'électrolyte. Trois technologies sont en développement avec des électrolytes à base de ZnBr (Zinc-brome), de NaBr (Sodium-brome) et de VBr (Vanadium-brome). L'électrolyte est pompé vers des réservoirs externes dont le volume représente l'énergie stockée. Des systèmes de capacité élevée (qq 100 kWh à qq 10 MWh) sont en expérimentation.

■ *Le stockage de chaleur haute température avec turbine*, système à l'état de projet qui n'a pas encore fait l'objet de réalisation, mais qui mérite que l'on s'y attarde. Le principe : des réfractaires sont chauffés par des résistances lors du stockage ; pour récupérer l'énergie accumulée, l'air chaud est injecté dans une turbine à cycles combinés et l'on peut espérer des rendements de l'ordre de 60 %. La réalisation de ces réservoirs de chaleur n'est pas liée à des contraintes géologiques et les pertes d'autodécharge sont relativement faibles, surtout si le système est de grandes dimensions. Les coûts d'investissement sont parmi les plus bas, mais la faisabilité et les performances restent à démontrer.

Parmi les systèmes de stockage à moyenne et petite échelle, on trouve :

■ *les accumulateurs électrochimiques* déjà évoqués plus haut. Aux technologies présentées, on peut ajouter celle au sodium soufre (NaS) qui trouve des applications au niveau des réseaux électriques. Elle fonctionne à haute température (environ 300 °C) avec des produits commerciaux fiables et quasi standardisés (ce qu'il faut signaler car c'est rare à ce niveau de puissance et d'énergie) de quelques MWh, pour des puissances de quelques MW (typiquement des modules de 1 MW – 10 MWh) ;

■ *les supercondensateurs* sont des condensateurs à très haute énergie volumique ou massique avec des capacités en puissance très élevées et une très grande tenue au cyclage. À la différence des dispositifs électrochimiques, l'énergie électrique est accumulée dans le champ électrique, il n'y a pas de réaction chimique ce qui accroît considérablement la cyclabilité. Le principe est voisin de celui du condensateur, mais l'isolant qui sépare les électrodes est remplacé par un électrolyte conducteur ionique dans lequel le déplacement des ions s'effectue le long d'une électrode conductrice à très grande surface spécifique ;

■ *les inductances supraconductrices* (SMES, Superconducting Magnetic Energy Storage) sont des bobines, sans circuit ferromagnétique, à conducteurs supraconducteurs fonctionnant à des températures cryogéniques, en général l'hélium liquide pour les technologies basse température, ou à l'azote liquide pour celles qui sont à « haute température ». La bobine se présente comme une source de courant continu ; celui-ci varie en fonction de l'état de charge et doit être converti pour être exploitable sous forme de tension continue ou alternative. Comme les supercondensateurs, les SMES sont bien adaptés aux faibles constantes de temps ;

■ *les accumulateurs à volants d'inertie* (FES, Flywheel Energy Storage) comprennent un volant d'inertie massif ou composite associé à un moteur-générateur et à des paliers spéciaux (souvent magnétiques), le tout dans une enceinte de confinement sous très basse pression afin de minimiser les pertes d'autodécharge. On peut ainsi atteindre des taux d'autodécharge de quelques %/heure. Ils offrent une très grande capacité au cyclage, déterminée par un dimensionnement en fatigue. De façon simpliste, le volant est dimensionné en énergie et le moteur-générateur en puissance, énergie et puissance sont ainsi facilement découplables. On considère habituellement que les

accumulateurs inertiels se rangent dans la catégorie des systèmes à faible constante de temps : c'est d'ailleurs dans ce domaine qu'ils ont trouvé leurs premières applications commerciales, mais ils peuvent également permettre de réaliser des systèmes plus lents et étendre leur champ d'application ;

■ *les systèmes à air comprimé en bouteilles* : un compresseur électrique permet de mettre de l'air sous haute pression dans des bouteilles. La compression s'accompagne de pertes et le rendement électrique est souvent médiocre. Mais des technologies plus performantes exploitant un fluide d'interface permettent d'obtenir des rendements très améliorés. L'air est comprimé de façon sensiblement adiabatique par le fluide, lui-même compressé par un compresseur/moteur hydraulique réversible associé à une machine électrique. L'ensemble est plus lourd et plus encombrant que la solution purement à air comprimé des applications embarquées et, pour cette raison, il est destiné aux applications stationnaires. Il n'existe pas encore de produits commerciaux, mais des développements sont en cours ;

■ *les systèmes électrolyseur-hydrogène-pile à combustible* (ou à PAC réversible) utilisent l'hydrogène comme combustible intermédiaire stocké sous faible pression et transformable à partir de l'électricité et d'eau pure. Leur rendement global sur cycle de charge/décharge est faible et leur durée de vie est insuffisante dans le contexte des applications couplées au réseau électrique. En outre, les coûts d'investissements et de fonctionnement de la chaîne électrolyse-stockage-pile à combustible à prévoir sont très importants. Mais ces sujets faisant l'objet de nombreux travaux de recherche dans le monde, on peut imaginer une amélioration de ce rendement et une baisse des coûts des différents systèmes, mais on imagine mal aujourd'hui un débouché direct d'une telle filière. En revanche, la production d'hydrogène seule à partir de surplus de production d'électricité pourrait être avantageuse en présence de réseaux d'hydrogène : elle permettrait de les valoriser par une utilisation directe. Enfin, il faut noter que le rendement et la durée de vie des électrolyseurs sont affectés en cas de fluctuations de l'alimentation électrique, ce qui est le cas avec les ressources intermittentes photovoltaïques et éoliennes.

En conclusion, le stockage d'électricité dispose d'un large panel de solutions adaptées à une grande diversité de situations, mais leur coût est souvent un obstacle. Le renforcement des contraintes environnementales va accélérer la pénétration de cet élément des chaînes de conversion électrique. Pour bien

optimiser son dimensionnement, son insertion dans les systèmes ainsi que sa gestion, il est indispensable de raisonner en cycle de vie, tant du point de vue économique qu'environnemental, ce qui nécessite, entre autres, une prise en compte des durées de vie, notamment en cyclage, et des coûts de fonctionnement (pertes énergétiques en particulier).

Le stockage de l'hydrogène

Pour les applications stationnaires, on procède généralement à un stockage gazeux sous basse pression dans des réservoirs cylindriques en acier. En Europe, ces réservoirs stockent typiquement sous 50 bars 115 à 400 kg d'hydrogène dans un volume compris entre 100 et 350 m^3.

Pour les applications embarquées où l'on recherche une énergie massique élevée, l'hydrogène possède intrinsèquement un pouvoir calorifique élevé (34 kWh/kg, soit environ 3 fois plus que les hydrocarbures liquides) à première vue très attractif. Mais son stockage soulève des difficultés très importantes et constitue l'un des points durs de la filière hydrogène dans le domaine des transports. Dans des réservoirs à haute pression, par exemple à 700 bars, la masse du réservoir est environ 20 fois supérieure à celle de l'hydrogène contenu, ce qui fait chuter sévèrement l'énergie massique de l'ensemble réservoir/combustible (soit 1,6 kWh/kg) et cela sans comptabiliser la dépense énergétique de compression qui pénalise encore plus les performances.

Si l'hydrogène est stocké sous forme de liquide cryogénique (-253 °C et 5 à 10 bars), les performances massiques sont similaires et la dépense énergétique de liquéfaction est encore supérieure. Cette fois, c'est l'isolation thermique qui est associée à une fuite continue dont on estime qu'une déperdition d'un pour mille par heure peut être acceptable (cela donne une perte d'environ 18 % en une semaine). Enfin, le stockage dans des hydrures métalliques, théoriquement plus performant du point de vue du volume et de la sécurité, est encore au stade de la recherche avec des performances massiques inférieures ou égales aux précédentes.

Le stockage de froid

Le stockage de froid permet d'accumuler de l'énergie frigorifique pendant les périodes économiquement favorables et de la décharger pendant les périodes où les besoins de froid sont plus importants et plus chers à produire.

Outre le gain économique, le stockage de froid permet de réduire la puissance des groupes froids ainsi que les impacts environnementaux des installations. Les applications potentielles concernent la climatisation et le froid dans le tertiaire et les process industriels nécessitant du froid (entrepôts frigorifiques, cuisines centrales, abattoirs).

Les technologies de stockage

Deux techniques existent pour répondre aux différents besoins de stockage :

■ *Le stockage dynamique* est caractérisé par le fait que l'eau utilisée par le stockage est mise directement en circulation vers les utilisateurs. Cette technique est commercialisée selon trois procédés : la glace sur tubes à fontes externes, la glace moissonnée ou la boue de glace.

■ *Dans le stockage statique*, l'eau ou le matériau de stockage reste à l'intérieur de la cuve. Ce système s'est imposé dans le domaine de la climatisation avec de nombreux procédés (glace sur tubes à fonte interne, glace ou eutectique encapsulée).

Le potentiel d'application à la Nouvelle-Calédonie

Plusieurs stratégies de stockage peuvent être envisagées selon le signal tarifaire (en Nouvelle-Calédonie, il y a lieu de différencier la saison chaude et la saison fraîche), pour effacer ou limiter l'appel de puissance aux heures les plus chargées du réseau électrique.

L'offre commerciale existante

Pour les grands immeubles neufs, les constructeurs proposent une installation *ad hoc* dimensionnée et construite spécifiquement. Les offres récentes du type *package*, destinées aux bâtiments tertiaires de tailles petite et moyenne, permettent d'étendre progressivement le stockage de froid latent réservé jusqu'à peu aux gros projets (>100 kW), grâce au mini stockage de froid commercialisé d'abord au Japon puis, aujourd'hui, partout dans le monde. Cette orientation est particulièrement intéressante dans la perspective d'un développement de la filière en Nouvelle-Calédonie dont le marché potentiel est constitué de bâtiments petits et moyens. Cependant, il est indispensable que, localement, les bureaux d'études, les installateurs et les exploitants maîtrisent les techniques de stockage de froid par des actions de formations, d'accompagnement et de suivi.

Comparatif des technologies du point de vue de leur maturité

On trouvera, dans la partie « Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la N.-C. ? » de la synthèse, la figure 14 (p. 340) reprenant les principales technologies évoquées ici avec une indication de leur niveau de maturité technologique qui permet de les placer sur une échelle de 1 à 4, depuis le niveau de la R&D ou des toutes premières opérations de démonstration (1), en passant par les premières applications commerciales sur des marchés niches (2), jusqu'au stade où la technologie devient plus compétitive et se diffuse rapidement (3) avant de se stabiliser et de perdre progressivement des parts de marché (4).

La gestion des réseaux électriques avec intégration d'une production intermittente

L'accroissement potentiel de la production d'électricité d'origine éolienne pose des problèmes de stabilité des réseaux classiques dont le bon fonctionnement est fondé sur l'équilibre instantané production/consommation, équilibre lui-même largement dépendant d'une bonne planification des moyens de production hiérarchisée selon des critères de coûts. On estime généralement qu'un taux de pénétration en puissance inférieur à 20 % n'introduit pas de perturbations majeures pour le réseau, mais ces chiffres concernent généralement des réseaux continentaux interconnectés où les problèmes de stabilité sont moindres.

Dans ces conditions, en l'absence de moyens de stockage comme c'est le cas en Nouvelle-Calédonie, et pour un taux de pénétration de l'ordre de 10 %, la production intermittente d'électricité peut être traitée comme de la consommation négative. De même que les profils de consommation font l'objet de prévisions liées aux activités humaines et à la météo, les profils de production intermittente doivent faire l'objet de prévisions fiables. Il faut cependant noter une tendance à accroître fortement les taux de pénétration comme le montre l'arrêté du 23 avril 2008 « relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique ». Pour les réseaux faibles des zones insulaires (article 22), il est mentionné un taux maximal de 30 % au-delà duquel le responsable de l'équilibre production consommation est en droit de déconnecter des générateurs éoliens ou photovoltaïques.

Actuellement, il est sérieusement envisagé de dépasser les 30 % en ajoutant des dispositifs de stockage.

Si l'on considère les moyens actuels (les deux tranches de Prony incluses), la puissance crête de production du réseau néo-calédonien est d'environ 470 MW (incluant la production hydraulique et éolienne) et la puissance éolienne installée (ou en voie de l'être avec la ferme de Touango) est d'environ 36 MW. La puissance photovoltaïque étant encore négligeable, on peut considérer que la puissance des systèmes de production intermittente représente déjà plus de 7 % de la puissance planifiable.

En améliorant la qualité de la planification, en favorisant une meilleure communication entre les opérateurs, et en agissant autant que possible sur le réglage des moyens de production actuels, il est sans doute techniquement possible d'atteindre un taux de pénétration de l'ordre de 25 à 30 %. Un équilibre des puissances éoliennes et photovoltaïques installées permettrait probablement un meilleur foisonnement de la production intermittente, mais cela reste à démontrer. Des études pourraient être menées en ce sens sur la base des données de productivité mesurées au minimum sur un an et sur différents sites géographiques.

Ensuite, des actions incitatives pour agir sur les profils de consommation, en incluant par exemple la possibilité de délester (moyennant des contrats spéciaux) durant les pointes, permettraient de pousser encore plus loin le taux de pénétration.

Enfin, l'implantation de moyens de stockage offrirait une beaucoup plus grande souplesse dans la gestion du réseau. Un taux de pénétration atteignant 100 % en puissance est sans doute possible si l'on dispose de moyens de stockage appropriés. Le stockage hydraulique gravitaire constitue alors probablement la technologie la mieux adaptée aux spécificités de la Grande Terre ; en outre, c'est la technologie de loin la plus utilisée dans le monde. Pour obtenir des stockages à action plus rapide à très rapide, on peut envisager d'autres technologies de stockage (sodium soufre, par exemple) comme l'a prévu actuellement l'île de la Réunion.

En ce qui concerne les petites îles, des microréseaux de type photovoltaïques hybrides (avec groupe électrogène et stockage électrochimiques) constituent sans doute les meilleures solutions technico-économiques. Le coût de production de ces petits systèmes est évidemment plus élevé que

celui de la Grande Terre, mais le coût d'un raccordement sous-marin ne s'amortirait sans doute pas et serait source de risques accrus de défaillances. De tels systèmes hybrides peuvent être dimensionnés pour une très faible consommation de carburant des groupes électrogènes qui ne sont utilisés qu'en situation exceptionnelle (ensoleillement anormalement faible durant une durée imprévue ou surconsommation imprévue ou défaillance), sauf si des biocarburants locaux sont suffisamment abondants.

Aspects non technologiques

Les performances économiques des nouvelles technologies

L'objectif de cette partie est de situer les performances économiques des nouvelles technologies de l'énergie en rappelant les coûts (coûts d'investissement et coûts de production) des technologies de référence (*state of the art*) ainsi que les coûts atteints par les technologies installées dans les zones insulaires. Les données économiques s'appliquent pour l'essentiel à des technologies connues qui seraient mises en service industriel à brève échéance. Nous indiquons également les perspectives de baisse de coûts à moyen terme associées au progrès technique, mais compte tenu de leur caractère prospectif, ces données sont à considérer avec une certaine prudence. Pour les technologies encore immatures n'ayant pas fait l'objet de développements industriels, les performances futures sont plus incertaines encore et tout particulièrement les données de coût.

L'éolien terrestre et l'éolien en mer

Les coûts internationaux

Les parcs éoliens terrestres développés aujourd'hui en Europe se situent dans des gammes de puissance de l'ordre de 50 à 100 MW pour des éoliennes de puissance unitaire de 2 à 3 MW. Leur durée de vie estimée est d'environ 20 ans.

Selon la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), le coût d'investissement pour un parc éolien est de 1 300 €/kW. Ce coût est composé pour 87 % de celui des machines, le reste correspondant au génie civil, au raccordement au réseau[18] et aux études. Pour l'éolien en mer, la dispersion est plus importante en raison d'un retour d'expérience plus limité. Néanmoins, les coûts unitaires sont clairement plus élevés (2 600 €/kW) en

[18] Les coûts de raccordement peuvent varier selon la distance au réseau existant. La variabilité est plus grande encore pour l'*off shore*, selon la distance au rivage et la nature des fonds.

raison des difficultés techniques spécifiques que posent l'installation des éoliennes et le raccordement au réseau en particulier.

Les coûts de production varient selon la qualité de la ressource éolienne. La DGEC estime le coût de production pour un site *on shore* de bonne qualité (2 400 h) à 74 €/MWh et 120 €/MWh en *off shore* (3 000 h). La prise en compte des processus d'apprentissage suggère une poursuite de la baisse des coûts de production qui pourraient atteindre 62 €/MWh en 2020 sur un site *on shore* de bonne qualité et 98 €/MWh en *off shore*.

Les coûts en zones insulaires

Les zones insulaires présentent des caractéristiques spécifiques qui modifient sensiblement l'économie de l'énergie éolienne. Tout d'abord, les contraintes de transport imposent d'utiliser des éoliennes de taille inférieure au standard technologique actuel. Ensuite, le risque de cyclone a conduit à développer des technologies spécifiques (essentiellement des structures rabattables) à priori de plus petite taille. Enfin, l'étroitesse du marché potentiel que représentent ces régions n'a pas suscité une grande diversité de l'offre comparable à ce que l'on observe en Europe, avec pour conséquence une moindre incitation à la baisse des prix par la pression concurrentielle. Pour des systèmes éoliens installés dans les DOM avec des machines rabattables de taille inférieure (1 MW), la DGEC indique ainsi un coût de référence de 2 000 €/kW avec des coûts de production de l'ordre de 140 - 150 €/MWh (ibid).

De plus, selon nos informations, le coût global actuel d'un projet éolien en Nouvelle-Calédonie serait plus élevé que le coût moyen considéré par la DGEC, en raison notamment de l'éloignement : il représenterait de 2 300 - 2 500 €/kW en intégrant les surcoûts de transport maritime et terrestre, les coûts d'installation, de raccordement au réseau, etc. Pour un facteur de charge estimé à 1 400-1 600 h de fonctionnement à pleine puissance, nous estimons que les coûts de production seraient voisins de 200 €/MWh pour une durée d'amortissement de 20 ans.

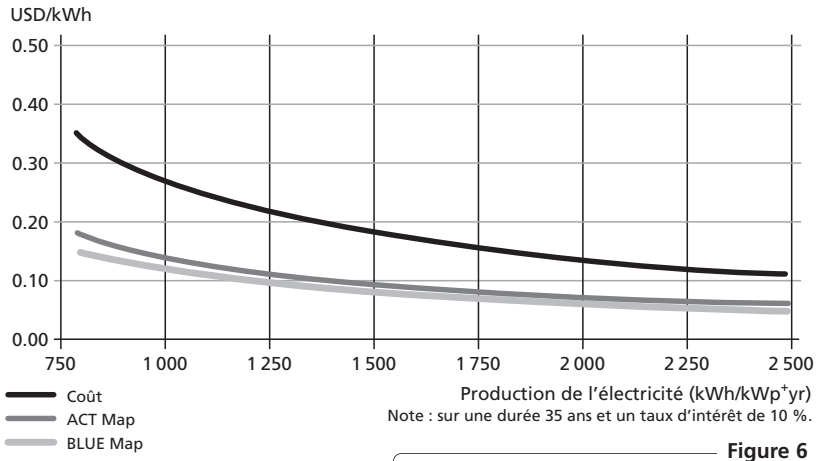
Mais, en réalité, le coût de production est inférieur grâce aux dispositifs de défiscalisation existants qui ramènent le coût d'investissement autour de 1 200 €/kW. Sur cette nouvelle base, le coût actualisé de production du kWh éolien en Nouvelle-Calédonie tombe à 116 €/MWh.

On notera que les indications de coûts ci-dessus ne tiennent pas compte des contraintes spécifiques que pose l'intégration des sources d'énergie intermittentes dans les réseaux électriques. Lorsque le taux de pénétration reste de l'ordre de quelques pour cent, ces coûts sont négligeables, mais ils peuvent devenir significatifs lorsqu'il dépasse 10 - 15 %. La nécessité de disposer de capacités de réserve supplémentaires (ou de moyens de stockage) pour assurer la sécurité et la qualité de l'alimentation induit alors des coûts supplémentaires qui renchérissent les coûts de production, de l'éolien notamment.

L'électricité photovoltaïque (PV)

Les coûts internationaux

En Europe, il y a aujourd'hui deux types d'installations photovoltaïques de référence, les installations de petite taille, intégrées en toiture dans une maison individuelle, et les installations de plus grande taille, posées en terrasse sur des entrepôts ou posées au sol. En l'absence de contraintes foncières, il peut être intéressant d'envisager la réalisation de ces dernières qui permettent de bénéficier d'économies d'échelle et donc d'en limiter les coûts.



Note : sur une durée 35 ans et un taux d'intérêt de 10 %.

Figure 6

Coûts de production de l'électricité photovoltaïque en fonction de l'ensoleillement (en 2050)

Source : AIE, 2008.

Selon la DGEC, les coûts d'investissement sont de 5 900 €/kWc pour une installation individuelle (3 kWc) et de 4 000 €/kWc pour une installation de 300 kWc (mise en service en 2012). Pour un niveau d'ensoleillement de 1 400 kWh/kW/an qui correspond à celui de la Nouvelle-Calédonie, les coûts de production s'étagent entre 400 €/MWh pour la centrale de 300 kW et 570 €/MWh pour une installation individuelle.

Comme pour l'éolien, mais de façon plus marquée, les perspectives de baisse de coût sont importantes. En 2020, les coûts devraient ainsi se situer entre 3 000 et 4 000 €/kW. L'AIE estime même que la baisse de coût devrait se poursuivre au-delà et atteindre 1 600 - 2 000 €/kW en 2030. Les coûts de production seraient réduits en proportion et pourraient atteindre 60 - 80 €/MWh[19] en 2050.

Les coûts en zone insulaire

Pour les zones insulaires en général et la Nouvelle-Calédonie en particulier, il faut considérer deux types d'installations de natures très différentes dont les coûts unitaires ne sont pas comparables : les systèmes raccordés au réseau, dont la puissance peut varier de quelques kW à plusieurs centaines de kW, et les systèmes individuels autonomes d'une puissance de quelques centaines de watts destinés, en général, à alimenter une famille en électricité.

Pour les systèmes raccordés au réseau, les informations recueillies sur le terrain donnent pour la Nouvelle-Calédonie des ordres de grandeur de coûts très comparables à ceux qu'indique la DGEC : 5 800 €/kWc pour une installation de grande taille. Il n'y aurait donc pas ce décalage important constaté pour l'éolien entre les prix de la métropole et les prix pratiqués en Nouvelle-Calédonie. Selon cette hypothèse, les coûts de production seraient donc situés dans une fourchette allant de 300 à 400 €/MWh.

Les modules PV sont également utilisés pour l'électrification de populations non raccordées au réseau avec des systèmes de petite taille, et intégrant des moyens de stockage, dont les coûts sont variables suivant les pays concernés (de 8 000 à 30 000 €/kW selon l'AIE), mais systématiquement supérieurs à ceux des systèmes raccordés au réseau, non équipés de dispositifs de stockage et de taille plus importante. Malgré cela, ils peuvent présenter un

[19] Le taux de change utilisé pour passer de $ 2005 aux € 2008 est 0,86.

intérêt économique lorsqu'il n'existe pas de possibilités satisfaisantes (kérosène pour l'éclairage, par exemple), ou lorsque celles-ci présentent des coûts élevés ou rencontrent des difficultés d'approvisionnement (groupe électrogène).

Les autres moyens de production d'électricité distribuée

Les microcentrales hydrauliques diffèrent des moyens de production d'électricité décentralisée évoqués précédemment car elles dépendent dans une très large mesure du site à équiper (haute/basse chute, débit important ou faible, accessibilité, etc.). En conséquence les coûts d'investissement varient dans une forte proportion d'un projet à un autre et la notion de coût moyen a ici moins de sens que pour les autres technologies. À titre d'illustration, les coûts d'investissement retenus par la DGEC pour les centrales de basse-chute varient de 1 800 à 2 500 €/kW et de 1 700 à 2 200 pour les centrales de haute-chute (DGEC, 2007). Avec des coûts d'exploitation de l'ordre de 2 à 3 % de l'investissement, les coûts complets de production se situent entre 62 et 121 €/MWh. Cette fourchette de coûts correspond à peu près à celle que retient la Commission européenne pour la période actuelle (60 - 185 €/MWh). S'agissant d'une technologie mature, les perspectives d'évolution des coûts sont limitées ; la DGEC n'envisage pas de baisse de coûts et la Commission européenne une baisse limitée qui conduit à une fourchette de 50 - 145 €/MWh en 2030.

Trois autres technologies de production d'électricité méritent d'être examinées dans le contexte de la Nouvelle-Calédonie (toutefois, ces technologies en sont encore, à des degrés divers, au stade de la recherche et développement ou de la démonstration. Les valeurs qui suivent sont donc à considérer avec toute la prudence nécessaire).

■ Pour la géothermie comme pour la micro-hydraulique, les coûts d'investissement sont étroitement liés au site et à la qualité de la ressource. L'AIE situe les coûts entre 1 000 €/kW pour des installations de grande taille sur des sites de très bonne qualité et 4 700 €/kW pour des installations de petite taille. Dans ces conditions (ressources en eau à haute température accessible), les coûts de production peuvent se situer entre 40 et 70 €/MWh, selon l'AIE, et entre 70 à 100 €/MWh, selon la DGEC.

■ Pour l'énergie marine (on parle ici des courants marins et de l'action de la houle), les premières réalisations industrielles devraient voir le jour au

cours des prochaines années. L'AIE situe les coûts de production entre 130 et 260 €/MWh, la partie inférieure de la fourchette correspondant plutôt aux dispositifs exploitant l'énergie des courants marins et la partie supérieure à l'énergie des vagues. Les perspectives de baisse de coûts sont importantes (ils seraient divisés par deux ou trois à l'horizon 2040-2050), mais encore fortement incertaines. Les ordres de grandeur avancés dans l'étude de la DGEC sont, eux, plus favorables avec des coûts de production de 60 à 80 €/MWh en 2015.

■ Les centrales solaires à concentration nécessitent un rayonnement solaire important (2 000 kWh/m^2 au minimum) et essentiellement direct – une condition que remplit la Nouvelle-Calédonie. Plusieurs nouveaux projets ou réalisations sont apparus en Europe ou aux États-Unis ces dernières années indiquant un regain d'intérêt pour cette technologie. Les coûts actuels pour des centrales à construire (faibles effets de série) sont estimés par l'AIE entre 3 400 et 7 700 €/kW suivant la qualité de la ressource, l'importance du stockage désiré, etc., pour des coûts de production de l'ordre de 110 à 190 €/MWh. Mais les progrès techniques attendus sont importants et les coûts futurs pourraient se situer entre 40 et 50 €/MWh, voire entre 30 et 50 pour les centrales à tour.

À titre de synthèse, nous avons extrait d'une publication de la Commission européenne (Commission européenne, 2008, Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport, COM 2008 744) les données de coûts et de performances pour les principales technologies de production d'électricité (tableau 4). Ces valeurs ne recoupent pas toujours celles figurant dans le texte, mais constituent une base cohérente reposant sur une hypothèse d'évolution modérée des prix des énergies fossiles.

Les capteurs solaires pour la production d'eau chaude sanitaire

L'énergie solaire à basse température pour la production d'eau chaude sanitaire est une technologie mature largement répandue dans certains pays (par exemple, Israël, Chypre ou la Grèce). Les coûts des systèmes installés sont toutefois extrêmement variables d'un pays à l'autre selon le climat et les surfaces installées : ils sont plus bas dans les pays fortement ensoleillés qui permettent l'utilisation de technologies moins sophistiquées et dans les pays en développement ou émergents en raison du fait de coûts d'installation

Tableau 4 – Coûts présents et futurs des principales technologies de production d'électricité

Énergie	Technologie de production	Coûts de production €/MWh			Investissement /kW	Exploitation €/kW	Durée de vie Années	Émissions directes $kgCO_2/MWh$
		2007	2020	2030				
Charbon	Charbon pulvérisé	40-50	65-80	65-80	1 265	60	40	725
	Charbon pulv. + capture CO_2	nd	80-105	75-100	2 250	90	40	145
	Lit fluidisé circulant	45-55	75-85	75-85	1 400	70	40	850
Gaz naturel	Cycle combiné	50-60	65-75	70-80	635	25	25	350
	Cycle combiné + capture CO_2	nd	85-95	80-90	1 200	40	25	60
Biomasse	Cycle vapeur grande taille	80-195	90-215	95-220	3 800	260	30	6
Solaire	Photovoltaïque	520-880	270-460	170-300	4 700	80	25	0
	Concentration (backup GN)	170-250	110-160	100-140	5 000	115	40	120
Éolien	*On shore*	75-110	55-90	50-85	1 140	35	20	0
	Off shore	85-140	65-115	50-95	2 000	80	20	0
Hydro	Grande hydro	35-145	30-140	30-130	1 350-2 510	40-75	50	0
	Micro hydro	60-185	55-160	50-145	2 900-4 500	85-130	50	0

Source : CE, 2008.

plus faibles. Les coûts les plus bas sont observés en Chine, en Inde, en Turquie ou en Israël avec 200 à 300 €/m², contre 600 à 900 €/m² en moyenne en Europe.

En Nouvelle-Calédonie, les coûts pour un chauffe-eau solaire de 300 litres (soit 4 m² de capteurs) sont en moyenne de l'ordre de 800 €/m², auxquels il convient d'ajouter ceux de l'installation, soit un coût global de l'ordre de 900 €/m², supérieur à ceux observés dans les DOM. Mais, malgré des coûts relativement élevés, la rentabilité économique des systèmes de production d'eau chaude solaire est bonne par rapport aux dispositifs classiques en raison des prix élevés du kWh électrique et gaz. Il n'existe que deux entreprises produisant des capteurs solaires en Nouvelle-Calédonie dont l'une détient 85 % de parts de marché. Quant au montant des taxes sur les chauffe-eau solaires importés de plus de 250 litres, il est de 62 %.

Une analyse plus approfondie serait sans doute nécessaire pour mieux appréhender le marché des capteurs solaires en Nouvelle-Calédonie, mais on ne peut s'empêcher de faire le rapprochement avec la situation de la Tunisie qui, dans les années 1990, avait souhaité soutenir le développement d'une société nationale de production de capteurs en taxant les importations de matériels concurrents. Finalement, la société nationale a fait faillite en raison des performances insuffisantes des matériels commercialisés et de prix trop élevés. Cet exemple souligne la difficulté de protéger durablement une filière industrielle émergente comme celle-ci en établissant des frontières étanches avec la dynamique technologique internationale.

La production d'électricité à partir de biomasse et de biocarburants

Pour la production d'électricité ex-biomasse, les technologies éprouvées présentent aujourd'hui les coûts les plus faibles (1 700 - 2 600 €/kW pour la combustion directe ; surcoût de 100 - 1 000 €/kW pour la co-combustion biomasse/charbon), mais également les rendements les moins élevés (entre 20 et 40 %). Avec les technologies de gazéification associées à des cycles combinés (BIGCC), on pourrait atteindre des rendements de 50 % et plus, mais les coûts sont très élevés (3 700 - 5 300 €/kW) en raison de technologies encore peu matures.

Les perspectives offertes par la technologie de gazéification sont cependant très intéressantes à moyen terme, à la fois en termes de progression des

rendements et de baisse des coûts. L'AIE prévoit que les coûts pourraient à l'avenir descendre à 1 100 - 2 100 €/kW en raison notamment de l'augmentation des capacités de production. Dans un horizon peut-être plus proche, des perspectives intéressantes sont également à attendre des lits fluidisés qui constituent une autre technique de gazéification.

À la différence des autres technologies utilisant des sources d'énergie renouvelable, les technologies utilisant la biomasse ont une structure de coût dans laquelle les coûts variables sont importants : ce sont ceux de la production, de la collecte, du transport et de la transformation éventuelle de la ressource. Selon l'AIE toujours, les coûts de production actuels du kWh électrique à partir de la biomasse se situent entre 50 et 160 €/MWh, mais ces chiffres doivent être maniés avec prudence car le coût de la ressource utilisée n'est pas précisé. Ils sont toutefois susceptibles de diminuer sensiblement avec la croissance des capacités unitaires des unités de production.

En ce qui concerne les biocarburants, il est plus difficile encore d'indiquer des coûts de référence en raison des problèmes méthodologiques qu'ils soulèvent. Plus encore que pour la production de chaleur ou d'électricité, dans le cas des biocarburants issus de matières premières agricoles, il est en effet nécessaire de conduire des analyses sur cycle de vie incluant la préparation des sols, l'utilisation d'engrais et pesticides, la mécanisation de la récolte, le transport, etc. Par ailleurs, les coproduits (tourteaux de soja, par exemple) peuvent aussi avoir une valeur marchande importante et donc modifier le coût de production du biocarburant.

La plupart des études convergent néanmoins sur le fait que la production de biocarburant dans les conditions technologiques actuelles n'est pas rentable, même en tenant compte de prix élevés du pétrole car ceux-ci ont des répercussions immédiates sur les coûts de production des matières premières agricoles. L'éthanol, produit à partir de canne à sucre au Brésil, constitue une exception notable, mais la possibilité de répliquer les conditions de production brésiliennes dans d'autres pays est incertaine.

Le développement des biocarburants de deuxième génération permettrait cependant de résoudre une partie des problèmes soulevés par la première génération en s'appuyant sur des ressources non agricoles : résidus, déchets, bois. Le bilan économique et énergétique en serait sensiblement amélioré.

Les impacts économiques et environnementaux des filières renouvelables

Création d'emplois et retombées économiques

La création de nouveaux emplois est un avantage souvent associé au développement des filières d'énergie renouvelables qu'il est relativement difficile d'établir de façon précise et incontestable. La comptabilisation des emplois directs mais aussi indirects (dans la sidérurgie pour les éoliennes, par exemple), le décompte des emplois substitués dans les filières traditionnelles, la prise en compte des aides aux filières renouvelables et leur possible utilisation pour soutenir la création d'autres emplois figurent parmi les difficultés méthodologiques classiquement rencontrées. On peut néanmoins citer quelques ordres de grandeur pour l'Union européenne pour des filières en développement rapide comme l'éolien ou le PV photovoltaïque.

Le secteur de l'éolien emploie directement en Europe quelque 20 000 personnes, pour l'essentiel dans des PME, dont une partie (6 personnes/MW) pour la construction et l'installation des équipements et une autre partie pour en assurer le fonctionnement et la maintenance (0,05-0,2 pers/MW). Pour chaque emploi direct, il existe au moins un emploi indirect dans des secteurs connexes comme les bureaux d'études, la recherche, la finance, le marketing, etc.

En ce qui concerne le photovoltaïque (PV), l'ouverture de nouvelles usines de production entraîne la création de 20 postes/MW de capacité, auxquels il faut ajouter 30 emplois par MW associés à la vente de gros ou de détail et à l'installation d'équipements. La seule maintenance des systèmes PV représente en moyenne un emploi par MW installé. Une partie (importante) de ces emplois ne touche que les pays dans lesquels se situent les usines de production, mais la création d'emplois ne concerne pas que les seuls producteurs de technologie. Ainsi, le syndicat des énergies renouvelables avait estimé que le développement des filières renouvelables entraînerait en France métropolitaine la création de 75 000 emplois entre 2004 et 2010, dont 22 000 dans les secteurs de l'éolien et du photovoltaïque : 90 % de ces créations d'emplois étaient attendues dans l'éolien alors que la France n'est pas productrice de technologie.

Le développement de l'éolien et du PV en Nouvelle-Calédonie devrait de la même façon se traduire par des créations nettes d'emplois dans les secteurs

situés en aval de la production de technologie. Ainsi, l'audit de la filière éolienne fait clairement apparaître que l'installation des fermes éoliennes a entraîné la création d'emplois permanents et, selon les informations rassemblées au cours de nos entretiens, la filière éolienne représente une cinquantaine d'emplois permanents en intégrant les chantiers et la maintenance des machines, soit de l'ordre de 0,5 pers/MW.

Pour autant, ce sont surtout dans les filières de valorisation de la biomasse que sont à attendre les créations massives d'emplois, car elles sont fortement intensives en main-d'œuvre pour l'exploitation des forêts, la transformation, le conditionnement, le transport, etc.

Enfin, parmi les retombées économiques des filières renouvelables, il faut insister sur leur intérêt pour le développement du territoire du fait de leur meilleure répartition spatiale et des retombées potentielles pour les collectivités et populations locales en termes d'emplois et de fiscalité.

Impacts environnementaux

Les bénéfices environnementaux procurés par les énergies renouvelables viennent de ce qu'elles se substituent aux sources d'énergie fossiles qui sont, elles, émettrices de polluants et de gaz à effet de serre. Dans le cas de la Nouvelle-Calédonie, la production d'électricité d'origine renouvelable viendrait se substituer aux centrales à charbon (Prony et suivantes) et les émissions évitées dépendraient de la qualité du charbon utilisé, du rendement de la centrale et des dispositifs anti-pollution installés.

Lorsque la production éolienne vient en substitution de la production thermique, le régime de fonctionnement des moyens classiques de production peut être modifié (ralentissement ou arrêt complet) et tout ou partie des émissions de CO_2 sont alors évitées. Si la production éolienne vient en complément de la production thermique et s'il n'y a pas de dispositifs de stockage spécifiques, la puissance des moyens de production thermiques programmables doit être modulée en complément de la production intermittente et le gain sur les émissions de CO_2 est alors moindre.

En ce qui concerne les capteurs thermiques basse-température, l'étude réalisée sur la Nouvelle-Calédonie montre que les gains en termes d'émissions de CO_2 peuvent être très importants si la production d'énergie solaire se substitue à des chauffe-eau électriques, compte tenu de la structure de

production du parc électrique. Le gain est moins important, mais reste toutefois significatif, lorsque les capteurs solaires remplacent des chauffe-eau à gaz.

Le développement de l'hydraulique suscite souvent des mouvements d'opposition en raison de son impact sur les populations locales et sur l'environnement. S'agissant d'installations de petite puissance, l'impact est bien évidemment moindre et concerne surtout la question du débit réservé et de l'impact sur les poissons. Des solutions techniques existent aujourd'hui qui permettent de limiter ces impacts mais la question ne doit pas être négligée pour autant. Les études d'impact et procédures de dialogue avec les riverains sont ici particulièrement importantes.

Production intermittente

Pour préserver la qualité et la sécurité d'approvisionnement lorsque la proportion de sources intermittentes augmente, il faut pouvoir disposer de moyens de production permettant d'assurer l'équilibre instantané entre offre et demande. Des capacités thermiques additionnelles peuvent ainsi être nécessaires, à mesure que le taux de pénétration des sources intermittentes augmente, pour pallier les risques de défaillance en période de pointe ou disposer de réserves tournantes supplémentaires.

L'insertion d'une production intermittente en proportion croissante dans les systèmes électriques entraîne donc des conséquences économiques qui ne sont généralement pas prises en compte par les producteurs renouvelables et constituent des externalités (difficiles à chiffrer, car elles dépendent de nombreux facteurs). Notons qu'il existe aussi des options moins conventionnelles qui peuvent faciliter cette insertion : les modèles météorologiques permettant de mieux anticiper les injections (éolien, solaire), les options de mutualisation visant à bénéficier du foisonnement de la production, les dispositifs de stockage de grande taille parmi lesquelles les systèmes de pompage-turbinage et la production thermique renouvelable (biomasse).

Conclusions

Les coûts de production d'électricité à partir de sources renouvelables restent supérieurs aux coûts de production des moyens thermiques classiques, mais tendent à s'en rapprocher. En effet, les coûts de production de l'électricité d'origine fossile sont très fortement corrélés aux coûts des combustibles

alors que ceux exploitant les ressources renouvelables (hors combustibles issus de la biomasse) sont exclusivement liés aux dépenses d'investissement et de maintenance, car la ressource est gratuite.

Les perspectives de baisse des coûts des technologies d'énergie renouvelable, liées au progrès technique, la croissance prévisible des prix des combustibles fossiles à moyen ou long terme et l'introduction d'une valeur carbone vont contribuer à améliorer la compétitivité économique de ces moyens de production comparée à celle des moyens classiques à flamme.

L'hydraulique et l'éolien terrestres sont les technologies actuellement les plus proches de la rentabilité économique. Le solaire thermodynamique et, plus encore, le photovoltaïque en sont encore éloignés mais la dynamique de baisse de coût est rapide. L'incertitude est plus grande pour d'autres technologies émergentes comme la géothermie ou les énergies des océans qui sont encore très peu industrialisées.

Cette analyse reste pertinente pour la Nouvelle-Calédonie, même si les coûts d'investissement y sont plus élevés (sauf apparemment pour le photovoltaïque) en raison de l'éloignement, de technologies spécifiques et de conditions de marché peu favorables à la concurrence. Mais les coûts des moyens de production concurrents (thermique à flamme) sont également plus élevés : leurs coûts d'investissement sont aussi plus importants (quoique dans une moindre mesure) du fait de faibles économies d'échelle, les coûts des combustibles sont plus élevés en raison des coûts de transport et les rendements sont plus faibles que sur des centrales classiques de plus grande taille.

Ces deux effets se compensent et, finalement, les surcoûts de la production renouvelable ne devraient pas être plus importants qu'en Europe, surtout si les dispositifs de défiscalisation profitent prioritairement aux ressources énergétiques locales qui limiteront la dépendance énergétique de la Nouvelle-Calédonie, et à la production sans émissions de gaz à effet de serre.

Faisabilité pour les filières envisagées, compte tenu des contraintes liées à l'occupation du territoire

Les spécificités de la production de biomasse

En l'absence de régulations particulières, ce sont les conditions de marché et les avantages comparatifs sur le plan économique qui déterminent le plus

fortement les décisions sur l'utilisation des terres. Cependant, des politiques spécifiques peuvent aussi les modifier, qui dépendent du contexte international, mais aussi de l'importance que l'on accorde à la souveraineté alimentaire, à la réduction de la vulnérabilité énergétique, à l'environnement local ou à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

On distingue plusieurs catégories de biomasses suivant leur origine :

- des déchets déjà mobilisés (déchets urbains) ;
- des coproduits de filières (bois, canne à sucre, céréales, élevage) qui pourraient être mieux valorisés ;
- des ressources naturelles déjà existantes, non encore valorisées, mais dont la récolte devrait pouvoir être mécanisée au moins partiellement (*Leuçaena leucocephala* – des arbres fixateurs d'azote poussant le long des routes ou sur des terres pauvres –, cocotiers poussant le long de la côte…) ;
- des productions dédiées (plantes ligno-cellulosiques, céréales et nouvelles plantes herbacées comme le miscanthus, plantes sucrières comme la canne à sucre, plantes oléagineuses comme le tournesol et les plantations nouvelles de cocotiers, plantes amylacées).

Les productions de bioénergies issues des deux premières catégories ne posent pas de problèmes particuliers du point de vue de l'aménagement du territoire. Mais il faut que leurs productions soient suffisantes pour les utilisations et conversions envisagées : la production de chaleur des usines sidérurgiques, la production d'électricité dans des centrales de plus de 3 MW, celle de biogaz à partir des lisiers de porcs et la production d'électricité à base d'huiles végétales brutes[20].

Pour les trois premières catégories, il faudrait évaluer concrètement les ressources réellement mobilisables et surtout les acteurs susceptibles de mettre en œuvre les filières correspondantes suivant les besoins. De nombreuses sociétés de gestion de déchets ont une longue expérience dans ce domaine et seraient parfaitement bien placées pour étudier la faisabilité technique et économique de telles filières.

[20] Les constructeurs de petits moteurs ne donnent actuellement pas de garanties pour les moteurs à huile végétale brute, mais des recherches sont en cours chez certains fabricants de tracteurs pour y remédier.

Les usines de nickel qui utilisent actuellement du charbon fortement émetteur de GES sont des consommateurs potentiels de chaleur. En cas de montée suffisante du prix de la tonne de CO_2 sur les marchés de carbone, la recherche éventuelle de solutions pour produire également des biomasses lignocellulosiques sur des terres actuellement non forestières pourrait se justifier.

Les productions de bioénergies sur les terres agricoles cultivées

Concernant la couverture des besoins alimentaires de la Nouvelle-Calédonie par les productions locales et les importations, on note l'importance de la dépendance en produits importés dans le domaine laitier, en céréales, en production de viande et en fruits.

Sur le plan économique, c'est donc seulement si la rentabilité des productions énergétiques était supérieure à celles des productions agricoles que des changements d'utilisation des terres pourraient s'effectuer. En effet, rien ne se produira si les agriculteurs n'y trouvent pas leur compte.

La production d'huile de Jatropha par hectare est en général médiocre sur les terres pauvres. Elle pourrait devenir satisfaisante sur des terres agricoles bien fertilisées, non hydromorphes et irriguées. Mais les tourteaux de Jatropha ne sont actuellement pas consommables par les animaux, ce qui en limite considérablement l'intérêt économique et, de plus, en Nouvelle-Calédonie comme en Australie, le Jatropha serait considéré comme une espèce invasive…

Il existe aussi une certaine superficie de terres non forestières, du type agricole, avec des jachères très longues, dont la production pourrait être techniquement intensifiée en vue de produire de la biomasse pour l'énergie. Il faudrait alors en étudier sa rentabilité par rapport à d'autres productions, ses effets sur la balance commerciale et l'existence de débouchés potentiels.

Malgré tout, il ne semble pas qu'on puisse envisager de développer d'importantes productions de biocarburants sur les terres agricoles de Nouvelle-Calédonie. Ce qui mérite d'avoir une vision claire d'utilisation des terres de la Nouvelle-Calédonie.

Les productions de bioénergies sur les terres forestières

La Nouvelle-Calédonie importe actuellement entre 50 et 80 % du bois qui y est utilisé. La récolte de bois d'œuvre se heurte tout d'abord aux conditions

de relief particulièrement accidenté. De plus, une partie seulement des plantations de pins réalisées depuis les années 1960 pourra être exploitée, l'autre partie étant économiquement non rentable. Or, le bois d'œuvre a une plus haute valeur par tonne de bois récoltée que le bois énergie destiné à la production de chaleur : son exploitation est donc plus avantageuse.

Des études (Enercal et CTFT) ont été réalisées sur la possibilité d'effectuer des plantations sur des terres moins pentues à Lifou, mais la récolte paraissait difficilement mécanisable à cause des affleurements de roches.

À ces difficultés s'ajoutent les risques très élevés d'incendie, ce qui constitue un autre facteur dissuasif pour des investisseurs privés, de même que la nécessité de s'équiper de matériel spécifique. Pour toutes ces raisons, le développement de la production locale de biomasses issues d'arbres ne pourra se faire qu'avec la mise en place de filières prenant en compte tous ces aspects. Mais le potentiel technique est suffisamment élevé pour qu'un effort soit fourni en ce sens.

Les spécificités d'autres filières énergétiques

Parmi les technologies prometteuses pour la production d'électricité en Nouvelle-Calédonie, nous avons identifié la production thermodynamique solaire à concentration et le stockage par STEP (stations de transfert d'énergie par pompage), technologies qui requièrent une certaine occupation des sols. La petite méthanisation est également à considérer, mais il faut lancer des opérations pilotes pour déterminer dans quelles conditions ces petites unités sont socialement acceptables.

On peut estimer qu'une usine de production d'énergie solaire thermodynamique à concentration nécessite environ 1 ha/MW ou encore 0,4 ha/GWh annuel variable selon les conditions d'ensoleillement et les capacités de stockage (thermique) mises en œuvre. Une centrale de 50 MW aurait ainsi besoin de 50 ha pour une productivité annuelle d'environ 120 GWh.

Quant aux STEP qui pourraient jouer un rôle très important pour accepter une proportion beaucoup plus forte de production photovoltaïque et éolienne, elles nécessitent des bassins pour accumuler l'eau. Si l'on considère la possibilité en bord de mer d'exploiter l'eau de mer, un seul bassin supérieur pourrait suffire. La quantité d'eau stockée (et indirectement la superficie

occupée) est directement liée à l'énergie stockée. Typiquement pour un dénivelé de 100 m, et une capacité de stockage de 1 GWh (50 MW x 20 h), il faudrait environ 4 millions de m^3, soit par exemple une superficie de 40 ha avec une profondeur de 10 m.

Ces ordres de grandeur permettent de constater que les superficies requises par de tels systèmes ne posent pas de problèmes majeurs en termes de foncier.

L'influence du contexte réglementaire sur le développement des énergies renouvelables

Avant de devenir compétitives et de pouvoir se diffuser largement sur le marché, les nouvelles technologies doivent suivre un processus de développement qui comprend plusieurs étapes : celles de la R&D, de la démonstration (première réalisation en vraie grandeur), de l'émergence (faisabilité technique démontrée) et enfin celle de la commercialisation (la technologie est compétitive sur des marchés de niches ou plus largement).

Dans le cas des nouvelles technologies de l'énergie, de nombreuses barrières, techniques et non techniques, contribuent à ralentir ce processus de diffusion, en raison notamment des interventions des pouvoirs publics. Ceux-ci disposent de différents moyens pour soutenir la diffusion des nouvelles technologies d'énergie et leur intervention est en particulier décisive pour protéger une technologie émergente d'une concurrence frontale avec les technologies établies et lui permettre d'améliorer ses performances grâce à un processus cumulatif d'apprentissage.

Pour mémoire, rappelons que d'autres moyens, indirects ceux-là, peuvent également contribuer à favoriser le développement des sources d'énergie renouvelable : ce sont les taxes sur les énergies fossiles ou encore l'introduction d'une valeur carbone (taxe ou quotas d'émission) qui, en accroissant leur coût, améliorent la compétitivité économique et donc la diffusion des énergies renouvelables.

Mais ces actions, certes positives, ne peuvent suffire. C'est la raison pour laquelle l'Union européenne a introduit dans son paquet « énergie-climat » des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de développement des énergies renouvelables.

Les dispositifs de soutien à la production d'électricité d'origine renouvelable

Les soutiens à l'investissement

Ils correspondent à des subventions allouées à l'investisseur sous forme de don ou de prêt à taux bonifié, d'exemption de charges ou de crédits d'impôts qui visent à réduire le coût d'achat ou d'installation de la technologie.

Les dispositifs de soutien au développement de l'éolien au début des années 1980 se sont principalement appuyés sur ce type d'instrument, aux États-Unis notamment. On considère aujourd'hui qu'ils sont peu appropriés lorsqu'ils sont utilisés seuls car ils n'incitent pas à rechercher une meilleure productivité, mais favorisent surtout l'installation de capacités de production supplémentaires.

Le crédit d'impôt est aujourd'hui largement utilisé en France pour inciter les particuliers à s'équiper de chauffe-eau solaires, chaudières à bois ou systèmes PV et à réaliser des investissements d'économie d'énergie. Pour ces cas spécifiques, le soutien à l'investissement est efficace parce que les technologies qu'il promeut sont coûteuses mais rentables (biomasse, eau chaude sanitaire – ECS solaire –, isolation) ou parce qu'elles bénéficient d'incitations complémentaires (le tarif d'achat pour le PV).

Les soutiens à la production

L'AIE considère que les soutiens à la production qui valorisent les kiloWattheures produits et non les seules capacités de production sont plus efficaces que le soutien à l'investissement.

■ Le principe des prix d'achat garantis consiste à imposer aux distributeurs le rachat de l'électricité produite par les producteurs d'électricité renouvelable situés sur leur zone de desserte, à un tarif déterminé imposé par les pouvoirs publics et garanti sur une certaine durée (en général de l'ordre de 15 ans). Le tarif est fixé à un prix généralement supérieur à celui du marché de gros de l'électricité et à un niveau qui autorise une certaine marge de rentabilité pour les investisseurs. Avantage du dispositif, il peut être modulé en fonction de la maturité de la technologie : on peut ainsi instaurer un tarif d'achat proche du prix de marché pour une technologie mature, tout en proposant un tarif plus élevé pour une technologie émergente encore peu développée.

Tableau 5 – Les tarifs d'achat garantis pour la production distribuée en France

Photovoltaïque	07/2006	20 ans	Métropole : 30 c€/kWh + prime intégration (25 c€) Corse et Dom : 40 c€/kWh + prime 15 c€ (revalorisés depuis 2006)
Biogaz de décharge	07/2006	15 ans	Entre 7,5 et 9 c€/kWh selon la puissance + prime à l'efficacité énergétique entre 0 et 3 c€/kWh + prime méthanisation 2 c€/kWh
Cogénération	07/2001	12 ans	6,1 à 9,15 c€/kWh environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
Hydraulique	03/2007	20 ans	6,1 c€/kWh selon la puissance + prime 0,5 - 2,5 c€/kWh petites instal. + prime 0 et 1,7 c€/kWh en hiver selon régularité production
Hydraulique marine	04/2007	20 ans	15 c€/kWh pour la production issue d'installations utilisant l'énergie houlomotrice, marémotrice ou hydrocinétique
Éolien *on shore*	07/2006	15 ans	8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis 2,8 à 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites
Éolien *off shore*	07/2006	20 ans	13 c€/kWh pendant 10 ans, puis 3 à 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites

Source : www.industrie.gouv.fr, 2009

L'Allemagne, le Danemark, l'Espagne ou la France, plus récemment, ont par exemple choisi de soutenir le développement de la filière éolienne par des systèmes de prix garantis avec des résultats très favorables, tant sur le plan des capacités installées que sur le plan industriel.

■ *Les enchères concurrentielles* mettent en concurrence les producteurs spécialisés pour la production d'une quantité donnée d'électricité renouvelable ou, plus souvent, d'une capacité donnée de production à installer. Ils diffèrent des systèmes de prix garantis parce qu'ils s'appuient sur des quantités et non sur des prix et surtout parce qu'ils introduisent de la concurrence entre les opérateurs.

Les enchères concurrentielles qui ont été utilisées en Angleterre et en France (programme Éole 2005) ne subsistent plus aujourd'hui que comme instrument complémentaire ciblant une filière ou une technologie spécifique, comme l'éolien *off shore* ou la production d'électricité à partir de biomasse.

■ *Les quotas échangeables ou certificats verts* : dans un dispositif de certificats verts, la puissance publique impose des objectifs (quotas) de production d'électricité renouvelable aux entreprises électriques. Les certificats sont utilisés pour vérifier que les objectifs ont bien été atteints et constituent par ailleurs un système de flexibilité qui permet aux distributeurs d'atteindre leurs objectifs à moindre coût.

Les producteurs d'électricité renouvelable qui reçoivent des certificats verts correspondant à leur production vendent leur électricité au prix du marché et les certificats qu'ils détiennent aux distributeurs à un prix déterminé par l'offre et la demande. Pour réaliser leur quota, les distributeurs peuvent produire de l'électricité renouvelable, en acquérir ou acheter des certificats à des producteurs. Si le quota n'est pas atteint, des pénalités proportionnelles au nombre de certificats verts manquants peuvent s'appliquer. Le Royaume-Uni, l'Italie, la Belgique, la Pologne et la Suède ont adopté des dispositifs de certificats verts pour soutenir le développement des énergies renouvelables.

Les dispositifs de soutien en faveur des chauffe-eau solaires

Les subventions directes

Elles sont destinées à réduire le prix d'achat des systèmes solaires et à améliorer le temps de retour sur investissement qui restent les principales contraintes à la diffusion de ces équipements. Elles offrent également la possibilité d'apporter un soutien différencié en fonction de critères de qualité portant sur les équipements eux-mêmes ou sur les installateurs. Enfin, elles attestent de l'intérêt que les autorités publiques portent à ces technologies, ce qui, avec l'annonce d'objectifs de développement ambitieux, peut

contribuer à mobiliser les professionnels de la filière et conforter les acheteurs sur la fiabilité des équipements.

Les crédits d'impôts et incitations fiscales

Les incitations fiscales se présentent sous différentes formes : réduction des taxes (TVA, par exemple) appliquées aux équipements, à l'installation ou, le cas échéant, à l'importation, crédits d'impôts, amortissement accéléré, etc. Dans les objectifs, elles sont tout à fait comparables aux subventions directes, mais présentent l'intérêt pour les finances publiques de se traduire par une absence de recette plutôt que par une dépense supplémentaire. En revanche, le crédit d'impôt ne diminue pas la barrière de l'investissement, comme le font les subventions directes, et ne permet donc pas de toucher les ménages à bas revenus.

Les prêts à taux bonifiés

L'accès au crédit est un autre moyen d'abaisser la barrière de l'investissement, à condition de proposer des taux plus avantageux que les taux habituels des prêts à la consommation. Les dispositifs de crédits sont souvent mis en place en complément des subventions directes pour réduire le coût restant à la charge des investisseurs.

Les approches réglementaires

Même lorsque le marché a atteint une certaine maturité, les systèmes d'ECS solaire ne sont pas utilisés dans l'ensemble des situations qui pourraient le justifier sur le plan économique. C'est pourquoi la réglementation qui impose le recours aux énergies renouvelables est une solution pour élargir la diffusion et profiter de rendements croissants d'adoption.

La municipalité de Barcelone a adopté une réglementation de ce type en 1999 qui stipule que dans tous les bâtiments qui y sont soumis, 60 % des besoins de chaleur pour la production d'eau chaude doivent être fournis par l'énergie solaire. Résultat : la surface moyenne de capteurs installée chaque année est passée de 1 650 m^2 avant l'ordonnance à 19 600 m^2 en 2004 !

Quelle est l'efficacité des dispositifs existants ?

Les instruments de promotion de l'électricité renouvelable

Des études récentes conduites notamment par la Commission européenne font apparaître un net avantage comparatif en faveur des dispositifs de prix

garantis, notamment pour l'éolien et le photovoltaïque, et une majorité de pays européens les ont aujourd'hui adoptés.

L'efficacité des dispositifs de prix garantis est due aux bonnes perspectives de rentabilité des investissements et à la faiblesse du risque encouru par les développeurs de projets ; avec les prix garantis, le risque de marché est nul du fait de l'obligation d'achat et la rentabilité des projets dépend essentiellement du niveau des prix garantis et de la capacité des investisseurs à maîtriser leurs coûts. Autre avantage essentiel, la possibilité de différencier les prix pour tenir compte de l'inégale maturité des technologies : il est ainsi très facile de racheter le kWh produit par l'éolien *off shore* à un prix plus élevé que le kWh *on shore*, pour que la rentabilité des deux investissements soit du même ordre et que l'incitation à investir dans les deux filières soit comparable. De même, il est possible de définir un tarif d'achat spécifique pour le photovoltaïque, très supérieur à celui de l'éolien sans pour autant créer une rente en faveur du premier.

Avec les systèmes d'enchères, il est possible d'organiser des appels d'offres différents pour chaque filière technologique, mais les coûts administratifs sont beaucoup plus importants qu'avec des prix garantis. Par ailleurs, l'expérience de la Grande-Bretagne, notamment, a fait apparaître les limites du dispositif pour ce qui concerne le développement industriel (effet de *stop and go*) ainsi qu'un effet contreproductif de la forte pression à la baisse sur les prix.

Avec les dispositifs de quotas échangeables, la différentiation devient tout simplement impossible puisqu'il n'existe qu'un seul prix de certificat et que seules les technologies les plus matures profitent du dispositif. Ce dispositif ne prend en réalité tout son sens que dans un espace économique élargi, par exemple à l'Union européenne. Les différences de coûts entre les états membres peuvent alors justifier la mise en place d'un système de flexibilité comme le permettent les certificats verts. Il reste toutefois extrêmement complexe à mettre en œuvre, à la fois sur le plan administratif et politique.

En contrepartie, on a reproché aux prix garantis de ne pas être totalement compatibles avec la libéralisation du marché électrique (l'obligation d'achat pour les distributeurs), de ne pas susciter la concurrence entre les producteurs renouvelables et, en conséquence, de coûter trop cher aux contribuables. L'expérience allemande montre toutefois qu'un dispositif de prix garantis bien pensé peut limiter les rentes entre producteurs et stimuler le progrès technique malgré l'absence de concurrence directe.

Au final, les systèmes de prix garantis présentent une efficacité reconnue pour stimuler le développement des nouvelles technologies de l'énergie et une efficacité économique tout à fait comparable, sinon supérieure, à celle des enchères ou quotas échangeables. Ils sont à recommander pour les filières émergentes, même si d'autres instruments peuvent intervenir de façon complémentaire (subventions à l'investissement, enchères concurrentielles).

Les instruments de soutien au développement de l'eau chaude sanitaire solaire

Il peut être tentant de développer une filière locale de production de capteurs solaires et de la protéger, au moins provisoirement, de la concurrence extérieure en instaurant des taxes élevées sur les matériels importés. En Nouvelle-Calédonie, deux entreprises produisent ainsi des capteurs solaires sans être directement exposées à la concurrence internationale. Cette politique légitime de protection des emplois locaux peut être contre-productive pour le développement d'une filière technologique. La Tunisie avait ainsi, dans les années 1990, souhaité soutenir le développement d'une société nationale de production de capteurs en taxant les importations de matériels concurrents. Mais la société nationale a fait faillite en raison des performances insuffisantes des matériels commercialisés et de prix trop élevés. Cet exemple souligne la difficulté à protéger durablement une filière industrielle émergente comme celle-ci (sur laquelle le progrès technique est encore significatif) en établissant des frontières étanches avec la dynamique technologique internationale.

Les subventions directes sont efficaces pour stimuler le développement de la production d'ECS solaire, mais elles ne suffisent pas seules à abaisser la barrière de financement. Pour les ménages à bas revenus notamment, la disponibilité de crédits à taux préférentiel est indispensable. Il est même possible de définir les remboursements des prêts en fonction des économies que le système d'ECS permet de réaliser pour ne pas limiter le pouvoir d'achat des familles les plus pauvres.

Le programme Prosol mis en œuvre en Tunisie, par exemple, organise le financement à crédit des systèmes d'ECS solaire et le remboursement des mensualités d'emprunt par le biais des factures d'électricité. L'opération débutée en avril 2005 a permis l'installation de 7 200 systèmes d'ECS solaire, soit l'équivalent de 23 000 m^2 sur une base annuelle (contre 14 000 m^2/an les années précédentes).

Les subventions présentent cependant plusieurs inconvénients, dont le principal est le coût pour les finances publiques lorsque les incitations portent sur un volume important et sur des durées longues. Elles peuvent aussi avoir des effets négatifs sur les marchés (impact négatif sur la demande et possibles répercussions sur les prix).

La réglementation permet aussi d'élargir le marché des systèmes d'ECS solaire comme le montre l'exemple de Barcelone. Il faut toutefois veiller à imposer des niveaux de performance minimum (standards ou labels de qualité) pour éviter que l'obligation d'utiliser l'énergie solaire ne profite à des équipements à bas coûts mais inefficaces. En complément, la mise en place d'incitations économiques peut être nécessaire pour que les surcoûts initiaux qu'impose la réglementation (au moins au début) n'entraînent pas une augmentation du coût de la construction et une difficulté d'accès à la propriété des ménages les moins fortunés.

Conclusions et potentiel d'application à la Nouvelle-Calédonie

Pour les filières de production d'électricité d'origine renouvelable et sur la base du retour d'expérience international en la matière, l'adoption d'un dispositif de prix garantis assorti d'une obligation d'achat par le distributeur nous semble être l'option à privilégier.

Le dispositif devrait concerner en priorité les technologies matures, comme l'éolien, l'hydraulique et le photovoltaïque. Ce qui signifie qu'il est encore prématuré de l'envisager pour des technologies comme l'énergie des océans, la géothermie ou le solaire thermodynamique qui doivent s'appuyer sur des programmes plus classiques de R&D puis de démonstration. Pour l'éolien *off shore* et la production d'électricité à partir de biomasse (si on devait considérer cette option), des projets de démonstration peuvent être nécessaires avant de passer à la phase de diffusion plus large qu'autorisent les prix garantis.

Sur quelle base définir les niveaux de prix garantis ?

L'élaboration des tarifs d'achat des kWh d'origine renouvelable peut répondre à deux logiques.

■ Une logique de coûts évités qui conduit à proposer un prix correspondant au coût de production des moyens de production qui seront substitués par

la production renouvelable, auquel il convient d'ajouter les externalités environnementales évitées par la production renouvelable. C'est la logique suivie par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans son avis sur les tarifs d'achat de l'électricité éolienne en France.

■ Une logique de couverture des coûts de production du kWh d'origine renouvelable qui garantit une rentabilité minimum aux producteurs et incite donc au développement de nouvelles capacités de production ; l'élargissement de la diffusion induit des processus d'apprentissage qui favorisent la baisse des coûts et l'amélioration des performances, ce qui se traduit en retour par une accélération de la diffusion.

La seconde approche conduit à des tarifs plus élevés que la première, mais elle se justifie pour des technologies émergentes qui bénéficient d'une dynamique de baisse de coûts favorable. Dans le cas de la Nouvelle-Calédonie, le tarif devra intégrer l'existence de la double défiscalisation et son impact sur les coûts d'investissement pour éviter de créer des rentes en faveur des producteurs.

Un élément important des dispositifs de prix garantis, outre la différenciation entre filières, est la tarification dynamique qui se traduit par une diminution régulière des tarifs d'achat pour les nouveaux entrants et impose une réduction parallèle des coûts de production pour maintenir les marges. Négocié avec le constructeur d'éoliennes, un dispositif de ce type pourrait rendre visibles les baisses de coûts attendues sur la production éolienne en Nouvelle-Calédonie et, simultanément, la réduction des aides publiques sur ce secteur.

Pour la production d'eau chaude sanitaire solaire, l'expérience internationale révèle que les subventions sous formes d'aides directes ont presque partout été nécessaires au décollage de la filière, mais qu'elles ne sont réellement efficaces que lorsque l'offre est suffisamment diversifiée (est-ce le cas en Nouvelle-Calédonie ?). Des dispositifs complémentaires aux aides directes sous forme de prêts bonifiés ou des systèmes de tiers investisseurs sont également efficaces dans certaines situations, notamment pour stimuler la diffusion auprès des ménages à bas revenus.

Le cas de l'eau chaude sanitaire solaire illustre surtout l'intérêt de mesures complémentaires comme des subventions associées à des labels de qualité ou des aides directes complétées par un accès facilité au crédit. Outre ces

modes d'action classiques, l'approche réglementaire pourrait être étudiée pour la Nouvelle-Calédonie. Elle suppose une forte volonté politique, mais présente l'intérêt d'une efficacité certaine. Compte tenu des temps de retour que présentent les installations d'ECS solaire en Nouvelle-Calédonie, l'instauration d'une contrainte réglementaire n'introduirait pas de surcoûts significatifs pour les ménages et présenterait des avantages importants, en termes d'environnement notamment. La mise en place d'une action de ce type nécessite toutefois d'agir à différents niveaux pour informer et sensibiliser la population, élargir l'offre disponible, améliorer la qualité, former les installateurs, modifier les règles d'urbanisme pour tenir compte de l'option solaire, et, plus largement, motiver et impliquer l'ensemble des acteurs de la filière.

Le cas des biocarburants

Avant de s'interroger sur les instruments à mettre en oeuvre, la première question est de savoir si l'on veut favoriser leur seule utilisation ou bien si l'on veut également développer leur production. Dans le premier cas, l'objectif est clairement de lutter contre l'effet de serre ; dans le second cas, il peut s'agir de réduire la dépendance énergétique de la Nouvelle-Calédonie ou de favoriser le maintien de populations rurales en développant une activé agricole.

Dans le cas de la Nouvelle-Calédonie, la manière la plus économique d'atteindre le premier objectif est sans doute d'imposer aux importateurs de produits pétroliers un contenu minimum de biocarburants dans les carburants qu'ils distribuent. Ils s'approvisionneront sur le marché international où les prix ont des niveaux bien inférieurs à ceux que pourrait atteindre une production locale ne bénéficiant pas des mêmes avantages comparatifs (main-d'oeuvre bon marché, vastes territoires exploitables à proximité des usines de traitement).

En deçà d'une certaine teneur (10 % ou 30 % selon les cas), l'utilisation de ces mélanges ne demande pas de modification des moteurs. Il se peut que le prix de revient de ces mélanges soit pour quelque temps encore supérieur au prix du carburant pur, mais cet écart de prix (comme une taxe carbone) serait une incitation à réduire la consommation.

Si l'objectif est seulement de subventionner le maintien de populations rurales tout en réduisant marginalement la dépendance énergétique de la Nouvelle-Calédonie, on peut imaginer de favoriser la production d'huiles

végétales brutes qui, après filtrage poussé (1 µm à 5 µm) et neutralisation, peuvent être directement injectées dans un moteur diesel souvent peu sensible au carburant utilisé, mais pas dans les voitures diesel récentes ni dans n'importe quelles conditions.

Les projets devront donc faire l'objet d'une évaluation au cas par cas pour juger de leur viabilité économique et environnementale et du niveau de subvention requis. Une première subvention consiste à exempter les carburants produits de toutes les taxes qui frappent les produits pétroliers.

Disponibilité des données

Les données concernant le rayonnement solaire et le vent sont relativement bien identifiées. Si la voie de la production d'électricité solaire thermodynamique à concentration s'avérait intéressante, il serait sans doute nécessaire de mieux identifier la part du rayonnement direct puisque la part diffuse ne contribue pas à cette production, et de rechercher sur l'ensemble territoire les sites éventuellement favorables.

Les ressources géothermiques semblent faibles, mais n'ont pas vraiment été identifiées. La géothermie, en présence de sites favorables, permet d'obtenir à relativement bon marché une production d'électricité de base qui pourrait se révéler très intéressante, notamment pour l'industrie du nickel.

En ce qui concerne les ressources marines, les courants marins globaux sont assez bien identifiés mais les focalisations locales le sont moins. Toutefois, il est très peu probable que les gisements soient significatifs et les rares lieux où les courants pourraient être suffisamment intenses (valeurs supérieures à 2 ou 3 m/s) sont exploités pour d'autres usages, notamment la navigation (dans les passes de la barrière de corail en particulier). Reste la ressource houlomotrice que la Société de recherche du Pacifique (SRP) a commencé à évaluer sur ses fonds propres[21] : les séries de données encore incomplètes recueillies laissent espérer un potentiel qui, sans être exceptionnel, n'est cependant pas négligeable. Si la voie de la houlogénération devait être retenue pour la production d'électricité, il serait nécessaire de mener des campagnes de mesures plus importantes, notamment sur des

| [21] Informations recueillies auprès de Guillaume Dréau, ingénieur Énergies nouvelles à la SRP.

sites plus nombreux, sans doute au sud-est de la Grande Terre, voire tout le sud, car les houles dominantes viennent du sud-est et sont atténuées par l'archipel.

Enfin, pour l'exploitation de l'énergie thermique de l'océan, procédé également très intéressant pour disposer d'une production de base peu fluctuante, il serait utile d'avoir une meilleure connaissance de la répartition en profondeur et dans le temps des températures des eaux.

Conclusion et recommandations

Pour le détail des recommandations exposées ci-dessous, le lecteur pourra se reporter aux fiches de recommandations rassemblées à la fin de la synthèse (p. 387), après la partie « Conclusion et recommandations ».

Quelles filières expérimenter en Nouvelle-Calédonie ?

L'éolien est déjà largement exploité pour la production d'électricité, notamment sur la Grande Terre, mais, semble-t-il, avec une productivité inférieure à ce qui se fait en général (probablement à cause de problèmes de maintenance ou de gestion du réseau). À court et moyen termes, les coûts de production devraient encore diminuer pour être comparables à ceux de l'électricité thermique, surtout lorsque les coûts des combustibles augmenteront significativement.

La production photovoltaïque commence seulement à se développer en situation raccordée au réseau. Elle dispose également d'un potentiel important qui peut, par exemple, permettre de soutenir et compenser la consommation des climatisations électriques. Les prix sont encore élevés, mais devraient baisser significativement et, dans une dizaine d'années, permettre des gains substantiels en économies de combustibles fossiles. La production photovoltaïque peut se faire en toiture, sans consommation d'espace supplémentaire et en rapprochant la production de la consommation, et également en fermes centralisées. Ces développements tiendront principalement aux incitations tarifaires éventuelles, les deux situations pouvant d'ailleurs faire l'objet d'incitations différentiées.

À court et moyen termes, nous préconisons un déploiement plus ambitieux des technologies éoliennes et photovoltaïques, suffisamment matures pour ne pas prendre de risques exagérés. Celui-ci nécessitera alors de mieux optimiser la gestion des réseaux, c'est-à-dire de mettre en œuvre des incitations tarifaires adaptées (effacement des pointes, tarifs heures de pointes/heures creuses), une planification exploitant une prédiction météorologique avancée, et de faire en sorte que toutes les informations de productivité et de production soient transmises par les exploitants de façon totalement transparente au gestionnaire du réseau. Enfin, l'implantation de moyens de stockage devra accompagner ce déploiement si l'on souhaite augmenter le taux de pénétration de la production intermittente (théoriquement au-delà de 30 %, en pratique sans doute avant).

Nous préconisons d'étudier plus particulièrement le stockage hydraulique gravitaire car le relief de la Nouvelle-Calédonie semble bien s'y prêter. La possibilité d'exploiter l'eau de mer dans le cas de systèmes situés en bord de mer pourrait permettre une économie d'investissement substantielle, à condition que le bassin supérieur de stockage garantisse une totale étanchéité pour éviter des pollutions de l'eau douce et des écosystèmes. Une étude technico-économique, prenant en compte la nécessité d'une minimisation des risques environnementaux et sismiques nous semble indispensable. Il est également envisageable de tester d'autres solutions de stockage (par exemple, sodium soufre), à l'instar de ce qu'a prévu l'île de la Réunion.

En ce qui concerne la valorisation énergétique de la biomasse, deux ressources principales d'importances inégales sont à considérer : les déchets humides pour la production de biogaz et la biomasse ligneuse pour la production de chaleur et/ou d'électricité.

À court terme, nous préconisons une évaluation du potentiel de valorisation des déchets pour la production de biogaz (méthane), en particulier dans les zones à forte densité de population où une exploitation comme carburant pour des bus ou autres véhicules lourds est possible. À priori, la petite méthanisation semble moins pertinente puisque l'élevage se pratique en ranching et qu'il n'y a pas de concentration suffisante des déchets organiques pour les méthaniser.

À court et moyen termes, la transformation de la biomasse ligno-cellulosique en combustible exploitable pour la production de chaleur, puis d'électricité dans des centrales thermiques pourrait être intéressante. Elle est, en effet, extrêmement simple et peu énergétivore contrairement à celle en biocarburant. D'un point de vue purement technique, environ 1 % de la superficie du territoire (soit 18 000 ha) pourrait donner environ 300 GWh annuels, à condition de trouver les superficies disponibles et mécanisables et, bien sûr, d'inciter à la création de telles filières.

Nous préconisons d'évaluer ce potentiel qui pourrait se révéler particulièrement intéressant. La technologie des centrales à lit fluidisé circulant présentant l'avantage de pouvoir substituer une part du charbon actuel par de la biomasse ligno-cellulosique, on disposerait là d'un moyen significatif de réduire la dépendance énergétique de la Nouvelle-Calédonie. Notons que cette possibilité a déjà été étudiée par la SLN qui a estimé que le gisement

calédonien était insuffisant et/ou insuffisamment organisé, mais le rapport EEC nous conduit à insister sur l'intérêt d'apporter un regard nouveau à ce sujet. Dans une note récente (SLN, Projet Centrale C – Mémoire de réponse, octobre 2008, pp.15-16), la SLN indique que sur ses nouvelles centrales charbon à lit fluidisé, des équipements seront intallés pour pouvoir bruler jusqu'à 10 % de biomasse (soit 60 000 t) ce qui nécessitera la mise en place d'une filière d'approvisionnement adaptée. Par ailleurs, la SLN envisage la possibilité de compenser une partie des émissions de CO_2 liées à la combustion de charbon en développant des puits de carbone (nouvelles plantations).

Pour les sites isolés, le photovoltaïque reste la solution la plus pertinente (fiabilité, coûts), en configuration PV avec stockage pour les petites installations (les résultats d'exploitation d'Enercal sont d'ailleurs très positifs). Dans les îles, lorsqu'il s'agit de microréseaux, les configurations hybrides (PV et/ou éolien avec groupe électrogène, par exemple à l'huile de coprah, et avec stockage) présentent sans doute la meilleure solution du point de vue économique. Sur la base notamment des retours d'expérience actuels, nous préconisons d'étudier de telles solutions dans les conditions météorologiques spécifiques des îles.

Les perspectives de valorisation de la biomasse sous forme de biocarburants nous semblent en revanche plus incertaines, même si l'expérience en cours de valorisation du coprah doit être poursuivie. Dans les îles, la production d'huile de coprah et sa combusation dans des groupes électrogènes diesel ont été démontrées. Malheureusement, les nouveaux moteurs diesel ne peuvent plus brûler directement ces huiles : il faut introduire une étape de transestérification pour obtenir un carburant compatible avec les moteurs modernes et leurs normes de rejets, ce qui est techniquement réalisable à l'échelle d'une petite île. Il n'est d'ailleurs pas exclu que certains fabricants relancent la production de moteurs adaptés aux huiles végétales brutes.

À moyen terme, les centrales solaires thermodynamiques à concentration semblent constituer une voie de production d'électricité particulièrement attrayante. Cette technologie, déjà relativement mature, n'exploite que la part directe du rayonnement solaire, elle nécessite donc des sites bien exposés. Nous suggérons tout d'abord une recherche de sites privilégiés répondant à cette condition disponibles sur le territoire (superficies nécessaires de l'ordre de 1 ha par MW pour une productivité comprise entre 3 et 5 GWh/ha). L'un

des avantages majeurs de ces usines de production d'électricité réside dans la possibilité de réaliser un stockage intermédiaire de chaleur qui permet un certain découplage entre la production électrique et le rayonnement solaire et offre donc la possibilité de produire de l'électricité la nuit. Enfin, la taille des unités actuellement en construction dans le monde est bien compatible avec les exigences du réseau de la Grande Terre qui pourrait par conséquent accueillir une telle centrale. Nous recommandons une veille active sur les réalisations en cours dans le monde, puis une étude plus précise pour évaluer les caractéristiques techniques et économiques appliquées à la Nouvelle-Calédonie lorsque le retour d'expérience sera suffisant.

Globalement, mieux exploiter des ressources locales renouvelables demande de mieux les connaître, c'est pourquoi, nous recommandons d'établir, dès maintenant, un atlas des ressources énergétiques, complémentaire à l'existant ou mis à jour.

À moyen terme et de façon encore plus marginale, on peut penser à valoriser la chaleur fatale des centrales thermiques de production d'électricité pour la production de biocarburants de première génération. Cette chaleur permettrait d'améliorer le bilan énergétique de production de bioéthanol et de baisser son coût de manière significative. Celui-ci pourrait ensuite être incorporé à l'essence utilisée dans les transports automobiles dans les limites des possibilités des moteurs actuels (15 % d'éthanol sans modifications). Notons que cette filière nécessiterait le développement de cultures énergétiques dont il faudrait s'assurer qu'elles ne rentrent pas en compétition avec les cultures alimentaires.

Sur le long terme, la production algale et l'hydrolyse des esters associés pourraient constituer une source intéressante de carburants liquides. Mais la chaîne des technologies nécessaires est encore immature et de nombreuses difficultés subsistent. Compte tenu de la situation maritime privilégiée des îles, nous recommandons une veille technologique dans ce domaine.

À long terme également, l'exploitation de l'énergie thermique des mers (ETM) pourrait constituer une voie intéressante pour la production de base et le remplacement des centrales à charbon, en particulier pour l'industrie du nickel. Pour bien évaluer le potentiel, nous recommandons une évaluation des gradients de température des eaux (jusqu'à environ 1 000 m) sur une durée de quelques années, afin de prendre en compte les fluctuations climatiques

sensibles dans cette région, ainsi qu'une veille technologique sur les centrales ETM. Une meilleure connaissance de la ressource et des technologies expérimentées permettrait de préparer l'accueil éventuel d'expériences de production ETM, comme la Polynésie semble vouloir le faire avec son projet d'usine pilote de 5 MW à Tahiti. Notons également que le constructeur naval DCNS s'implique actuellement (2009) dans un projet de construction d'un démonstrateur de 1,5 MW à la Réunion (les premiers dimensionnements font état d'une plateforme *off shore* de 7 000 tonnes, de 30 m de diamètre et 15 m au-dessus de la surface.

Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie

Les chocs pétroliers avaient fait prendre conscience de la nécessité de réduire les consommations d'énergies fossiles. Avec la menace climatique, il faut intensifier la maîtrise de ces consommations, car en continuant à augmenter les émissions nettes de gaz à effet de serre, le risque est aujourd'hui d'aboutir à des dérapages incontrôlables du climat.

Pour cela, il convient non seulement de promouvoir les économies d'énergie, d'utiliser les meilleures technologies disponibles pour les activités émettrices de CO_2 et de recourir aux énergies renouvelables, mais aussi d'augmenter les stocks de carbone et, en particulier, de recourir au stockage géologique de CO_2.

La question climatique et les émissions de gaz à effet de serre

C'est le rapport de 1990 du Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (Giec) qui a alerté la communauté internationale sur la nécessité d'agir pour limiter le changement climatique provoqué par les émissions de GES.

Le Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (Giec ou IPCC)

Le Giec mis en place en 1988 sous l'égide des Nations unies dépend de l'Organisation mondiale de la météorologie (OMM) et du Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE). Il fait l'état des connaissances sur la question climatique à l'intention des décideurs politiques : sur la climatologie (Groupe 1), sur les impacts et l'adaptation aux changements climatiques (Groupe 2), sur les moyens d'atténuer ces changements en réduisant les émissions de GES (Groupe 3) et sur les méthodes pour déterminer ces émissions (Groupe 4). Une architecture à plusieurs niveaux garantit la qualité et l'indépendance des évaluations scientifiques. Le Giec a reçu le prix Nobel de la Paix en 2007, conjointement avec Al Gore.

Pour ce qui concerne la Nouvelle-Calédonie, on notera trois rapports spéciaux ; sur la capture et la séquestration géologique du CO_2, sur le stockage du carbone dans la végétation et sur les émissions de gaz fluorés également considérés sous le protocole de Montréal (www.ipcc.int).

Les concentrations des gaz à effet de serre dans l'atmosphère sont passées de 280 ppm au début de la révolution industrielle à près de 400 ppm aujourd'hui. Selon des travaux récents (Ramstorf 2009), le niveau moyen des mers pourrait s'élever d'un mètre d'ici à 2100, si nous continuons avec le rythme actuel d'émissions de GES.

Pour stabiliser le climat d'ici à 2050, il faudrait diviser les émissions mondiales actuelles par deux. En 2050, le climat serait alors plus chaud qu'actuellement d'environ 2 °C. En effet, même si on arrêtait brutalement toutes les émissions anthropiques de GES, le réchauffement se poursuivrait encore pendant une trentaine d'années à cause de l'excédent de ces gaz déjà accumulé dans l'atmosphère. En divisant ces émissions par deux, on espère au moins pouvoir éviter des changements encore beaucoup plus importants d'ici la fin de ce siècle. Aussi, les chefs d'États présents au sommet du G8 à Hokkaido au Japon, en juillet 2008, ont-ils adopté pour la communauté internationale cet objectif de stabilisation du climat.

L'ÉVOLUTION DU CLIMAT

Les hausses de température dues à l'augmentation de l'effet de serre auront des effets très divers, directement sur les températures et, indirectement, sur les précipitations et l'élévation des niveaux des océans. Les petites îles du Pacifique à faible élévation pourraient disparaître. Toutes les zones côtières, en général fortement peuplées, seront affectées ; les surfaces cultivables y diminueront et les intrusions salines deviendront plus menaçantes.

En d'autres endroits du globe, les précipitations devraient diminuer. Ce qui, combiné au réchauffement et à des évapotranspirations potentielles plus élevées, augmentera l'aridité dans certaines régions. Ailleurs encore, par exemple sous les hautes latitudes, les conditions pourraient devenir plus favorables pour les productions végétales, par suite de l'allongement des saisons de végétation.

L'évolution du climat et les petites îles

Les petites îles sont particulièrement vulnérables aux effets des changements climatiques, à la montée du niveau des mers et aux événements climatiques extrêmes (dont les cyclones). Dans les Caraïbes et les îles du Pacifique, 50 % de la population vit à moins de 1,5 km de la côte. L'augmentation du niveau des mers aggravera vraisemblablement les inondations, les tempêtes et l'érosion côtière. Les infrastructures aéroportuaires, maritimes et industrielles seront affectées ainsi que les routes situées majoritairement en bordure des côtes. Dans tous les scénarios, les pluviométries diminueront en été et ne seront en général pas compensées par leur augmentation en hiver.

La pêche commerciale et artisanale, une ressource importante pour bon nombre d'îles, sera également affectée par la fréquence et l'intensité d'El Niño. Quant à l'agriculture des zones côtières, elle est également menacée par l'élévation du niveau de la mer, les intrusions d'eau salée et la baisse des ressources en eau. Plus loin des côtes, elle sera probablement aussi affectée par les événements extrêmes comme les sècheresses et les inondations.

Dans les basses latitudes, le tourisme pourrait souffrir de ces changements ainsi que de l'augmentation des risques d'apparition de certaines maladies (dengue, paludisme, filariose, schistosomiase, etc.). Dans les hautes latitudes, les conditions pourraient au contraire devenir plus favorables.

L'évolution du climat en Australie et en Nouvelle-Zélande

Depuis 1950, la température moyenne a augmenté de 0,3 et 0,7 °C. Les vagues de chaleur sont plus fréquentes, les gelées plus rares. Les précipitations ont augmenté dans le nord-ouest de l'Australie et dans le sud-ouest de la Nouvelle-Zélande : en revanche, elles ont diminué dans le sud et l'est de l'Australie et dans le nord-est de la Nouvelle-Zélande. Les sécheresses sont devenues plus intenses en Australie. Les glaciers se sont modifiés de même que les couvertures neigeuses, ce qui a eu un impact sur les régimes des eaux, les écosystèmes et l'agriculture.

Au cours du XXIe siècle, les températures augmenteront très probablement, de même que l'intensité et la fréquence des vagues de chaleur et de sécheresse. Cela pourrait conduire à une aggravation des conditions hydriques vers 2030 dans les deux pays, entraînant un déclin des productions agricoles et forestières et une perte de biodiversité, dès 2020, dans certaines zones.

Les émissions de gaz carbonique

En dehors de la concentration de vapeur d'eau dans l'atmosphère, sur laquelle on a peu de prise directe, le gaz carbonique est le plus important des gaz à effet de serre. Les émissions *nettes* de gaz carbonique proviennent essentiellement des combustibles fossiles dans l'hémisphère nord et des changements d'utilisations des terres dans les pays en développement – déforestation, transformation des pâturages en terres labourées, urbanisation, reboisement artificiel ou spontané de terres cultivées puis abandonnées, etc.

Les cycles du carbone

L'augmentation ou non des émissions de CO_2 dans l'atmosphère dépend tout à la fois des consommations de combustibles fossiles, de leur substitution par des biomasses végétales et d'autres formes d'énergie renouvelables, des variations de stocks de carbone dans la végétation et de la séquestration géologique du CO_2. La complexité née de l'imbrication de ces différents cycles conduit souvent à des approches partielles, parfois assez éloignées de la réalité. Or, pour l'atmosphère, ce qui compte c'est la quantité et les variations nettes de CO_2. C'est pourquoi il nous a paru utile de faire figurer une série de schémas dans l'article plus complet qui figure dans le CD-ROM.

Les émissions de CO2 diffèrent selon les cas

L'utilisation de combustibles fossiles ou de biomasses végétales

Les rôles des productions d'énergie à partir de biomasses végétales et de combustibles fossiles diffèrent tant en absence qu'en présence de capture et de stockage géologique du gaz carbonique émis par les centrales. Avec les captures et les stockages géologiques des émissions de CO_2, le bilan net des émissions de CO_2 des combustibles fossiles pourrait devenir nul, alors que celui des bioénergies pourrait devenir négatif, c'est-à-dire se traduire par un prélèvement net de CO_2 de l'atmosphère.

Les changements d'affectation des terres

Lorsqu'il y a des changements d'utilisation des terres, les stocks de carbone dans la végétation et dans les matières organiques des sols varient également. Par exemple, le passage d'une forêt à une prairie fait perdre en moyenne 60 t de carbone (220 t de CO_2) par hectare au niveau de la végétation. En passant à une culture, on perd en outre de la matière organique au niveau des sols, soit environ 25 t de carbone par hectare, mais beaucoup plus lentement.

Le déboisement conduit à une perte rapide, en deux à trois ans, des stocks de matière organique dans la végétation. Alors que les pertes de matière organique des sols sont beaucoup plus lentes, d'environ 1 t de carbone par hectare et par an. Avec le boisement, les stocks de carbone dans la végétation augmentent de nouveau, mais lentement.

Les stocks moyens de carbone en forêt peuvent également varier, sans qu'il y ait pour autant des changements d'affectation des terres. Le stock moyen de carbone d'une forêt sous-exploitée pourra augmenter pendant

un certain nombre d'années. Mais à long terme, celui d'une forêt non exploitée et non perturbée par des incendies, des tempêtes ou des insectes ravageurs, n'augmente plus guère. En revanche le stock de carbone d'une forêt surexploitée diminue.

La substitution de biomasses végétales à des énergies fossiles

L'utilisation de biomasses végétales à la place des combustibles fossiles, notamment de pétrole et de charbon, permet de réduire les émissions de GES provenant de ces derniers. En consacrant une petite surface supplémentaire pour produire un supplément de biomasse, on peut même produire des biomasses végétales neutres sur le plan énergétique et des émissions de GES.

À la différence des combustibles fossiles, les productions de biomasses végétales ont en revanche besoin de surfaces importantes. C'est une différence essentielle, particulièrement importante à souligner pour les pays, comme la Nouvelle-Calédonie, qui ont peu de surfaces agricoles cultivables et de faibles superficies de forêts exploitables. Il faut donc chercher à utiliser le plus efficacement possible tout à la fois les terres, pour éviter de déboiser quand les productions de biomasses alimentaires et non alimentaires doivent augmenter, et les énergies fossiles.

À noter également que les augmentations de productions de biomasses végétales alimentaires exigent soit d'augmenter les rendements agricoles soit de défricher des prairies ou des forêts. Mais les émissions annuelles de GES résultant de cultures, même fortement fertilisées, sont en général faibles (un centième) par rapport aux émissions résultant des changements des stocks de carbone consécutifs aux déboisements. Il faut donc, pour le climat, chercher à maximiser les productions agricoles et forestières par unité de surface, sous réserve que cela soit acceptable pour l'environnement local et la santé humaine.

Les dynamiques des stocks de carbone dans les différentes parties du monde

Les émissions annuelles nettes de CO_2 s'élèveraient maintenant à près de 10 milliards de tonnes de carbone (tC), soit 36,7 milliards de tonnes de CO_2 : environ 7,5 milliards de tC proviendraient des consommations de combustibles et d'autres produits fossiles et 1,5 milliard de tC proviendrait des défrichements. Mais les absorptions annuelles nettes par la végétation du monde s'élèveraient

maintenant à environ 2,6 milliards de tC, soit environ 29 % des émissions nettes totales. Les absorptions nettes par les océans atteindraient 26 %. Le restant, environ 46 %, resterait dans l'atmosphère, contribuant ainsi au renforcement de l'effet de serre.

Les augmentations de stocks de carbone en forêt (ce que l'on appelle communément les « puits ») et les stockages géologiques du CO_2 dans la croûte terrestre devraient permettre d'absorber une partie des excédents qui s'accumulent dans l'atmosphère. Le stockage géologique sera certes plus coûteux que les déforestations évitées ou que l'augmentation des stocks en forêts, mais potentiellement plus important que l'augmentation des stocks de carbone en forêts.

Les autres émissions de gaz à effet de serre

Le méthane

À 100 ans, son potentiel de réchauffement global (PRG) est à poids égal 23 fois plus important que celui du CO_2, mais pour un horizon de 20 ans, ce PRG est de 62 fois plus important. À 50 ans – le nouvel horizon apparu depuis 2001 avec l'obligation de stabilisation du climat (division par deux des émissions mondiales de GES) –, ce PRG est 42 fois plus important que celui du CO_2, c'est-à-dire presque deux fois plus que ce que l'on considérait jusqu'à présent en prenant un horizon de 100 ans.

L'objectif de réduction des émissions de méthane issues des décharges, des mines et des élevages, devient ainsi d'autant plus important.

Le protoxyde d'azote

À l'horizon de 100 ans, l'impact de ce gaz dont la durée de vie est semblable à celle du gaz carbonique est, à poids égal, 296 fois plus actif que celui du CO_2. Les émissions de ce gaz sont importantes dans la fabrication du nylon et dans l'industrie des nitrates, où l'on peut les réduire moyennant des consommations d'énergie légèrement plus élevées ou en traitant correctement les lisiers des élevages industriels.

Il faut souligner que lorsqu'il y a des changements d'utilisation des terres, les émissions de protoxyde d'azote résultant des intrants agricoles sont relativement faibles par rapport aux émissions de CO_2, de même que par

rapport aux réductions d'émissions de combustibles fossiles obtenues en convertissant toutes les récoltes de phytomasses pour remplacer ces derniers. On peut d'ailleurs encore souvent éviter des défrichements quand il faut augmenter les productions agricoles, par exemple en augmentant l'efficacité territoriale (productivité des surfaces déjà cultivées ou nombre de têtes de bétail par hectare). Dans le cas des biomasses végétales, il faut donc toujours considérer les bilans à l'échelle de tout l'espace rural et de toute la planète. Les approches ne prenant en compte que les variations au niveau des champs conduisent à des diagnostics erronés pour le climat.

Ainsi l'augmentation des rendements en blé en France a un peu augmenté les émissions de protoxyde d'azote et de CO_2 attribuables à la production et au transport des engrais ou des fumiers. Mais, sans ces augmentations de rendements, il aurait fallu défricher plus de 13 millions d'ha de terres pour augmenter de manière identique la production totale de blé, ce qui aurait conduit à émettre plus de 4 milliards de tonnes de CO_2 et à supprimer toutes les récoltes annuelles de bois. On doit donc chercher à diminuer les émissions de ce gaz en appliquant mieux les engrais organiques ou minéraux, mais en évitant de le faire au détriment des rendements et, plus généralement, de l'efficacité territoriale.

Les CFC, HFC et autres gaz de synthèse

Les chlorofluorocarbones (CFC) de l'industrie du froid et des mousses isolantes, les hydrofluorocarbones (HFC) fabriqués, tout comme les perfluorocarbones (PFC), pour remplacer les CFC (moindre nocivité pour la couche d'ozone), ainsi que l'hexafluorure de soufre (SF6) utilisé dans l'industrie électronique, sont des gaz de synthèse à potentiel de réchauffement beaucoup plus important que celui des gaz évoqués précédemment. Cependant, ils sont peu à peu éliminés à cause des engagements pris sous le protocole de Montréal et remplacés par des HFC. Ces derniers sont moins nocifs pour la couche d'ozone, mais ont des PRG également très élevés et sont comptabilisés sous la convention sur le changement climatique.

L'ozone troposphérique

L'ozone troposphérique est également important à considérer. Ce gaz n'a cependant pas été retenu dans la liste des gaz à réduire sous le protocole de Kyoto, car sa formation est difficile à prévoir. Le monoxyde de carbone qui

résulte des mauvaises combustions des voitures, des chaudières et, surtout, des feux de forêts et de savane, est en partie responsable de sa formation.

Les émissions de protoxyde d'azote, de gaz de synthèse (hors ceux, comme les CFC comptabilisés sous le protocole de Montréal) et d'ozone troposphérique auraient été responsables, en 1990, d'environ 20 % de l'effet de serre additionnel comptabilisé sous la convention sur le changement climatique.

Les autres facteurs (aérosols, albédo)

Les aérosols sont de fines particules (de 0,01 à 10 µm) en suspension dans l'air qui modifient également le bilan thermique de la planète : sulfates émis par les volcans, cristaux de sodium et de chlore formés à partir de l'assèchement des embruns marins, particules émises par les centrales thermiques, feux de savanes et de forêts, etc. Les suies ou poussières noires absorbent les rayonnements et contribuent par conséquent au réchauffement. À la différence des gaz à effet de serre, les aérosols ne s'accumulent cependant pas dans l'atmosphère et leur durée de vie n'est en général que de quelques jours car ils sont éliminés par les pluies. Leur effet direct est globalement négatif, tandis que celui, indirect, qu'ils ont sur les nuages est encore mal quantifié ; c'est pourquoi les aérosols n'ont pas été pris en compte pour la première période d'engagement sous le protocole de Kyoto.

Les corps noirs absorbent tous les rayonnements qu'ils reçoivent, alors que les surfaces blanches (neige, glaciers, toits blancs des maisons des régions chaudes) en réfléchissent une très grande partie : c'est ce qu'on appelle *l'albédo*. La disparition des glaces augmentera le réchauffement en réduisant cette réflexion. Les changements de couverture végétale des sols modifient simultanément l'albédo et l'évaporation, donc les bilans thermiques locaux.

Les émissions de GES de la Nouvelle-Calédonie

Les inventaires des émissions de GES de la France au titre de la Convention cadre des Nations unies sur le changement climatique (CCNUCC), réalisés par le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (Citepa), comprennent la métropole (MT), les DOM, les COM, la Polynésie

française et la Nouvelle-Calédonie. Mais seuls la métropole et les DOM entrent dans le périmètre retenu sous le protocole de Kyoto.

Avec un PIB de 5,8 milliards d'euros, la Nouvelle-Calédonie atteint 0,3 % de l'ensemble qui atteignait 1 938,4 milliards d'euros en 2007, soit pratiquement la moitié de l'ensemble « Nouvelle-Calédonie plus collectivités d'outre-mer » (NC+COM).

Entre 1990 et 2007, les émissions de GES ont diminué de 5,6 % pour l'ensemble soumis à la contrainte Kyoto (métropole + DOM), de 6,5 % en métropole, mais elles ont augmenté de 73,4 % dans les DOM et de 63,5 % dans l'ensemble « Nouvelle-Calédonie + COM ». Dans cette comptabilité, l'essentiel de cette augmentation est attribuable à l'augmentation des émissions de gaz carbonique (+ 1,7 Mt), c'est-à-dire à l'industrie, aux transports et à la production d'électricité. Les émissions de méthane provenant des décharges et des fermentations entériques des ruminants ont peu varié. Les émissions de HFC, comptabilisés sous la Convention climat, ont augmenté de 0,1 million de tonnes d'équivalent CO_2.

Par habitant (mais cet indicateur est à prendre avec précaution pour les petits ensembles où dominent, comme en Islande, au Groenland ou en Nouvelle-Calédonie, des industries très intensives en carbone), les émissions de GES ont, entre 1990 et 2007, fortement diminué : de 13,6 % pour l'ensemble soumis à la contrainte Kyoto (métropole + DOM) et de 20,6 % en métropole. Elles ont en revanche augmenté de 36,8 % dans les DOM et de 10,7 % dans l'ensemble « Nouvelle-Calédonie + COM ». Elles sont passées respectivement de 9,6 à 8,3 teqCO_2 dans le périmètre de Kyoto, de 9 à 7,2 teqCO_2 en France métropolitaine, de 5,7 à 7,8 teqCO_2 dans les DOM et de 6 à 6,6 teqCO_2 dans l'ensemble « Nouvelle Calédonie + COM ».

On notera que les émissions pour l'ensemble des communautés d'outre-mer et de la Nouvelle-Calédonie représentent moins de 1 % de l'ensemble des émissions « métropole plus DOM » déclarées sous le protocole de Kyoto. En 1990, elles ne représentaient que 0,5 % de ces émissions. Mais, dans cet ensemble, 70 à 90 % des émissions de CO_2 proviennent vraisemblablement (« à dire d'expert ») de la Nouvelle-Calédonie.

Ajoutons qu'il conviendrait de comptabiliser aussi les émissions des produits alimentaires importés et de défalquer les émissions liées à la production de nickel, qui n'est évidemment pas consommée par les habitants du Territoire,

mais exportée. Il ne faut pas, en effet, confondre les inventaires des émissions de GES sous le format des Nations unies, destinés à permettre l'obtention de réductions d'émissions vérifiables, avec les inventaires des émissions réelles moyennes par habitant dans un pays ou sur un territoire donné.

Pour une présentation détaillée des émissions des six gaz à effet de serre retenus dans le protocole de Kyoto – en métropole, dans les DOM et dans l'ensemble COM plus Nouvelle-Calédonie –, se reporter à la contribution intégrale qui figure dans le CD-ROM annexé.

Le captage et le stockage géologique du gaz carbonique

Le captage et le stockage durable du gaz carbonique (Carbone dioxide Capture and Storage ou, CCS) peuvent être obtenus par la voie géologique, une approche qui se distingue à bien des égards de la capture et du stockage de CO_2 par et dans la végétation. D'abord parce que celle-ci ne peut le stocker que temporairement – moins d'un an dans les plantes annuelles ou plusieurs siècles dans les phytomasses des arbres. Ensuite, parce que la capture du CO_2 s'accompagne d'une bioconversion de l'énergie solaire qui est alors stockée sous forme biochimique dans les phytomasses.

Tant que les arbres croissent, les stocks de carbone dans leurs phytomasses augmentent, de façon rapide quand les arbres et les peuplements sont jeunes, mais de moins en moins vite lorsqu'ils vieillissent. D'où une limite à la fonction « puits » de la végétation. Enfin, quand les phytomasses se décomposent, elles libèrent à nouveau le CO_2 qu'elles avaient prélevé dans l'atmosphère durant leur croissance.

Autre différence : alors que la bioconversion de l'énergie solaire et du CO_2 par la végétation (ou les algues) demande essentiellement de l'énergie solaire (qui est renouvelable), la capture et le stockage géologique de CO_2 demandent quant à eux un supplément d'énergie fossile. Le CO_2 stocké géologiquement ne peut plus fournir d'énergie, alors que l'accroissement du stock de carbone dans les phytomasses (ou la production de glycérides par les algues) donne des matières végétales dont la décomposition thermique (y compris comme biocarburant) ou biologique fournit à nouveau de l'énergie utilisable.

Ces options ne sont cependant pas exclusives l'une par rapport à l'autre ; le captage (suivi d'une séquestration géologique) d'une partie du CO_2 provenant de combustibles fossiles peut être combiné avec le captage du CO_2 provenant des biomasses végétales également brûlées dans ces chaufferies. Le stockage géologique du CO_2 d'origine biologique conduit cependant à un prélèvement

net de CO_2 dans l'atmosphère, alors que celui de la totalité du CO_2 provenant des combustibles fossiles ne conduirait qu'à des productions d'énergies sans émissions nettes de CO2, (tout comme les productions de biomasses végétales renouvelées non combinées avec une séquestration géologique du CO_2 émis lors des conversions en énergie utile). Pour plus de détails, le lecteur est invité à se reporter aux schémas dans « Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie » du CD-ROM. Le stockage géologique s'affirme cependant comme une option forte du développement de vecteurs énergétiques et de procédés industriels à moindre contenu en carbone. Selon l'AIE, les potentiels sont de 920 Gt pour les gisements épuisés de gaz ou de pétrole, compris entre 400 et 10 000 Gt pour les réservoirs salins profonds et supérieurs à 15 Gt pour les mines de charbon inexploitables. Le potentiel total est à comparer avec les émissions totales de CO_2 qui sont de l'ordre de 2 000 Gt/an, selon une projection du Giec concernant les années 2000 à 2050.

On estime qu'il est possible de stocker le CO_2 capturé à la sortie des centrales dans d'anciens puits de pétrole, de gaz, dans des aquifères salins ou encore par minéralisation du CO_2 dans des roches comme les péridotites. Ces dernières sont présentes dans de nombreux bassins du monde, en particulier dans celui d'Oman et en Nouvelle-Calédonie (voir plus loin).

Actuellement, le captage et le stockage du CO_2 ne sont envisagés que pour des sources importantes et localisées, principalement les centrales thermiques et les industries lourdes avec des rejets supérieurs à 100 000 tCO_2/an. Autant dire que les émissions diffuses de CO_2 par le secteur des transports et du résidentiel ne peuvent pas faire l'objet d'une capture en l'état. Les quantités de CO_2 rejetées dans l'atmosphère par les centrales de Nouvelle-Calédonie sont relativement faibles (Prony : 2*40 $MW_{electrique}$: 400 tCO_2/jour soit ~550 000 tCO_2/an et Doniambo : 3*70 $MW_{electrique}$ 4 000 t CO_2/jour soit ~1,4Mt CO_2/an) ; elles sont cependant faibles par comparaison avec celles rejetées par les centrales de grands pays industrialisés. Il faudra donc compter sur la mise au point – sans doute d'ici à 2020 – des technologies de capture dans des pays ayant les capacités de R & D requises. Le moment venu, celles-ci pourront faire l'objet d'un transfert vers les centrales de la Nouvelle-Calédonie. En revanche le stockage géologique dans les péridotites nécessitera des études et des mises au point sur place. L'ensemble de ces techniques de captage et de stockage

ne deviendra sans doute pas économiquement compétitif avant 2020, et encore seulement sous contrainte climatique forte visant à stabiliser le climat d'ici à 2050, avec un prix de rachat à la tonne de CO_2 émise de façon nette avoisinant les 25 €/tCO_2 et un coût de stockage compris entre 60 et 80 €/t_{CO_2} !

Considérant l'intérêt croissant de développer des recherches dans le domaine du CCS, le ministère français de la Recherche a demandé à l'ANR de financer, de 2005 à 2008, un programme sur « le captage et le stockage du CO_2 ». Puis, en 2009, un nouveau programme sur « l'efficacité énergétique des systèmes industriels » a été amorcé dont les objectifs sont de valider des solutions technologiques et géologiques permettant de traiter durablement le CO_2 à un coût acceptable et de surveiller les stockages souterrains.

D'ores et déjà, des plates-formes sont construites (ou en projet) par les grands groupes industriels dans le monde, mais aucune technologie ne s'impose encore réellement. Pour déployer cette technologie il faudra prendre en compte le contexte économique et énergétique, sans oublier les aspects sécuritaires et d'acceptabilité par les populations. Il devra également comporter une approche systémique globale incluant la ressource énergétique, le procédé industriel de conversion chimique de l'énergie et la gestion des effluents, des particules et aérosols, et du bruit.

Les grandes orientations technologiques pour réduire le coût du captage du CO_2

Dans la chaîne de CCS, le coût le plus important est celui du captage du CO_2 qui consiste à séparer celui-ci des autres produits de combustion (l'azote pour des combustions à l'air, l'oxygène non consommé, l'eau et les polluants). Un des procédés envisagés consiste à effectuer une combustion dans de l'oxygène pur (oxy-combustion) ou dans de l'air enrichi en oxygène, de façon à obtenir en postcombustion et après séchage des fumées une forte concentration en CO_2 qui peut alors être capté plus facilement. Le coût énergétique de la production doit inclure la production d'oxygène. L'applicabilité du procédé est néanmoins soumise à une diminution drastique du coût de capture du gaz carbonique.

Les procédés en cours de développement pour le captage du CO_2 des centrales thermiques

Parmi les étapes de captage, transport et stockage du CO_2, c'est le captage qui déterminera le coût global de la CCS avec une contribution aux alentours de 75 % du coût global. Sachant qu'il pourrait aussi augmenter le coût de production de l'électricité de 50 %, c'est donc sur l'abaissement du coût de la capture que doit porter l'effort majeur pour rendre cette option économiquement acceptable. Trois systèmes de capture du CO_2 sont actuellement en cours de développement.

Le captage en postcombustion

L'opération de captage consiste à extraire le CO_2 des autres constituants des fumées au moyen de techniques d'absorption (chimique et physique), d'adsorption, cryogéniques ou membranes.

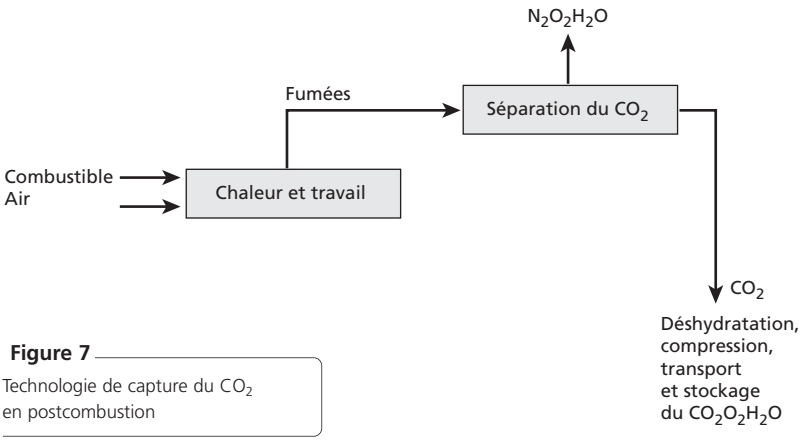


Figure 7
Technologie de capture du CO_2 en postcombustion

Réactions de combustion Charbon : C + Air ® CO_2 Gaz naturel CH_4 + Air ® CO_2 + H_2O.
Principe : élimination du CO_2 des fumées.

Il s'agit donc d'adjoindre une unité de captage du CO_2 à une centrale conventionnelle (chaudière ou turbine à gaz).

Dans le cas d'une chaudière à LFC, le combustible (lignite ou biomasse) est injecté avec l'air dans le foyer de la chaudière ; les échangeurs thermiques élèvent la température de la vapeur d'eau (700 °C) qui se détend dans une turbine à vapeur pour produire l'électricité grâce à un alternateur couplé. Les cendres sont récupérées dans la partie inférieure de la chaudière et les fumées sont dépoussiérées, désulfurées, refroidies et l'eau de combustion est condensée. Puis, le CO_2 est capturé (par absorption) par un solvant aux amines, ammoniac ou autres. Le solvant est ensuite régénéré par chauffage et relâche le CO_2 qui est alors compressé puis introduit dans le réseau de transport vers le lieu de stockage.

Dans le cas d'une TAG avec cycle combiné, le principe est semblable mais c'est une turbine à combustion ou à gaz, fonctionnant au gaz naturel, qui est utilisée et couplée à un alternateur. Pour accroître le rendement du procédé, une turbine à vapeur, couplée à un second alternateur, est utilisée pour valoriser la chaleur des gaz de sortie de la TAG.

Ce procédé est le seul capable de s'adapter directement sur une installation existante dès que les effluents du procédé de combustion sont suffisamment épurés pour satisfaire les conditions de compression, de liquéfaction, de transport et de stockage géologique du CO_2. Il faudra s'assurer de cela pour adapter les centrales de Prony, Doniambo ainsi que l'usine pyrométallurgique à la capture des effluents. Une étude préliminaire pourra imposer d'adjoindre des unités de dénitrification et de désulfurisation des fumées avant de procéder au captage du CO_2 ; en raison de l'investissement très important nécessaire, cela augmenterait le coût de la tonne de CO_2 évitée.

La capture en précombustion

L'objectif de ce procédé est de capturer le CO_2 en précombustion avec de l'oxygène, avant d'effectuer une combustion à l'air de l'hydrogène produit. Pour cela on effectue une gazéification du combustible (charbon, lignite, biomasse), généralement à la pression atmosphérique ou à haute pression (15 à 40 bars). Les produits de gazéification, appelés gaz de synthèse ou *syngas*, sont composés majoritairement d'un mélange CO/H_2. Ce rapport est ajusté en fonction de l'application, il varie avec le combustible utilisé et la quantité d'eau introduite sous forme de vapeur dans le gazéifieur. Le CO est oxydé en CO_2 (réaction de shift) qui va se retrouver en forte concentration

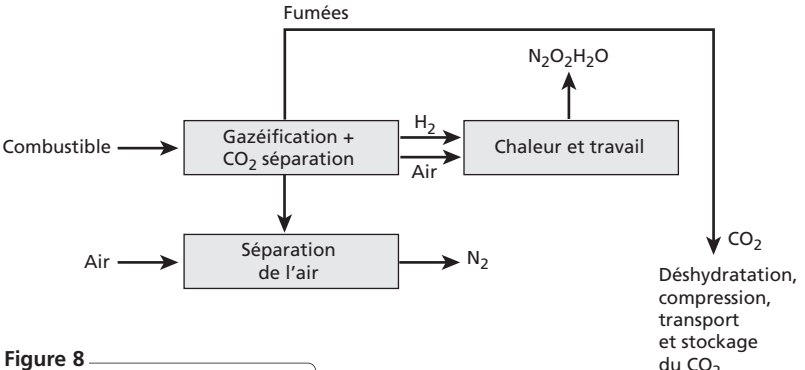


Figure 8

Technologie de capture du CO_2 en précombustion

Réaction de combustion
Charbon $C + O_2$ ® CO et $CO + H_2O$ ® $CO_2 + H_2$ Gaz naturel $CH_4 + H_2O$ ® $CO_2 + H_2$
Principe : combustion de gaz de synthèse sans carbone.

(15 à 40 %), et sera séparé de l'hydrogène. L'hydrogène est alors brûlé avec de l'air dans une turbine à gaz.

L'avantage majeur de cette technique est la production d'hydrogène à grande échelle. Même si le procédé a encore besoin d'être démontré, il présente à priori plus d'avantages. Il nécessite toutefois une unité de séparation de l'oxygène et de l'azote de l'air.

La technique de gazéification consiste en une oxydation partielle (ou ménagée) du combustible (charbon, lignite, biomasse). Lors de cette étape, le combustible est pyrolysé puis oxydé afin de former des gaz de synthèse composés d'un mélange de CO et de H_2. Le rendement de la gazéification est augmenté si elle est effectuée sous pression et en présence d'oxygène pur.

Une première filière consiste à produire des gaz de synthèse épurés, au moyen d'un procédé Fischer Tropsch (pour l'explication du procédé, se reporter à la partie « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie », p. 115.

Une seconde filière consiste à convertir les gaz de synthèse en un mélange CO_2/H_2, par la réaction de shift avec injection de H_2O en présence d'un catalyseur ; le CO_2 est alors séparé de l'hydrogène sous pression par des procédés d'absorption chimique ou physique ; il doit ensuite être extrait par une technique de lavage par solvant ou toute autre technique (adsorption, membrane) applicable au traitement de gaz sous pression. Le CO_2 est ensuite conditionné pour un transport vers le lieu de stockage et l'hydrogène est épuré.

L'hydrogène est brûlé soit dans une chaudière, soit dans une turbine à gaz fonctionnant avec ou sans cycle combiné (combinaison de turbines à gaz et à vapeur), les instabilités de la combustion restant toujours un verrou à résoudre préalablement au déploiement de la technique.

Par rapport au captage du CO_2 dans les fumées d'une centrale à la pression atmosphérique, ce procédé à haute pression, dénommé IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) va permettre de réduire la taille du gazéifieur et de limiter la perte de rendement. C'est donc un gaz très riche en hydrogène qui sera brûlé dans la turbine à combustion et le CO_2 capté sera très propre (85 %). Cette technique est la seule qui ouvre la voie à des centrales productions d'électricité, de chaleur, et d'hydrogène peu émettrices de CO_2.

Néanmoins, il ne peut s'implanter que sur des installations neuves et pour des grandes capacités de production centralisée avec co-génération électricité-chaleur à partir de gaz naturel, de charbon, d'huiles lourdes ou de biomasse. En outre, la recherche doit continuer pour améliorer la disponibilité des centrales IGCC, diminuer le coût et la consommation énergétique de l'unité de production d'oxygène, développer de meilleurs catalyseurs pour la conversion *shift* du CO en CO_2, mettre au point des solvants plus performants pour l'absorption physique et maîtriser des méthodes performantes nouvelles pour la séparation CO_2/H_2.

La technique IGCC, actuellement la plus chère mais la plus à même de mener à une combustion très propre, est-elle appropriée à un déploiement en Nouvelle-Calédonie ? Sans doute non, si l'on considère que le Territoire n'a pas de débouchés pour un marché de l'hydrogène et que le fonctionnement d'un procédé IGCC utilisant de la biomasse n'est envisageable qu'avec du bois importé puisque la ressource végétale locale est insuffisante.

Les procédés d'oxy-combustion

L'objectif de ce procédé est d'obtenir un flux de CO_2 très concentré à la sortie de la chambre de combustion afin d'éviter d'avoir à le séparer de l'azote après la combustion. Pour cela, l'azote est exclu du système avant ou pendant les étapes de combustion/conversion. Le procédé va consister à produire un flux gazeux à très haute teneur en oxygène, obtenu à partir de la séparation de l'air en oxygène et azote, avant de l'introduire dans le foyer.

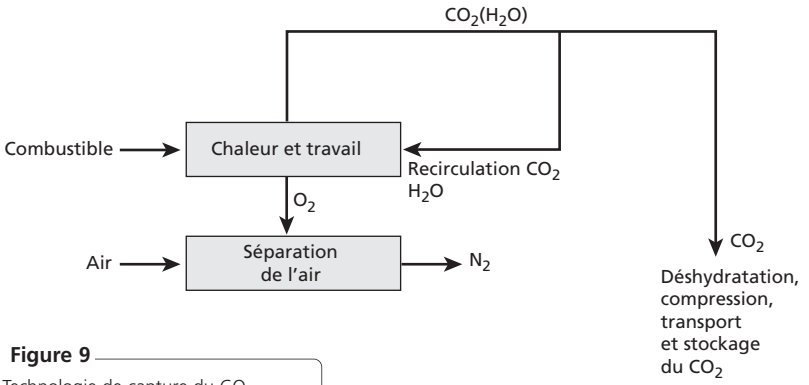


Figure 9

Technologie de capture du CO_2 par oxy-combustion

Réactions de combustion :
Charbon C + O_2 ® CO_2O Gaz naturel CH_4 + O_2 ® CO_2 + H_2O
Principe : Production d'un flux de CO_2 pur.

La combustion à l'oxygène est une technologie utilisée avec succès depuis de nombreuses années pour améliorer les performances des procédés industriels (en particulier les fours verriers). C'est aussi une des voies majeures pour réduire les émissions de CO_2. En effet, les produits de combustion sont alors essentiellement constitués de vapeur d'eau et de CO_2 dont la séparation s'effectue dans un premier temps par condensation. Plus précisément, l'étape de séparation du CO_2/azote dans les fumées en aval du procédé est remplacée par une étape de séparation d'air en amont du procédé.

Ce procédé particulièrement attrayant réduit en plus la taille des fours ou foyers, il augmente les transferts radiatifs flamme/cible (échangeurs thermiques) et diminue le bruit d'écoulement. Par contre les oxy-flammes sont très chaudes (T_{flamme}>2 800 K), ce qui pose des problèmes de tenue des matériaux et engendre une production de NOx très importante à partir de la moindre trace d'azote présente dans le four. Des techniques complexes de combustion étagée ou de dilution des réactifs dans des produits de combustion (CO_2-eau) avant combustion doivent alors être employées. Autre avantage, toutes les impuretés sont capturées en même temps que le CO_2 en sortie de chambre, le procédé étant découplé des produits de combustion.

L'oxy-combustion ne requiert pas de modifications majeures sur une installation existante et a prouvé sa faisabilité technique. Quelques problèmes spécifiques restent à résoudre comme la formation des suies, l'oxy-combustion diphasique, l'oxydation des parois en milieu oxydant à haute température, la filtration des effluents, les couplages thermo-acoustiques ainsi que la maîtrise des instabilités de combustion dans les turbines à gaz.

L'oxy-combustion du charbon pulvérisé (CP)

Le combustible est brûlé dans une chaudière à charbon pulvérisé (CP) fonctionnant avec un mélange d'oxygène (environ 25 % du volume) et de fumées recirculées (essentiellement du CO_2), et un *rétrofit* est possible sans modification de la géométrie de la chaudière. Ce procédé permet une adaptation simple à la technologie actuelle du CP à l'air ; des gains énergétiques importants sont possibles sur les systèmes de posttraitement des fumées avec lavage aux amines et les briques technologiques sont disponibles pour la séparation de l'air et le conditionnement du CO_2.

Reste un verrou concernant la production d'oxygène à grande échelle et à bas coût. Des analyses technico-économiques préliminaires sont actuellement réalisées pour des unités de 450 $MW_{electrique}$ ainsi que pour le dimensionnement d'une installation à charbon pulvérisé en oxy-combustion supercritique de 1 200 $MW_{electrique}$.

Quand elle sera disponible commercialement, cette technique sera adaptable à la centrale de lignite pulvérisé de Prony en tenant compte de la petite taille des unités, mais sans modification majeure de la chaudière ; seule une unité de séparation d'air devra être ajoutée. Les fumées nécessiteront le cas échéant une épuration avant un conditionnement et leur transport vers le lieu de stockage. Le délai de disponibilité commerciale de ce procédé est d'environ 10 ans.

L'oxy-combustion dans une chaudière à lit fluidisé circulant (LFC)

Le domaine d'application de cette technologie reste identique, c'est-à-dire la production d'électricité avec capture in situ du CO_2 pour une récupération assistée et un stockage. Le combustible est brûlé dans un lit fluidisé circulant compact fonctionnant avec un mélange d'oxygène (70 % vol.) et de fumées recyclées (essentiellement CO_2). Seule une adaptation simple de la technologie actuelle du LFC à l'air par extrapolation des lits extérieurs est nécessaire.

Des gains importants peuvent être réalisés sur les coûts en raison d'une diminution importante de la taille de l'îlot chaudière comparée à une version LFC à l'air, ainsi que sur le système de post-traitement des fumées du type lavage aux amines. Des analyses technico-économiques préliminaires ont déjà été réalisées pour des unités de 40 et 250 $MW_{electrique}$ et un développement est en cours pour le dimensionnement d'un LFC oxy-combustion supercritique de 400 $MW_{electrique}$ et de 600 $MW_{electrique}$.

En résumé, il n'y aurait pas d'obstacle technique à l'adaptation des installations industrielles calédoniennes à une oxy-combustion, puisque ce procédé s'applique aussi bien sur une chaudière à charbon pulvérisé ou à lit fluidisé que sur une turbine à gaz. Des modifications de la géométrie interne de la chambre seraient tout de même à réaliser, en particulier pour optimiser les recirculations internes ou externes permettant la dilution des réactifs dans les produits de combustion. L'implantation de l'option d'oxy-combustion sur les centrales électriques de Doniambo et Prony serait réalisable si une pré-étude économique et énergétique validait son intérêt.

Les procédés de séparation et de captage

La séparation du CO_2 par absorption aux amines

Ce procédé consiste à capter le CO_2 au moyen d'un solvant physique ou chimique dans une phase d'absorption. Pour l'optimiser, le choix de l'amine (mol CO_2/mol amine) s'effectue en fonction de sa concentration dans la solution aqueuse, de la chaleur de la réaction et de gazéification, de la cinétique chimique, du niveau de température de régénération, de la corrosion… Le solvant est ensuite régénéré par apport énergétique et le CO_2 libéré lors de la régénération est alors compressé puis dirigé vers le lieu de stockage. Notons que des recherches sont conduites sur les amines en Australie (Csiro).

Pour espérer le déploiement du procédé de captage aux amines, il faudra améliorer les techniques permettant de réduire fortement l'énergie de régénération, réduire la taille et le coût considérable des installations de capture, limiter les pertes de solvants et, enfin, résoudre les problèmes de corrosion dus à la présence d'oxygène et de CO_2.

La séparation du CO_2 par membranes

Il s'agit d'effectuer une séparation par perméation membranaire. Les membranes sont composées de matériaux polymères ou métalliques, ou zéolithiques, et ont une épaisseur pouvant varier de quelques nanomètres à quelques millimètres. Cette technologie est difficilement applicable pour la séparation du CO_2 dans des fumées atmosphériques du fait de la trop faible pression partielle du CO_2. Pour devenir compétitif, ce système doit être utilisé sur des fumées riches en CO_2 correspondant, par exemple, au cas d'une combustion à l'air enrichi.

Les verrous restent liés au développement de nouvelles membranes plus perméables au CO_2 dont le prix et la tenue mécanique, thermique et chimique seraient améliorés. Ce procédé devient compétitif dès que les différences de pression et de concentration entre les côtés de la membrane augmentent.

La séparation du CO_2 par procédé cryogénique (procédé Armines de givrage/dégivrage)

Ce procédé consiste à givrer le CO_2 à pression atmosphérique sur des surfaces à basse température (- 120 °C) après avoir condensé la vapeur d'eau présente dans les fumées. Pour être économiquement performant, il doit être utilisé pour des fumées à haute teneur en CO_2. Son avantage est d'être applicable à des installations de combustion, existant dans tout secteur industriel. Il assure une bonne pureté du CO_2 et permet le passage direct du CO_2 solide au CO_2 liquide qui peut être introduit dans les pipelines – un avantage important du point de vue énergétique.

La séparation du CO_2 par adsorption sur un solide

Cette technique revient à adsorber le CO_2 contenu dans les fumées sur un solide en mode continu ou discontinu. Ce dernier est alors régénéré par un apport énergétique caractérisé par une élévation de la température ou par une baisse de la pression. Le CO_2 libéré lors de la régénération est dirigé

vers son stockage. Le solide régénéré est ensuite réutilisé en adsorption. La limitation principale de ce procédé tient à la sélectivité et à la capacité des absorbants ainsi qu'à la réduction des surfaces adsorbantes afin de diminuer la taille des installations.

La recherche des solides destinés à la captation du CO_2 fait toujours l'objet d'intenses recherches, aussi bien au Japon qu'aux États-Unis. L'Institut français du pétrole (IFP) possède également une grande expérience de ce type de solides pour des applications autres que la capture du CO_2. Mais, comme précédemment, des recherches restent indispensables pour minimiser le coût énergétique de la régénération et le prix de l'adsorbeur, et pour réduire la taille des installations.

Les technologies de production d'oxygène

La distillation cryogénique apparaît aujourd'hui comme la seule voie susceptible d'être appliquée pour des unités commerciales d'oxy-combustion, à l'horizon 2015. En effet, les débits requis sont très importants (ordre de grandeur : 1 000 tO_2 par jour pour une centrale au charbon de 50 $MW_{electrique}$), ce qui rend actuellement impensable l'utilisation des autres procédés. Les technologies cryogéniques existantes atteignent des tailles de 5 000 tO_2/jour, et des études de design en cours ont établi que des tailles de l'ordre de 7 000 tO_2/jour seront atteintes dans les années à venir sans rupture technologique majeure. L'accès à la production d'oxygène sur le sol calédonien est donc envisageable.

La maîtrise de la technologie de production d'oxygène pour la production d'énergie est primordiale, mais d'autres aspects jouent un rôle non moins important et doivent être intégrés à la feuille de route pour la capture du CO_2 : ce sont la fiabilité, la disponibilité et la maîtrise de l'opération, la maîtrise des risques liés à l'utilisation d'oxygène et la possibilité d'intégration plus ou moins importante de l'unité de production d'oxygène dans le schéma global de production d'énergie.

Conclusion : ces techniques de piégeage du CO_2 sont-elles applicables à la Nouvelle-Calédonie ?

Toutes ces techniques de capture de CO_2 (membranes, cryogénique, absorption aux amines ou adsorption sur un solide) sont connues, mais aucune d'elles n'a atteint un degré de maturité suffisant pour être implantée sur une

unité industrielle. Leur validation nécessite le développement de plateformes et de démonstrateurs et des efforts de recherche doivent encore être fournis. Les constructeurs devront proposer des solutions pour 2015 en livrant des centrales thermiques CO_2 Capture Ready.

Quelques filières innovantes de captage du CO_2

Le captage du CO2 par cycle calcium

Le procédé consiste à effectuer un cycle du calcium qui absorbe le CO_2 contenu dans les fumées pour former du carbonate de calcium. Ce dernier est régénéré sous forme de chaux après craquage dans un réacteur à un lit fluidisé circulant fonctionnant en oxy-combustion. Une simple condensation de l'eau conduit ensuite à un courant de CO_2 pratiquement pur qui peut ensuite être comprimé et transporté vers le lieu de stockage. Il est en outre possible de produire un ciment de type bellite à partir des pertes de produits calciques. Les avantages de cette technique sont le faible prix du calcaire, une technologie LFC bien maîtrisée et la faible quantité d'oxygène nécessaire. L'adaptation sur une installation existante est aisée.

Le procédé est encore à l'état de recherche et comporte quelques verrous liés à la durée de vie du composé calcique, au contrôle de la porosité lors des cyclages et aux écoulements de solides dans les réacteurs.

Le cycle chimique (lit fluidisé circulant)

Le domaine d'application de cette technologie est la production d'électricité avec capture *in situ* et stockage du CO_2. Il s'agit d'une combustion indirecte du charbon (ou du gaz naturel) par cycle chimique. Des solides vecteurs d'oxygène (oxydes de nickel, de fer ou de manganèse, par exemple) réalisent l'oxydation complète du combustible dans un lit fluidisé circulant en un mélange gazeux contenant principalement du CO_2 et H_2O. Une simple condensation de l'eau conduit ensuite à un courant de CO_2 pratiquement pur qui peut ensuite être conditionné et transporté. Les solides appauvris en oxygène subissent une oxydation complète dans un second LFC fonctionnant à l'air, avant d'être réinjectés dans le réacteur de combustion. Le nickel pourrait être ce vecteur d'oxygène.

La technologie du LFC CLC (Chemical Looping Combustion) est très proche de la technologie actuelle du LFC. L'oxygène est apporté sans la pénalité énergétique associée à une unité de séparation d'air et le coût d'investissement

associé à l'unité de production d'oxygène est supprimé. Les principaux verrous identifiés résident dans la mise au point d'une barrière de carbone entre les deux LFC, la durée de vie des oxydes et la méthode d'élaboration de ces oxydes à grande échelle. L'adaptation au charbon constitue un pas important du développement et de l'intérêt de la filière. Le procédé en est à un stade initial de développement, une application commerciale résidus lourds/charbon étant envisagée vers 2015.

Conclusion générale concernant le captage du CO_2 sur les sites de production d'électricité et de traitement du nickel en Nouvelle-Calédonie

L'adjonction d'unités de capture de CO_2 sur les sites de Prony et de Doniambo sera coûteuse étant donné la faible puissance des centrales, même en tenant compte des décisions prises et des investissements engagés.

Quelle adaptation possible sur les installations actuelles ?

■ *Pour la centrale de Prony à charbon pulvérisé*, malgré l'emploi de lignite pauvre en soufre, la capture par absorption aux amines ou à l'ammoniaque conduirait, sans installation de dénitrification et de désulfuration, à une pollution et une dégradation rapide du solvant. Un résultat identique serait obtenu avec des membranes qu'il serait difficile à régénérer.

La seule solution envisageable serait d'effectuer une oxy-combustion pour laquelle il serait nécessaire d'ajouter une unité de séparation de l'air en amont des brûleurs à CP et d'effectuer à nouveau un design du foyer de la chaudière, ce qui permettrait de favoriser les recirculations internes ou externes des produits de combustion afin de diluer les réactifs et de s'affranchir ainsi de la présence de zones trop chaudes. On stabiliserait ainsi un régime de combustion diluée. Les effluents privés d'azote pourraient, après conditionnement (compression, épuration), être directement transportés vers leur lieu de stockage.

■ *Pour l'usine pyrométallurgique de Doniambo*, il semble difficile de capter les effluents du four rotatif ; par contre, des systèmes de réchauffage fonctionnant au fioul pourraient être transformés en procédés électriques, à condition que la centrale électrique soit équipée d'un captage du CO_2.

Le développement d'un cycle chimique sur la future centrale de Doniambo avec zéro rejet de CO_2

La future centrale thermique à charbon pulvérisé de Doniambo présente, quant à elle, de bonnes opportunités pour intégrer un captage du CO_2. S'agissant d'un foyer à lit fluidisé circulant, le combustible et le comburant (air) sont introduits dans la chambre de combustion dont les parois sont constituées de matériaux réfractaires. Une gazéification du charbon se produit alors et il y a combustion entre ces produits de dégradation du charbon et l'air ambiant à une température de l'ordre de 920 °C. Les effluents chauds passeront alors dans une chaudière pour élever la température de la vapeur qui servira à faire fonctionner la turbine à vapeur. Notons que ce type de combustion est particulièrement bien adapté à une centrale îlienne (taille optimale pour un LFC, flexible au combustible utilisé), même si le rendement est légèrement plus faible que celui d'une flamme CP car le cycle thermodynamique s'établit avec une température légèrement plus faible.

La technique proposée est celle du cycle chimique ou *chemical looping* présentée précédemment. Le cycle thermochimique a pour principe d'oxyder dans le réacteur de combustion un combustible gazéifié par un oxyde métallique (typiquement un oxyde de nickel). Cette oxydation du combustible s'effectuant en absence d'air, les produits de combustion sont essentiellement de l'air et de la vapeur d'eau, les effluents peuvent donc être amenés vers le lieu de stockage après conditionnement. L'oxyde de métal est donc réduit en métal (le nickel) qui est amené vers un réacteur d'oxydation où le métal s'oxyde avec l'air à haute température, avant d'être à nouveau amené vers le réacteur de combustion – le cycle est ainsi bouclé.

La future centrale de Doniambo présente l'avantage de posséder déjà un LFC qui pourrait devenir le futur réacteur d'oxydation ; il suffirait donc de lui adjoindre le second LFC, identique mais de plus petite taille que le premier, et un système de transport du métal. Quant au métal lui-même, le nickel en l'occurrence, il est évidemment disponible sur le site.

Un des verrous de cette technique est la dégradation des sites d'oxydation et de réduction sur le métal, d'où une diminution des rendements du transport. Ce frein est facile à lever à Doniambo si on intègre de temps en temps dans la boucle la régénération du nickel dans les fours.

La future centrale de la SLN a donc des atouts très importants pour une transformation en cycle chimique, que nous résumerons ainsi :

- pas de remise en cause des choix déjà opérés puisqu'il s'agirait d'un réaménagement ;
- présence de nickel avec possibilité de sa régénération sur le site ;
- pas de rejets de CO_2 ;
- participation d'Eramet au développement d'une technique de captage du CO_2 ;
- offre d'un nouveau débouché international pour la régénération de nickel pollué par des produits de combustion ;
- coût énergétique et économique faible en comparaison des autres procédés de capture ;
- équipement complémentaire de taille et de coût raisonnables.

Si une action forte contre les changements climatiques était décidée dans le monde, et que la Nouvelle-Calédonie envisage effectivement de réduire ses émissions de CO_2, des actions pourraient donc être engagées, à Prony comme à Doniambo. Des aides incitatives de l'Europe, de l'État et des différents gouvernements calédoniens pourraient, le moment venu, contribuer à l'adaptation de cette technique innovante et à sa validation en pilote, à sa viabilité économique et au rayonnement international du Territoire.

Le transport du CO_2

Les seules solutions envisageables, étant donné les volumes à transporter, sont les gazoducs (pipelines) et la voie maritime en cas de stockage *off shore* ou dans un site extérieur à la Grande Terre (par exemple, dans les aquifères australiens).

Le procédé de construction des gazoducs est maintenant pleinement maîtrisé, mais des spécifications techniques pour le transport du CO_2 doivent être prises en considération. Si le CO_2 est sec et purifié, de l'acier au carbone standard est suffisant ; par contre, de l'acier inoxydable peut être nécessaire dans des conditions spécifiques pour éviter la corrosion. La pression de fonctionnement pour le transport sera de 100 à 150 bars, ce qui permet d'utiliser les technologies employées pour le gaz naturel (90 à 100 bars). Un contrôle terrestre ou aérien accompagné de mesures de pression permet de surveiller le gazoduc. Le CO_2 est acheminé soit en phase dense sous

pression soit à l'état liquide, ce qui impose des isolations thermiques et de recompressions intermédiaires. Ces technologies sont déjà utilisées en Amérique du Nord et en Norvège pour le transport sur de longues distances de CO_2.

Dans le transport maritime, le CO_2 est généralement à l'état liquide à pression modérée et à basse température comme dans les méthaniers. Le transfert de chaleur avec l'environnement au travers des parois du réservoir favorisera son évaporation et augmentera la pression, d'où la nécessité de le refroidir en permanence. Des recompressions peuvent s'avérer nécessaires pour son acheminement vers le lieu de stockage géologique.

Quelques contraintes sont inhérentes à ce type de transport, parmi lesquelles la corrosion des métaux par le CO_2, qui devient très importante en présence d'eau, ou encore la toxicité du CO_2 lors d'une fuite dès que la concentration devient supérieure à 5 % dans l'air.

Quant au coût, il pourrait être compris entre 0,5 et 10 €/100 CO_2 pour le transport par pipeline ; pour le transport par bateau, le coût est plus réduit sur les longues distances, mais dans ce cas des stockages intermédiaires sont nécessaires.

En conclusion, dans l'hypothèse d'une capture du CO_2 produit par les centrales thermiques de Nouvelle-Calédonie, et compte tenu des faibles tonnages annuels émis, il faudra envisager de regrouper les émissions et de les centraliser en un point du territoire. De là, un gazoduc pourra les conduire vers les lieux de stockage intérieurs (les sites de péridotites) et/ou vers un terminal gazier (vers un site de stockage hors de l'île).

Les technologies de conditionnement et de transport terrestre ou maritime existent, mais seront forcément assez onéreuses à mettre en place. De plus, l'effet d'échelle n'est pas bénéfique pour ces petites unités d'émission de CO_2. Le captage et le stockage du gaz carbonique (CCS) ne pourront donc pas être projetés en Nouvelle-Calédonie sans un engagement mondial en faveur d'une réduction massive des émissions des gaz à effet de serre.

La bioconversion du CO_2 par les algues

Signalons également la possibilité de valorisation des émissions de CO_2 des centrales via la bioconversion par les algues. Cela réduit les coûts de captage du CO_2 et supprime les besoins directs de stockage géologique du

CO_2 émis par les centrales. Pour optimiser le rendement de la photosynthèse les algues des bassins ou des bioréacteurs ont besoin d'un rayonnement solaire adéquat et de CO_2 en grande quantité. Or, les rejets gazeux des centrales thermiques classiques productrices d'électricité (centrales au charbon, par exemple) ont une teneur moyenne en CO_2 de 13 % contre moins de 0,4 ‰ dans l'atmosphère. Ce CO_2 est mis à barboter dans les bassins ou réacteurs, puis assimilé par les algues. Les algues peuvent ainsi produire davantage de biomasses par unité de surface au sol. Cela permet de traiter en même temps des eaux usées. Les biomasses ou molécules ainsi produites par les algues peuvent ensuite être utilisées pour réduire les consommations d'énergie fossile, donc indirectement les émissions nettes de CO_2. Mais cela ne permet pas de réduire directement les émissions de CO_2. Il ne s'agit donc pas ici d'une voie d'élimination du CO_2 comparable au stockage géologique du CO_2, mais d'une voie de bioconversion de l'énergie solaire analogue à celle des plantes terrestres cultivées puis récoltées. Le métabolisme des algues peut aussi être orienté pour optimiser la fabrication de molécules éventuellement utilisables directement comme biocarburant. S'il n'y avait que du gaz carbonique pur à la sortie des centrales, les mêmes réacteurs pourraient être utilisés pour fabriquer des molécules à haute valeur ajoutée ou des aliments. On explore ces voies depuis le second choc pétrolier. Les triglycérides, que les algues peuvent produire, peuvent théoriquement être transformées en huiles végétales brutes ou en biodiesel. Le rendement de bioconversion par hectare est toutefois plus élevé que pour les végétaux supérieurs de plein champ, mais suppose des investissements également plus élevés. Ces filières n'ont, jusqu'ici, encore jamais pu être mises en œuvre industriellement pour la production d'énergie, faute d'avoir pu devenir économiquement compétitives avec les productions classiques de biomasses végétales. L'intérêt renouvelé pour ces filières orientées vers la production de biocarburants est cependant réapparu récemment dans plusieurs pays industrialisés. Un nouveau bioréacteur permettant également de piéger une partie des émissions de NOx dans les algues a été mis au point (cf. « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie », p. 115). Divers types d'algues sont sélectionnés pour leur aptitude à capter le CO_2 et en même temps pour leur résistance aux poisons que peuvent contenir les effluents de combustion des centrales. Des améliorations techniques devront cependant encore être apportées pour se rapprocher des limites de rendements de la photosynthèse et améliorer la conversion de ses produits.

S'il faut recourir à la transgenèse pour accroître les rendements, le risque éventuel de diffusion de ces organismes dans l'environnement devra également être pris en considération. Les diverses étapes de la mise au point de cette technologie en sont encore aux premiers stades de la recherche fondamentale. Avant de pouvoir être diffusée, cette filière devra encore bien progresser. Un prix élevé de la tonne de CO_2 non émise pourrait cependant aider à la rendre plus rapidement compétitive.

Comment la Nouvelle-Calédonie pourrait-elle tirer parti de son contexte géologique en matière de recherche et d'expérimentation sur les technologies de stockage de CO_2 ?

Il existe trois options potentielles pour le stockage de CO_2 :

■ *L'immersion de CO_2 (liquide) dans l'océan profond* : elle soulève des difficultés quant à son efficacité, son coût, son impact sur l'environnement et sur la pérennité du stockage. Les techniques en sont encore au stade de la recherche.

■ *Le stockage par séquestration minérale ex situ (carbonatation minérale à partir de déchets)* : ce procédé, qui consiste à fixer industriellement le CO_2 dans des carbonates inorganiques, en est au stade de la démonstration (site pilote) et demande de l'énergie pour la carbonatation ainsi que la construction d'usines pour réaliser cette opération.

■ *Le stockage dans les formations géologiques* : cette option propose des pistes paraissant actuellement plus proches de la possibilité de mise en œuvre. Au plan mondial, plusieurs projets sont arrivés à maturité technique, mais ne sont encore, faute d'un prix de la tonne de CO_2 émise suffisamment élevé, économiquement réalisables que pour obtenir, par exemple, une exploitation plus complète des gisements de pétrole. L'Australie fait partie des cinq pôles mondiaux importants développant des recherches sur le stockage géologique.

Bref aperçu du contexte géologique de la Nouvelle-Calédonie

L'archipel de la Nouvelle-Calédonie se situe dans la zone de transition entre le domaine continental australien et le domaine océanique de la plaque

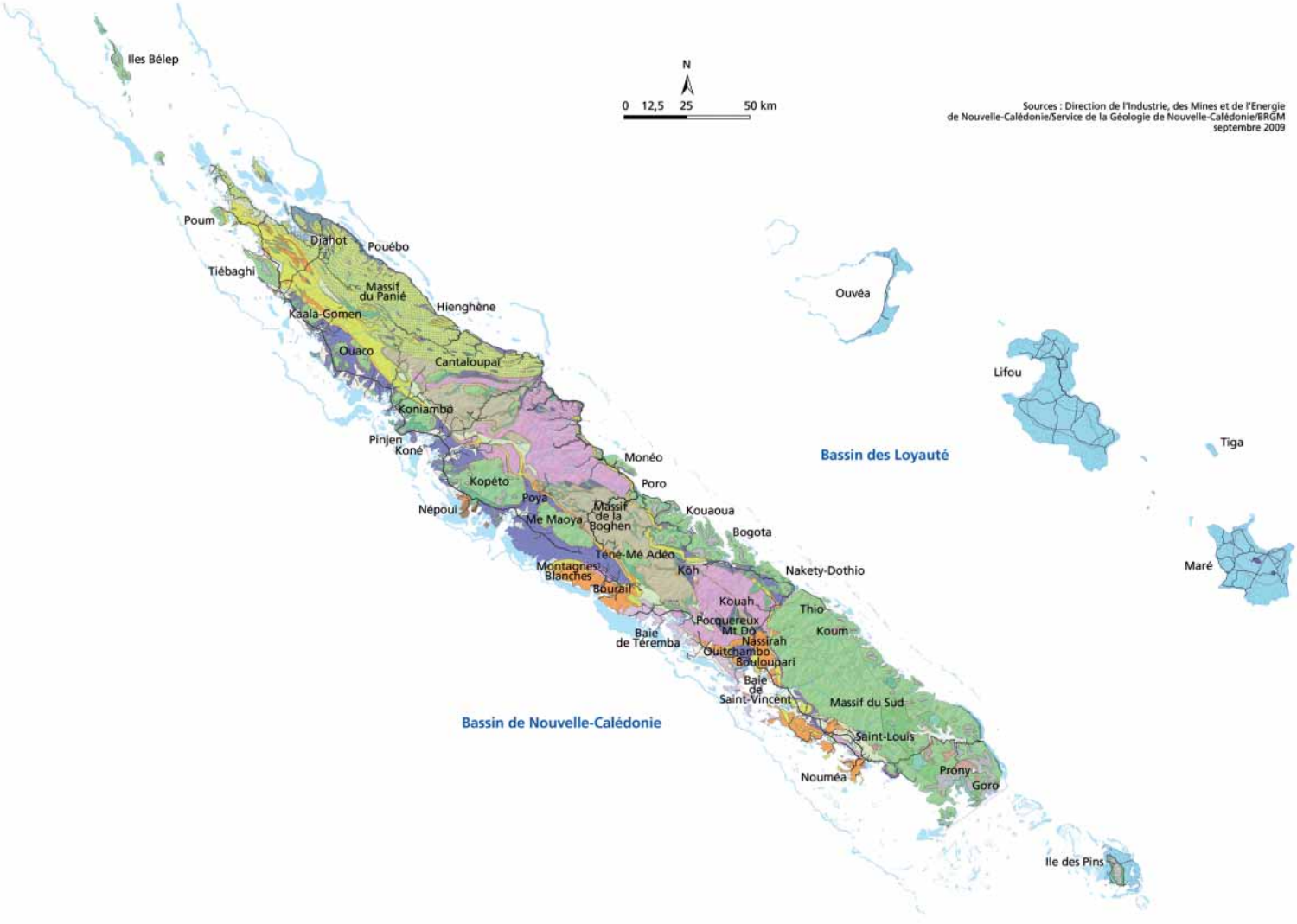
Pacifique. L'île de la Nouvelle-Calédonie (la Grande Terre) correspond *pro parte* à la partie émergée et septentrionale de la ride de Norfolk (figure 10) qui n'est autre qu'un lambeau de la marge orientale du super-continent Gondwana s'étant séparé de l'Australie il y a environ cent millions d'années. Plus au nord, la Ride des Loyauté est constituée d'anciens édifices volcaniques ennoyés et recouverts par d'importants dépôts carbonatés récifaux. Ces deux unités insulaires sont jalonnées de bassins sédimentaires ayant un potentiel économique en cours d'évaluation.

La présence de massifs de péridotites et de basaltes

L'histoire géologique de la Nouvelle-Calédonie, quoique complexe, est relativement bien connue. La Grande Terre résulte de l'émersion d'un prisme orogénique (chaîne de montagne) qui s'est formé entre 36 et probablement 28 millions d'années, en se propageant vers l'ouest dans un contexte géodynamique de subduction-obduction. Cette obduction s'est manifestée de façon spectaculaire par le chevauchement vers le sud-ouest de la lithosphère océanique du bassin des Loyauté sur la Grande Terre. Les témoins de ce chevauchement correspondent aux restes d'une nappe de péridotites qui s'enracine sous le bassin des îles Loyauté et que l'on retrouve donc sous une faible épaisseur de sédiments le long de la côte est. Cette nappe de péridotites recouvre encore aujourd'hui une partie de l'île de la Nouvelle-Calédonie et en fait sa richesse et son originalité. Les péridotites constituent aujourd'hui d'importants massifs qui représentent un tiers de la Grande Terre (5 500 km^2) et sont répartis dans le sud et sur la côte ouest. Le massif du sud est le plus grand massif du monde après celui d'Oman ; il pourrait atteindre par endroits 3 000 m d'épaisseur.

Cette abondance exceptionnelle de roches ultrabasiques est non seulement à l'origine de réserves considérables de nickel et de cobalt, mais peut aussi contribuer au stockage géologique de CO_2 via la carbonatation.

Sur la côte ouest, la nappe des péridotites chevauche l'unité géologique de Poya qui correspond à un empilement d'écailles chevauchantes de croûte océanique et est constituée à 95 % par des basaltes (cette unité est appelée aussi nappe des basaltes). Ces basaltes ont une extension importante et affleurent sur la moitié nord de la côte ouest.


Iles Bélep
N
0 12,5 25 50 km
Sources : Direction de l'Industrie, des Mines et de l'Energie
de Nouvelle-Calédonie/Service de la Géologie de Nouvelle-Calédonie/BRGM
septembre 2009
Poum
Djahot
Pouébo
Tiébaghi
Massif du Panié
Hienghène
Kaala-Gomen
Ouaco
Cantaloupai
Koniambo
Pinjen
Koné
Monéo
Kopéto
Poro
Poya
Népoui
Me Maoya
Massif de la Boghen
Kouaoua
Bogota
Téné-Mé Adéo
Montagnes Blanches
Kôh
Nakety-Dothio
Bourail
Kouah
Thio
Pocquereux
Mt Do
Koum
Baie de Téremba
Nassirah
Ouitchambo
Bouloupari
Baie de Saint-Vincent
Massif du Sud
Saint-Louis
Nouméa
Prony
Goro
Ile des Pins
Ouvéa
Lifou
Tiga
Maré
Bassin des Loyauté
Bassin de Nouvelle-Calédonie

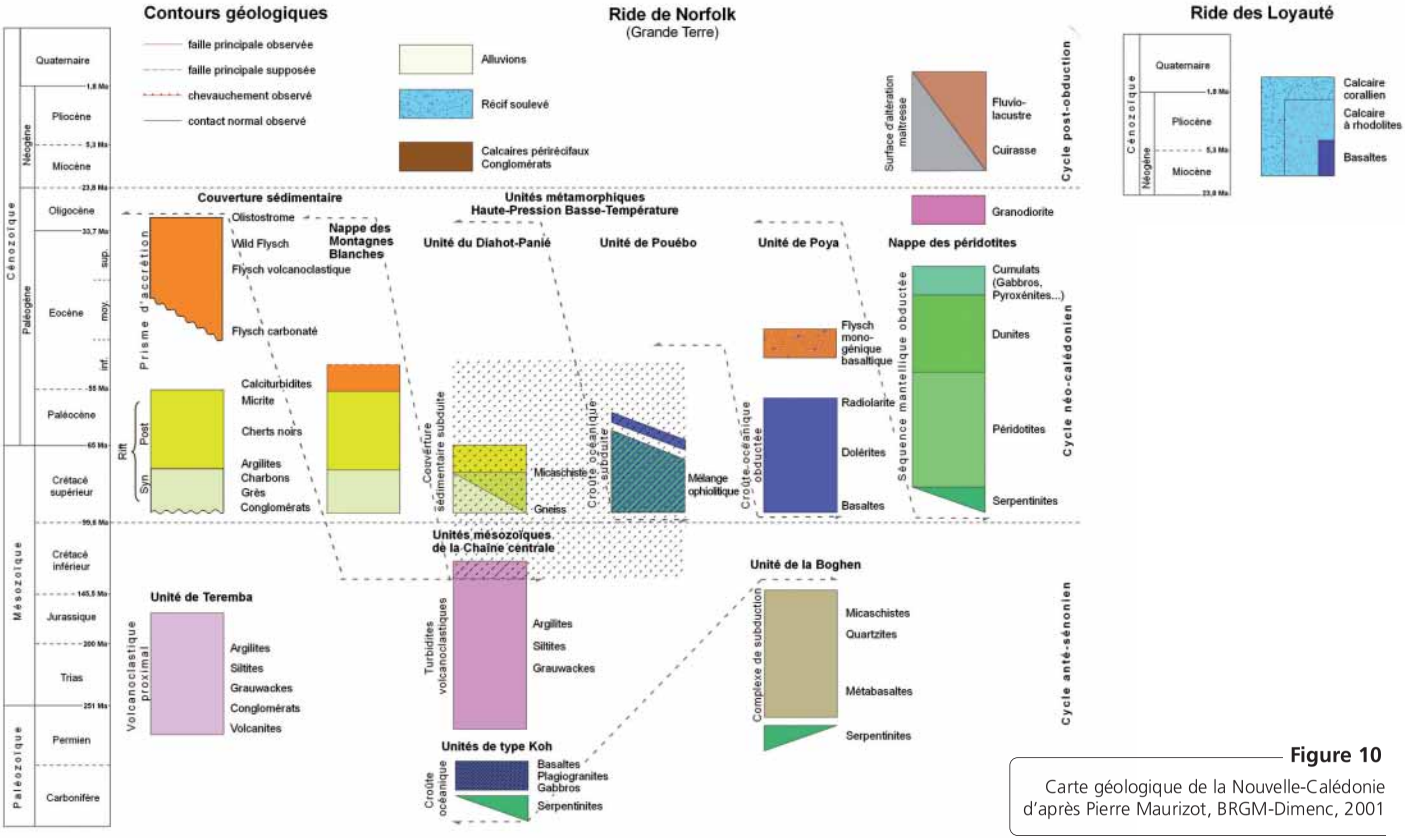


Figure 10

Carte géologique de la Nouvelle-Calédonie d'après Pierre Maurizot, BRGM-Dimenc, 2001

Les massifs de péridotites représentent un tiers de la surface de la Grande Terre et sont situés à proximité des centres d'émission de CO_2. L'unité de Poya qui jalonne une grande partie de la côte ouest comprend essentiellement des basaltes (95 %) propices, eux aussi, au stockage de CO_2.

Des bassins sédimentaires importants et peu connus

Sur la bordure ouest, et à l'ouest de la Grande Terre, les bassins sédimentaires associés à l'orogenèse néo-calédonien, bien que reconnus pour leur potentiel pétrolier, restent sous-explorés. Ces bassins sédimentaires représentent un important potentiel pour le piégeage de CO_2 puisqu'ils sont susceptibles de renfermer de futurs gisements pétroliers et des aquifères salins.

Le stockage de CO_2 dans les formations géologiques : état de l'art

Les solutions de stockage géologique de CO_2 les plus conventionnelles que l'on trouve dans les bassins sédimentaires en sont déjà au stade commercial lorsqu'elles apportent par ailleurs un autre gain que celui du stockage du CO_2. Parmi ces solutions, on peut d'emblée éliminer en Nouvelle-Calédonie la récupération assistée de méthane dans une couche de houille ; en effet, les gisements de charbon n'y sont pas assez importants pour appliquer ce procédé.

En revanche, on peut ajouter aux options de stockage géologique envisageable sur le Territoire la séquestration minérale *in situ* dans des roches basiques (basaltes) ou ultrabasiques (péridotites). Cette option, moins conventionnelle, en est au stade de la recherche et de la démonstration (deux sites pilotes au monde) et pourrait trouver en Nouvelle-Calédonie un excellent terrain d'expérimentation, dont les résultats pourraient alimenter les réseaux de recherche internationaux.

La séquestration géologique dans les bassins sédimentaires

Les bassins sédimentaires représentent de nos jours le potentiel de stockage le plus important à l'échelle planétaire. Des projets commerciaux ou de démonstration ont été lancés par l'industrie pétrolière, ces dernières années, en partenariat avec des réseaux de recherche nationaux et internationaux. Leur répartition à travers le monde est encore assez hétérogène.

Les gisements d'hydrocarbures

Les réservoirs de pétrole et de gaz (roches poreuses) ont prouvé leur étanchéité pendant plusieurs millions d'années ; ils sont donc susceptibles de pouvoir être utilisés pour le stockage de CO_2. On connaît d'ailleurs des gisements naturels découverts lors de forages d'exploration pétrolière et

exploités industriellement (par exemple, le gisement de Montmirail dans la Drôme). Les gisements d'hydrocarbures constituent pour le moment l'option de stockage géologique la plus facile à mettre en œuvre et la plus économique.

Le stockage de CO_2 dans un champ de pétrole avec récupération assistée

La technologie d'injection du CO_2 est déjà connue par l'industrie pétrolière qui pratique la récupération assistée de pétrole (RAP) depuis le début des années 1970. Le CO_2 est injecté dans les gisements en cours d'exploitation pour réduire la viscosité du pétrole. À la fin du cycle de récupération de l'énergie, le CO_2 peut être emprisonné au lieu d'être libéré dans l'atmosphère. Parmi les sites de stockage en cours d'activité, l'un des plus importants est le projet commercial Weyburn au Canada – un projet international commencé en 2000 sous l'égide de l'AIE – où 3 000 à 5 000 tonnes de CO_2 sont injectées chaque jour. Ce projet, auquel participent aussi l'Union européenne et Total, doit durer 15 ans et permettre de stocker définitivement plus de 20 millions de t de CO_2 tout en récupérant 130 millions de barils de pétrole.

Le stockage de CO_2 dans les anciens champs de gaz épuisés ou déplétés

Les anciens gisements de pétrole ou de gaz épuisés ou en phase de déclin (déplétés) constituent aussi des sites de stockage économiquement très intéressants. Plusieurs projets pilotes sont en cours d'expérimentation au niveau mondial pour essayer de démontrer la fiabilité et la pérennité de ce type de stockage géologique à long terme. En France, le premier projet pilote vient de démarrer dans l'ancien gisement de gaz de Lacq (Pyrénées) où 15 000 t de CO_2 seront injectés pendant deux ans dans un réservoir déplété. Le projet est piloté par Total qui s'est entouré de la communauté scientifique française (IFP, BRGM, Cregu, CNRS, Université). Dans le même ordre de grandeur, l'Australie a démarré, en 2008, le projet pilote d'Otway (*CO_2CRC Otway Project*) considéré comme un des plus démonstratifs au monde par l'AIE pour la qualité du monitoring mis en place (100 000 t de CO_2 y seront injectés pendant deux ans). L'AIE évalue par ailleurs les capacités de stockage de gisements d'hydrocarbures épuisés ou déplétés à 920 Gt de CO_2.

Les recherches en cours, financées par les compagnies pétrolières et le domaine public, mettent l'accent sur les outils et techniques de surveillance de l'étanchéité des sites de stockage (fuites dans les forages, étanchéité de la couverture). On estime actuellement que les fuites ne doivent pas dépasser 1 % du CO_2 total stocké pendant 1 000 ans.

Les aquifères salins

De même que les gisements pétroliers, les aquifères salins profonds se rencontrent dans les bassins sédimentaires en mer et en terre ferme, mais ils sont beaucoup plus nombreux et à des profondeurs moins importantes. Le CO_2 injecté dans le réservoir reste séquestré par piégeage hydrodynamique, par solubilité dans les fluides en place, et par minéralisation. Les aquifères doivent se situer à plus de 1 000 m de profondeur, afin de permettre le stockage de CO_2 à l'état supercritique.

Les programmes de recherche les concernant sont moins avancés que ceux qui portent sur les gisements d'hydrocarbures, mais plusieurs projets de démonstration sont déjà en cours. Une première expérience commerciale de stockage d'1 million de t de CO_2 par an a été lancée en mer du Nord, en 1996, par le pétrolier norvégien *Statoil* (projet européen Sleipner). Le deuxième projet commercial le plus connu est celui de In-Salah en Algérie (BP, Sonatrach, Statoil), débuté en 2004, où le CO_2 provenant de l'exploitation du gaz naturel est réinjecté (1,2 million de t/an) dans l'aquifère du champ de gaz en production, ce qui en fait l'unique projet de ce type au monde. En France, c'est le bassin sédimentaire de Paris qui a été retenu pour réaliser une première évaluation du potentiel de stockage en aquifère avant de lancer un projet de démonstration.

Comme pour les gisements d'hydrocarbures, les recherches sur les aquifères salins portent surtout sur le comportement à long terme du stockage, mais les incertitudes concernant leur étanchéité sont plus importantes. Selon l'AIE, les aquifères profonds offrent les plus importantes capacités de stockage de CO_2 au niveau mondial (400 et 10 000 Gt).

Les bassins sédimentaires de Nouvelle-Calédonie présentent un potentiel considérable

La présence de bassins sédimentaires sur la côte ouest de la Nouvelle-Calédonie est incontestablement un avantage. Ces bassins se trouvent relativement près des centres d'émission de CO_2 ; ils contiennent forcément des aquifères salins, mais restent sous-explorés. Le contexte géologique est relativement bien connu, mais il faudra attendre de nouvelles campagnes d'exploration pétrolière pour disposer d'une bonne évaluation du potentiel de stockage.

Si des gisements d'hydrocarbures sont découverts lors des activités d'exploration prévues à court et à moyen termes, des stockages géologiques de CO_2 pourraient être envisagés à moindre coût par récupération assistée de pétrole dans un premier temps, puis dans les gisements déplétés. La découverte de gisements d'hydrocarbures sur la côte ouest de la Nouvelle-Calédonie, près des centres d'émission de CO_2, n'est pas exclue. On connaît déjà l'anticlinal de Gouaro où a été détectée une petite accumulation de gaz dans des réservoirs de faible qualité. D'autres structures comparables doivent exister sur la côte ouest, à mettre en évidence par de nouvelles campagnes d'exploration. Dans le cas de gisements plus lointains, qui restent à découvrir dans les bassins sédimentaires *off shore* de la ZEE de Nouvelle-Calédonie, il faudra envisager des moyens de transport de CO_2 sous forme liquide par voie maritime, ce qui est aussi réalisable (selon le Giec, une distance de 300 km entre le site d'émission et le site de stockage reste raisonnable), mais à des coûts plus élevés.

La séquestration minérale *in situ* dans les roches basiques et ultrabasiques

L'idée de transformer le CO_2 par minéralisation s'appuie sur l'observation du processus de formation des roches carbonatées dans la nature, qui se déroule sur des échelles de temps géologiques. À la suite d'interactions entre fluides aqueux et fragments de roches silicatées, le calcium et le magnésium, dissous dans un premier temps, précipitent ensuite en présence de gaz carbonique sous forme de carbonates et de magnésite. On sait reproduire artificiellement ces réactions naturelles, ce qui a conduit aux différentes pistes de recherche de séquestration minéralogique de CO_2.

La séquestration minéralogique *in situ* consiste donc à injecter du CO_2 dans des roches basiques (basaltes) ou ultrabasiques (péridotites), de manière à ce qu'il reste piégé naturellement sous forme minérale par carbonatation (transformation des roches en carbonates). D'importantes études expérimentales sont en cours pour quantifier les vitesses de minéralisation et l'efficacité du procédé. Les recherches portent aussi sur le potentiel de micro-organismes vivant à grande profondeur et pouvant améliorer la minéralisation. S'il fonctionne, ce procédé aura l'avantage d'être un des plus économiques et de stabiliser la séquestration du CO_2 pendant des millions d'années. En outre, avec cette option de stockage, on s'affranchit des risques de fuites

qui constituent le problème majeur de la séquestration gazeuse dans les gisements pétroliers ou les aquifères salins.

La séquestration dans les basaltes

Les premières études sur la séquestration minérale *in situ* ont porté sur les roches basiques, en particulier sur les basaltes qui sont les roches les plus réactives pour la séquestration minéralogique de CO_2. On sait que les roches basaltiques affleurant sur la planète consomment par processus d'altération du CO_2 atmosphérique Elles ne représentent que 5 % des surfaces continentales. Il existe actuellement deux sites pilotes au monde où le CO_2 est injecté dans des basaltes contenant des aquifères. Le premier, le BSCSP Project, est aux États-Unis dans l'État de Washington – il a démarré en 2008, mais rencontre actuellement des problèmes opérationnels.

Le second projet est situé en Islande (90 % de basaltes), pays comparable à la Nouvelle-Calédonie en nombre d'habitants. Ce projet de démonstration, Hellisheidi CO_2 Injection Pilot Study, est financé par la compagnie Reykjavik Energy qui en fait bénéficier un consortium de recherche constitué de laboratoires islandais, nord-américains et français (LMTG, Toulouse). Le CO_2 provenant d'une centrale géothermique est réinjecté, sous forme dissoute dans de l'eau froide, dans les basaltes, à une profondeur de 400 à 800 m et en réutilisant des forages d'exploration. Il est ainsi prévu, à partir d'août 2009, d'injecter 32 000 t de CO_2 par an dans ce laboratoire naturel. Si elle s'avère effective, la technologie pourra s'exporter dans d'autres régions basaltiques du monde.

Elle pourrait trouver naturellement une application en Nouvelle-Calédonie qui possède une surface importante de basaltes répartie sur la moitié nord de la côte ouest. À noter que le projet de Koniambo (KNS) est situé tout près des affleurements de basaltes.

La séquestration dans les péridotites

Les recherches réalisées sont beaucoup moins avancées que dans le cas des basaltes, probablement car les massifs de péridotites sont beaucoup moins importants dans le monde. Il n'existe pas encore de projet pilote, mais de récentes découvertes scientifiques réalisées par le Lamont–Doherty Earth Observatory de l'université de Columbia (New York, États-Unis), dans le massif de péridotites d'Oman, montrent l'importance du potentiel de la séquestration minéralogique des roches ultrabasiques. Les chercheurs estiment

qu'un procédé de carbonatation à 3 km de profondeur, très économique après son initialisation, pourrait permettre de stocker jusqu'à 1 Gt de CO_2 par an dans le massif de péridotites d'Oman. Ils insistent également sur le potentiel des péridotites de Nouvelle-Calédonie et de Papouasie-Nouvelle-Guinée qui, comme en Oman, se prolongent en mer sous une faible tranche de sédiments et sont accessibles à 3 km de profondeur. Il est évident que ce procédé nécessitera la réalisation d'un site pilote dans une de ces trois régions du monde. Ajoutons que, par rapport à la séquestration minéralogique *ex situ*, cette option nécessite moins d'énergie, n'occasionne pas de transport de matériel (roches) et pourrait donc s'avérer beaucoup plus économique.

Là aussi, la Nouvelle-Calédonie a des avantages certains : elle possède, après celui d'Oman, le deuxième plus grand massif de péridotites au monde qui peuvent être atteintes à 3 km de profondeur, dans une zone où le procédé proposé par l'université de Columbia pourrait être appliqué.

Comment la Nouvelle-Calédonie peut-elle tirer parti de son contexte géologique ?

La séquestration géologique dans les bassins sédimentaires

Il n'y a pas d'expérience en matière d'exploitation pétrolière et gazière en Nouvelle-Calédonie, mais il existe un réel potentiel de sites d'entreposage dans les bassins sédimentaires de sa côte ouest et de sa ZEE *deep off shore*. Il est fort probable que des campagnes d'exploration s'effectuent à moyen et court termes. Ces campagnes impliqueront la réalisation de forages qui pourraient découvrir des gisements d'hydrocarbures ou, dans le pire des cas, des aquifères salins.

Dans le cas de gisements, le CO_2 pourrait être stocké lors de récupération assistée de pétrole et/ou dans les aquifères salins qui se situent au contact des hydrocarbures. *La Nouvelle-Calédonie doit être prête à négocier avec les compagnies pétrolières internationales cette option de stockage géologique dès que des campagnes d'exploration seront lancées dans sa ZEE.* Le stockage en aquifère salin nécessitera une phase de démonstration, les éventuels projets pourront faire appel à des financements européens et à des labellisations internationales (AIE). Le CO_2CRC d'Australie pourrait être un excellent partenaire pour mener ces recherches, en particulier sur la Ride de Lord Howe, cible d'exploration commune à l'Australie et la Nouvelle-Calédonie.

Avant cela, la Nouvelle-Calédonie peut continuer à promotionner le potentiel pétrolier de ses bassins sédimentaires, et *leur potentiel en termes de stockage géologique de CO_2,* qui peut intéresser les pays voisins. Ainsi, le service de la géologie de Nouvelle-Calédonie (Dimenc), qui a su très bien mettre en valeur l'intérêt économique de ses bassins sédimentaires, devrait inclure cette plus-value dans ses actions de promotion. Il pourrait pour cela intégrer les réseaux nationaux de recherche français (Club CO_2), européens (CO_2GeoNet) et de la région Asie-Pacifique (CO_2CRS australien).

Les bassins sédimentaires les plus attrayants du point de vue économique sont les bassins de la côte ouest puisqu'ils sont relativement proches des sites d'émission de CO_2 et facilement accessibles. L'anticlinal de Gouaro qui a déjà été foré peut être une cible de stockage intéressante malgré l'évaluation pétrolière peu encourageante qui en a été faite. Une étude à moindre coût pourrait s'envisager, en révisant et en synthétisant les données acquises jusqu'à maintenant pour réaliser des modélisations prédictives de stockage, en collaboration avec l'IFP et le BRGM qui sont des spécialistes mondiaux dans ce domaine.

Dans le cas de cibles de stockage *off shore,* des problèmes demeurent qui sont liés à l'éloignement et aux coûts des forages. D'après le Giec, l'éloignement des sites d'émission de CO_2 reste néanmoins raisonnable s'il ne dépasse pas 300 km. Des installations et des moyens de transport maritime de CO_2 sous forme liquide pourraient donc être concevables.

La séquestration minéralogique *in situ* dans les basaltes

La séquestration minéralogique *in situ* dans des basaltes peut être envisagée en Nouvelle-Calédonie puisqu'une importante unité de basaltes jalonne la moitié nord de la côte ouest de la Grande Terre. Il faudra attendre les résultats des sites pilotes nord-américains (BSCSP Project) et islandais (Hellisheidi CO_2 Injection Pilot Study) pour vérifier si ce procédé est exportable à la Nouvelle-Calédonie. En attendant, il serait judicieux de commencer à évaluer le potentiel des basaltes de la côte ouest de la Grande Terre par des expériences en laboratoire. Ce type de recherche est à la hauteur des financements proposés par le programme ANR, « Captage et stockage du CO_2 », qui devrait relancer un appel d'offre prochainement sur la séquestration de CO_2. Ce projet pourrait impliquer la Dimenc, l'université de Nouvelle-Calédonie, le BRGM, l'IFP et des laboratoires de recherche français, comme le LMTG (université de Toulouse),

qui sont à la pointe dans ce domaine. Ils devront se faire avec l'appui financier de groupes comme Eramet et Xstrata.

Du point du vue de la maturité des procédés, l'option « basaltes » se situe entre les options « bassins sédimentaires », déjà au stade opérationnel dans certaines conditions, et l'option « péridotites » qui en est encore au stade de la recherche et attend un site pilote. Un des avantages de la séquestration dans les basaltes est qu'elle nécessite des forages moins profonds (400-800 m) que la séquestration dans les péridotites (3 000 m). Un second avantage est la situation de la future centrale de Koniambo (projet KNS) très proche des affleurements de basaltes. Vu l'intérêt que porte la Province Nord aux problèmes environnementaux, cette solution devrait fortement intéresser la future centrale de Koniambo qui pourrait intégrer captage et stockage de CO_2, d'autant que le groupe Xstrata, actionnaire à 49 % du projet Koniambo, est partenaire du CO_2CRC australien et déjà impliqué dans les recherches sur le stockage de CO_2 de la région. Il a d'ailleurs déjà investi 30 millions de dollars dans l'Otway Pilot Project, en Australie.

La séquestration minéralogique *in situ* dans les péridotites

La séquestration minéralogique *in situ* dans les péridotites est l'option de stockage la plus séduisante au niveau de la recherche et de l'expérimentation. Même si les recherches en sont à un stade de maturité beaucoup moins avancé que l'option « bassins sédimentaires », si ce procédé s'avère fiable et efficace, la Nouvelle-Calédonie sera au premier rang mondial pour en bénéficier. L'opération pourrait même être moins coûteuse que d'autres options. Les capacités de stockage mises en évidence par l'université de Columbia, dans les péridotites d'Oman sont comparables à celles de la Nouvelle-Calédonie. Comme le soulignent les chercheurs, il ne manque plus qu'un laboratoire naturel pour passer du stade de la recherche à celui de la démonstration.

Avec son contexte géologique et ses sites d'émission de CO_2, la Nouvelle-Calédonie réunit toutes les conditions pour mettre en place un site pilote collaboratif, comparable à celui de Hellisheidi en Islande. Ce projet pilote doit se faire sur la côte est de la Grande Terre, si l'on en croit les spécialistes de l'université de Columbia qui préconisent des forages en mer pour trouver des zones de stockage dans des péridotites à 3 km de profondeur. L'enracinement des massifs de péridotites sur la côte est dans le bassin des Loyauté a déjà été montré par des campagnes de géophysique marine. Un tel

projet doit être financé par le gouvernement et les industries responsables des émissions de CO_2, comme c'est le cas en Australie. Au plan européen, les électriciens producteurs de CO_2 n'hésitent pas à s'impliquer et à cofinancer des travaux sur toute la chaîne de capture et de séquestration.

Un projet pilote de séquestration de CO_2 dans les péridotites de la Grande Terre serait donc une occasion unique pour valoriser une fois de plus le contexte géologique de la Nouvelle-Calédonie et apporter un nouveau site expérimental (le troisième au monde en séquestration minéralogique *in situ*, et le premier dans des péridotites) aux réseaux de recherche internationaux. L'absence de données pétrophysiques et géophysiques sur ces formations rend actuellement délicate l'estimation de leurs capacités réelles en volumes de stockage de CO_2. Comme pour les basaltes, des études préliminaires devraient être entreprises, via les appels d'offres de l'ANR.

L'intérêt du stockage du CO_2 en Australie

Avec les États-Unis, le Canada, l'Europe et le Japon, l'Australie fait partie des cinq pôles importants qui développent des recherches sur le stockage géologique. L'Australie fait du CCS (Carbone Capture and Storage) une priorité nationale et a créé le CO_2CRC (The Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies), une *joint-venture* entre industrie, gouvernement, universités et centres de recherches australiens et étrangers. Ces recherches ont pour but de réduire les coûts du CCS et de montrer sa fiabilité et son efficacité, en particulier en Australie et en Nouvelle- Zélande. Parmi les différentes options d'élimination du CO_2, l'Australie a choisi le stockage géologique dans les bassins sédimentaires à terre ou près de ses côtes. Elle souhaite être à la pointe et exporter son savoir-faire dans ce domaine.

L'Australie a un projet pilote opérationnel depuis 2008, qui est considéré comme un des plus démonstratifs au monde, le CO_2CRC Otway Project où 100 000 tonnes de CO_2 vont être injectées pendant deux ans dans un gisement de gaz déplété avec un important programme de surveillance. Le même type d'opération vient d'être mis en route par Total dans les Pyrénées françaises (gisement de Lacq). Parallèlement, deux autres projets arrivés à maturité pour le stockage géologique devraient être lancés prochainement en Australie. Le premier projet australien « charbon propre » ZeroGen, projet de démonstration sur la côte est, capturera le CO_2 produit par la gazéification

de charbon et le transportera grâce à un gazoduc de 220 km sur un site de stockage géologique plus à l'intérieur des terres (début du projet prévu pour 2012). Sur la côte ouest, un projet industriel de LNG (Gorgon Project), planifié par les compagnies Chevron, Shell et Exxon, prévoit d'injecter 3,3 millions de t de CO_2 par an dans un aquifère salin près de l'île de Barrow, soit un total de 125 millions de t pour toute la vie du projet ; la phase de construction des installations doit commencer fin 2009 et durera 5 ans.

L'Australie s'investit donc considérablement dans des projets de recherche et développement sur le stockage géologique de CO_2 dans les bassins sédimentaires et est en train de devenir un leader mondial dans ce domaine. *La Nouvelle-Calédonie aurait donc tout intérêt à rejoindre le réseau CO_2CRC dans lequel la Nouvelle-Zélande est également fortement impliquée.* Bien que se trouvant à un stade de connaissance beaucoup moins avancé, les bassins sédimentaires de la côte ouest de Nouvelle-Calédonie présentent un intérêt certain pour le stockage géologique, au même titre que les bassins australiens.

Lors des probables campagnes d'exploration pétrolière qui seront réalisées sur la ride de Lord Howe qui s'étend sur les ZEE d'Australie et de Nouvelle-Calédonie, le CO_2CRC sera certainement intéressé par l'évaluation des possibilités de stockage de CO_2.

Mutualiser l'expérience néo-calédonienne de séquestration minéralogique du CO_2 ?

Le CCS est un défi planétaire vis-à-vis duquel la France souhaite jouer un rôle important dans l'organisation de la recherche et la promotion de solutions technologiques. Si la Nouvelle-Calédonie se lance dans la réalisation d'un site pilote de séquestration de CO_2 dans les péridotites, les résultats des travaux seront des éléments de référence dont bénéficieront les différentes équipes de recherche internationales et les industriels.

L'exportation du savoir-faire pourrait se faire en particulier avec l'Oman, où les péridotites pourraient stocker le CO_2 émis par de nouvelles centrales électriques fonctionnant au gaz naturel provenant du Golfe. La côte ouest des États-Unis est également intéressée par cette option de stockage, comme le montrent les travaux de l'université de Columbia. La Papouasie-Nouvelle-Guinée possède des massifs de péridotites comparables à ceux d'Oman et de

Nouvelle-Calédonie par leur superficie et leur contexte tectonique (présence de péridotites en mer sous faible tranche de sédiments, rendant accessible des zones de stockage à 3 km de profondeur) : elle pourrait, de la même manière, envisager cette option de séquestration le moment venu. Enfin, d'autres régions du monde comme les Balkans présentent aussi d'importants massifs de péridotites.

Conclusion

Par son contexte géologique, la Nouvelle-Calédonie a la possibilité de s'investir dans trois pistes de recherche pour la séquestration de CO_2.

■ *L'option des bassins sédimentaires* : les bassins sédimentaires de la côte ouest de la Grande Terre présentent probablement des cibles de stockage (aquifères salins, gisements d'hydrocarbures à découvrir) facilement accessibles, proches des centres d'émission de CO_2. Les recherches doivent se faire avec l'industrie pétrolière et seront donc conditionnées par la reprise de l'exploration de ces bassins. Elles peuvent être menées en partenariat avec le réseau CO_2CRC australien qui se spécialise dans ce type de séquestration en mettant en place des sites de démonstration et, bientôt, des projets commerciaux dans les bassins sédimentaires des côtes australiennes.

■ *L'option de la séquestration minéralogique dans des basaltes* : elle serait particulièrement intéressante pour le projet Koniambo (KNS) situé non loin des affleurements de ces roches basiques. Il faudra attendre les résultats des deux sites de démonstration, nord-américain et islandais, pour confirmer la fiabilité du procédé. En attendant, des études préliminaires peuvent être menées pour étudier les potentialités des basaltes de la côte ouest (études de terrain et de laboratoire).

■ *La mise en place d'un site pilote collaboratif de séquestration minéralogique dans les péridotites* est envisageable et mettrait la Nouvelle-Calédonie en avant sur la scène internationale. Ce site devrait se trouver sur la côte est pour obtenir les conditions optimales de séquestration (stockage dans des péridotites à 3 km de profondeur). Il serait le troisième site de démonstration de séquestration minéralogique *in situ* dans le monde et le premier dans des péridotites. Si ce procédé s'avère fiable et efficace, le savoir-faire est exportable dans plusieurs régions du monde, en particulier en Oman où l'industrie pétrolière installe des centrales électriques au gaz naturel.

L'utilisation éventuelle des biomasses ligno-cellulosiques importées et produites localement pour substituer du charbon dans la production de nickel

Quelle est la possibilité de réduire les émissions de GES en remplaçant le charbon par d'autres sources d'énergie, en particulier par des biomasses ligno-cellulosiques ? Celles-ci devraient sans doute être importées en grande partie, mais aussi reposer pour une petite part sur des productions locales, éventuellement grandissantes si l'aménagement du territoire néo-calédonien le permet.

L'industrie du bois génère couramment son électricité avec du bois et il existe aussi, aux États-Unis notamment, de nombreuses centrales électriques à bois avec des puissances généralement plafonnées à 49 MW. Il en existe aussi en Europe : ainsi, la centrale électrique de la ville de Liège qui fonctionnait autrefois au charbon pulvérulent utilise maintenant des granulés de bois importés par bateau. À Copenhague, on utilise des granulés de paille à la place du charbon et les Pays-Bas étudient également très sérieusement les possibilités d'importation de bois pour améliorer leurs bilans de GES. Il est prévu d'installer une grande centrale thermique sur le port de Rotterdam. En Pologne, des centrales électriques à charbon ont réalisé des investissements pour remplacer au moins 20 % de ce combustible par du bois depuis que les émissions de CO_2 sont passées à 20 € la tonne.

Le nickel, une industrie très intensive en carbone

Le meilleur procédé de production de nickel émet presque autant de GES par tonne que la production d'une tonne d'aluminium, qui émet elle-même dix fois plus de GES que la production moyenne d'une tonne d'acier. Avec la

mise en service de deux nouvelles unités, les émissions vont encore augmenter. Il est donc important de trouver les moyens de les réduire, notamment en adoptant des process industriels plus performants. On pourrait donc envisager, le moment venu, de remplacer les anciennes usines par de nouvelles plus performantes. Mais les nouveaux investissements nécessaires ne pourront s'envisager que lorsque les installations seront devenues obsolètes, ou si la pénalité par tonne de CO_2 émise augmentait au point de rendre rentable le renouvellement anticipé des anciennes installations.

Dans le courant de la prochaine décennie, il sera possible de réduire les émissions de GES avec un changement de combustibles. Et à un stade ultérieur, éventuellement après 2020, on pourrait également coupler l'utilisation des biomasses avec le stockage géologique de CO_2. Les émissions de CO_2 du charbon deviendraient alors nulles et celles des biomasses négatives. Mais il faut sans doute insister sur le fait que la première phase peut être réalisée indépendamment de la faisabilité du stockage géologique.

L'intérêt des biomasses ligno-cellulosiques par rapport au charbon dans les centrales électriques et les usines métallurgiques

Les émissions de gaz carbonique par tep d'énergie primaire varient avec les combustibles : à rendement de chaufferie identique, le charbon émet 40 % de plus de CO_2 que le pétrole et 87 % de plus que le gaz naturel. Toutes choses étant égales par ailleurs, les productions de chaleur à partir de déchets ligno-cellulosiques, de produits ligno-cellulosiques renouvelés (bois herbes, etc.), de gaz naturel ou de pétrole, sont donc beaucoup plus intéressantes qu'à partir du charbon. Le remplacement dans tout le processus industriel du charbon par des biomasses ligno-cellulosiques renouvelées permettrait d'éviter l'émission d'environ 4,5 teqCO_2 par tep. Or, la production d'une tonne de nickel nécessite actuellement entre 4,5 tep et 6 tep de charbon.

Selon la source d'énergie primaire employée pour produire de l'électricité – lignite, charbon, fioul, gaz naturel, biomasses, uranium, vent ou centrales hydrauliques –, les émissions peuvent passer de 400 g à 1 kg de CO_2 par kWhe (un tableau complet des émissions de CO_2, selon la source d'énergie primaire employée, figure dans le CD-ROM).

Par kWh électrique produit, les émissions des biomasses n'atteignent que 4,4 % de celles du charbon (46 g de CO_2 contre 1 022 g de CO_2). La

production d'électricité, avec gazéification et en cycle combiné à partir du charbon ou de la biomasse, est également plus favorable pour le climat lorsqu'on utilise de la biomasse renouvelée, parce que cette dernière est quasiment neutre du point de vue du climat et que l'épuration des fumées d'une centrale à charbon demande plus d'énergie que celles des fumées issues des biomasses. À raison d'un apport de 5 % ou 15 % de biomasses, on peut réduire les émissions de gaz à effet de serre d'une centrale à charbon, respectivement de 6,7 % et de 22,4 % par kWh électrique produit.

La co-combustion du charbon avec des biomasses est déjà pratiquée en bien des endroits : aux Pays-Bas, des centrales à charbon de 250 MW utilisent (pour environ un dixième de la puissance) des bois de rebut et des fientes de poulets pulvérisés ; à l'île de la Réunion et à l'île Maurice, on utilise du charbon en complément de la bagasse, en dehors de la période de disponibilité de cette dernière.

Les grandes chaufferies municipales de Finlande, par exemple de la ville de Jyväksla, coproduisent de la chaleur et de l'électricité à partir de bois et de tourbe.

L'entreprise Arcelor (devenue Arcelor Mittal) a aussi lancé, en 2000, un programme de recherche (Ulcos, Ultra Low CO_2 steel) pour remplacer le charbon minéral dans la production de fonte brute par du charbon de bois, comme au Brésil. Mais le surcoût de la carbonisation du bois ne se justifie actuellement encore que pour la production d'acier de haute qualité.

La faisabilité technique d'une co-utilisation de charbon et de biomasses ligno-cellulosiques sèches

La co-combustion de bois et de charbon dans de grandes chaufferies reste théoriquement la solution la plus économique, mais ce n'est pas la solution la plus performante sur le plan énergétique. Pour optimiser les rendements, mieux vaut théoriquement brûler les combustibles solides dans des chaufferies différentes et centraliser la production de chaleur.

D'où proviendraient ces biomasses ligno-cellulosiques ?

Elles pourraient provenir de biomasses ligno-cellulosiques renouvelables (comme des déchets) ou actuellement non récoltées. On pourrait aussi en

produire davantage en Nouvelle-Calédonie sous certaines conditions (cf. « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie », p. 115) On peut estimer que les productions des taillis d'eucalyptus pourraient ainsi fournir de 10 à 12 t de matière sèche par hectare[22], soit environ 4 t tep. En fertilisant bien ces peuplements, on pourrait sans doute arriver à produire sur un hectare l'énergie nécessaire à la production de 1 tonne de nickel. Pour les 200 000 t de nickel produites en 2007, il faudrait donc environ 200 000 ha de forêts très productives (soit 500 000 t de matière sèche, un peu moins que les besoins d'une grande usine de pâte à papier) pour fournir l'énergie nécessaire à la production de nickel à très bas niveau d'émissions. Or, on ne pourrait sans doute installer en Nouvelle-Calédonie, dans le meilleur des cas, que quelques centaines d'hectares de forêts très productives et exploitables mécaniquement. Pour le restant des besoins, qui augmenteront avec la mise en service prochaine des deux nouvelles unités, il faudrait par conséquent s'appuyer sur des importations de biomasses tout en continuant à utiliser du charbon.

Comme les usines de pâtes à papier, ces unités de production pourraient importer du bois par bateau – bois rond, plaques grises de bois (copeaux non écorcés), ou encore granulés ou briquettes de bois. La Nouvelle-Zélande, le Canada et le Brésil pourraient sans doute fournir de tels produits le moment venu. Sous les tropiques, on ne sait en général que faire de certaines productions de biomasses ligno-cellulosiques. Mais, là encore, quand on vise un marché mondial, la faisabilité réelle dépend du coût de récolte des produits et de celui de leur transport jusqu'à l'usine ou au port (le coût économique et le coût énergétique du transport par bateau en général très faible).

La substitution partielle du charbon par des biomasses pourrait donc devenir très rapidement intéressante en Nouvelle-Calédonie, même avec des biomasses pour partie importées. Une étude de faisabilité pourrait estimer à partir de quel prix de la tonne de CO_2 évitée et à partir de quel prix du bois importé l'opération pourrait devenir bénéficiaire. Il faut aussi dès maintenant envisager la possibilité de mise en place d'aires de stockage, des

[22] Au Brésil, on peut arriver à des accroissements moyens par ha et par an allant jusqu'à 40 t de matières sèches dans l'État de San Paulo. Des productions moyennes de 20 t de matières sèches sont maintenant courantes quand la fertilisation et le régime pluviométrique sont adéquats.

systèmes de transferts et de conditionnement des biomasses dans les usines qui en consommeraient. Pour rester économiquement compétitives, elles doivent être manipulées le moins souvent possible et leur récolte doit être mécanisable.

À un stade ultérieur, sans doute après 2020, on pourrait combiner la production d'énergie à partir des biomasses végétales avec le stockage géologique. Là encore, des simulations économiques pourraient s'avérer utiles.

Les études de préfaisabilité et de faisabilité pourraient être cofinancées par les industriels, Enercal et le gouvernement de la Nouvelle-Calédonie.

Les variations de stocks de carbone dans la végétation en Nouvelle-Calédonie

La végétation et les boisements de terres agricoles non boisées représentent un potentiel d'accroissement des stocks de carbone qui pourrait, sous certaines conditions et dans certaines limites, compenser une partie des émissions résultant de l'usage des combustibles fossiles et les déforestations.

Les aspects liés aux usages des sols, aux changements des sols et à la forêt constituent un « secteur d'activité » spécifique sous la Convention sur le climat et par le protocole de Kyoto.

Les forêts et l'espace rural : aspects institutionnels et sociaux

Les compétences respectives du gouvernement et des Provinces sur les questions forestières

La Nouvelle-Calédonie dispose d'un important domaine forestier public recouvrant la plus grande partie des 11 900 km^2 constituant le « domaine privé » des collectivités publiques. Ce domaine des collectivités représentait (en 2001) 64 % de la surface totale de la Nouvelle-Calédonie, le solde étant constitué par 19 % de propriétés privées et 17 % de terres coutumières (inaliénables, incessibles, incommutables et insaisissables). La gestion du domaine qui appartient à la Nouvelle-Calédonie est une attribution du gouvernement (article 127 de la loi organique), gestion qui doit se faire « dans le respect des réglementations existantes, et notamment des réglementations provinciales dans les domaines relevant de la compétence des Provinces, et dans l'intérêt général ».

Au moment de la provincialisation (1989), le service des forêts a été scindé, pour la Grande Terre, en un « service des forêts » en Province Nord (intégré dans la Direction du développement économique et de l'environnement, DDEE),

et en une « section forêt et bois » du service des productions végétales et des forêts en Province Sud (intégré à la Direction du développement rural, DDR). Le gouvernement n'a conservé aucun service forestier, alors que la quasi-totalité du domaine forestier public reste sa propriété. Les Provinces sont investies de compétences réglementaires leur donnant la possibilité d'édicter des normes applicables à tout le territoire de la Province. Leurs agents assermentés ont la possibilité de constater les infractions commises sur le domaine privé de la Nouvelle-Calédonie. En pratique, le faible nombre de ces derniers, fait que la surveillance n'est guère exercée concrètement.

Les opérations de reboisements actuelles sont réalisées par les Provinces, généralement sur les terres de la Nouvelle-Calédonie, ce qui entraîne la cession des terrains concernés. Plus de 7 000 ha de parcelles anciennement reboisées sont situés sur le domaine de Nouvelle-Calédonie, majoritairement en Province Nord, mais aussi en Province Sud.

L'exploitation forestière de la forêt naturelle par les sociétés privées se réalise sous forme de Permis temporaires d'exploitation (PTE), délivrés par le service provincial compétent. Cela concerne 0,46 % du domaine de la Nouvelle-Calédonie. Les prélèvements de moindre ampleur, opérés par des particuliers, relèvent de permis de coupe délivrés par les services provinciaux. Le fait que peu de demandes soient déposées signifie, qu'en pratique, les usages sont peu réglementés.

Plus du quart du domaine privé de la Nouvelle-Calédonie, soit 86 % des superficies sur terrains ultrabasiques, est d'ores et déjà grevé par des concessions minières. Cela pose la question des modalités de prise de décision, et notamment des rôles respectifs des collectivités publiques et des exploitants, quant aux futurs choix de défrichements sur ces superficies.

Les usages de l'espace rural : l'élevage extensif qui occupe la plus grande part des terres utilisées est en déclin

Les contraintes de topographie et de qualité des sols pèsent fortement sur l'agriculture. Les meilleures terres sont occupées par l'arboriculture et le maraîchage. En 2002, année du dernier recensement agricole, la surface agricole utilisée (SAU) correspondait à 13,5 % de la superficie du pays et la surface agricole entretenue (SAE) représentait 57 % de la SAU, ce qui fait, par

différence, une surface non utilisée ou peu entretenue de près de 110 000 ha, essentiellement des pâturages peu productifs. De fait, l'élevage, plutôt extensif (0,4 UGB/ha en moyenne), occupe 90 % de la SAU, mais ce secteur est en déclin. Cela pourrait donc avoir pour conséquence d'augmenter les importations de viandes, donc de déplacer les émissions de méthane correspondantes vers d'autres pays. À noter que si la SAU est passée, entre 1991 et 2002, de 12 % à 13,5 % de la superficie du pays (soit 20 000 ha d'après le RGA), la SAU entretenue a baissé de plus de 15 %.

Le prix du foncier privé semble devenir rédhibitoire (1 à 3 millions de FP/ha), pour le lancement d'activités agricoles, et ce, même loin du grand Nouméa, et il n'existe pas de mécanisme de préservation du foncier agricole, souvent vendu lors des successions en l'absence de retraite agricole. Outil de réorganisation foncière, les Ogaf restent gérées par les services de l'État (Direction du service d'État de l'agriculture, de la forêt et de l'environnement, Dafe) ; en Nouvelle-Calédonie, il s'agit de petites opérations qui n'ont jamais impliqué de volet de plantation à finalité forestière ou de production de biomasse. En 2002, la surface totale des exploitations comprenait, hors SAU, plus de 17 000 ha de friches non productives et près de 18 000 ha de « forêts naturelles », les reboisements ne s'élevant qu'à 632 ha, dont la majorité a sans doute été réalisée avant 1990**.** Or, des surfaces en savane ou en forêt dégradée pourraient sans doute théoriquement être boisées. Cela pourrait conduire à des augmentations de stocks de carbone en forêts ou sur des terres agricoles. Cette question de l'utilisation des terres mérite donc d'être clarifiée par les institutions locales de recherche et d'appui technique, par exemple par l'IAC. Faut-il boiser des terres ou augmenter la production agricole locale ? Répondre à cette question complexe nécessite un travail de longue haleine et l'accumulation de nouvelles connaissances comme la remobilisation d'anciennes, dans les domaines de l'agronomie comme de la foresterie. Il serait hasardeux de prétendre apporter une réponse sur la seule base des informations existantes lors de cette expertise.

Les surfaces et les ressources forestières

La définition retenue pour la mise en œuvre du protocole de Kyoto inclut simultanément trois critères : la surface minimale de la formation classée (entre 0,05 et 1 ha), le couvert minimal de la végétation ligneuse à l'âge adulte (entre 10 % ou 30 % de la surface) et la hauteur potentielle minimale

à maturité du peuplement (de 2 m à 5 m). Cette dernière référence fait que tous les jeunes peuplements ligneux, appelés à croître par la suite, sont classables comme forêt.

En Nouvelle-Calédonie, malheureusement, la seule couverture aérienne intégrale du Territoire remonte à 1954 ! Sur cette base, les travaux de l'inventaire forestier général de 1975 ont produit une carte des formations végétales de la Grande Terre et des Îles qui distingue les formations suivantes : forêt dense sempervirente (23 %), formations à « Niaoulis[23] » (14 %), formations forestières diverses (1 %), maquis (25 %), fourrés (8 %), savane (22 %). Ces pourcentages se rapportent à la Grande Terre (la prise en compte des Îles ne les modifie que marginalement), à l'exclusion des surfaces agricoles ou habitées. Le complément correspondait, à l'époque, aux surfaces agricoles et habitées pour 5 % et 2 %, respectivement. À noter, qu'en 2002, on arrive à une surface agricole entretenue (SAE) d'environ 7,5 % probablement comparable avec les 5 % mentionnés à l'époque.

L'Atlas de la Nouvelle-Calédonie (IRD éditions, 1981) présente une carte des principaux types de végétations qui est en cours d'actualisation. La DTSI (service du territoire), qui a pour mission de centraliser et d'intégrer l'ensemble de l'information cartographique, vient de réaliser une cartographie complète à paraître de l'occupation du sol et des principaux types de végétations. Elle distingue les types de peuplements végétaux suivants (les pourcentages s'entendent par rapport à l'ensemble du territoire) : forêt dense sur sol volcano-sédimentaire ou ultrabasique (22 % et 9 %, respectivement), maquis dense para-forestier (8 %), végétation épaisse sur sols ultrabasiques (4 %), maquis ligno-herbacé (9 %), végétation arbustive sur sols volcano-sédimentaires (14 %), savane (22 %).

Les différences de méthode et de nomenclature rendent les comparaisons impossibles avec la cartographie de 1975. De fait, les continuums entre forêt dense et forêt dégradée, entre forêt ouverte et savane, entre maquis et fourrés de différentes hauteurs, rendent la recherche d'une cohérence intrinsèquement difficile, et exigent qu'une méthode de cartographie unique, robuste et reproductible soit définie et mise en œuvre pour le suivi multitemporel de la végétation, des surfaces forestières et de la biomasse.

| [23] *Melaleuca quiquenerva* (Myrtacées).

La végétation de la Nouvelle-Calédonie

Les principales caractéristiques du milieu physique

La Grande Terre est divisée, sur toute sa longueur, par une chaîne centrale (altitude moyenne 1 100 m) qui culmine au nord de l'île, au Mont Panié à 1 628 m et au sud au Mont Humboldt. Des chaînes secondaires se déploient selon des axes perpendiculaires, approximativement est-ouest. Les versants ouest sont prolongés par de larges plaines côtières, alors que les versants est sont abrupts et entaillés par des vallées profondes. Le sud de la Nouvelle-Calédonie est un vaste plateau de roches ultrabasiques (altitude moyenne 250 m). Insistons sur le fait que, sur la majorité des terres forestières domaniales de Nouvelle-Calédonie, la pente représente une contrainte très forte pour la récolte du bois d'œuvre, et encore davantage pour la récolte des biomasses dont la valeur pondérale unitaire est encore plus faible que celle du bois d'œuvre. Il faut donc distinguer les terres où l'on peut espérer pouvoir récolter des biomasses, des terres où l'on peut seulement augmenter les stocks de carbone sous réserve de pouvoir les protéger, notamment contre les feux.

Les facteurs déterminant les variations de la végétation naturelle

Trois facteurs expliquent les principales variations naturelles de la végétation de la Nouvelle-Calédonie, en particulier de la Grande Terre : l'opposition entre côte ouest (sèche) et côte est (humide), les variations d'altitude et les différences de substrat géologique. Les variations de précipitations résultent tout à la fois de l'opposition est-ouest et du gradient d'altitude. Dans les secteurs les plus élevés, une partie des précipitations s'effectue sous forme de brouillards.

L'influence de la géologie est flagrante au travers de l'opposition majeure entre roches ultrabasiques (encore dénommées ultramafiques, « péridotites ») et roches acides, de type volcano-sédimentaire. Les roches ultrabasiques occupent toute la partie sud de la Grande Terre, formant le « grand massif du sud » qui culmine au Mont Humboldt. Ces roches se retrouvent sous forme de massifs particuliers dans la partie centrale et le long de la côte ouest de la Grande Terre. Les sols dérivés de ces roches, ferralitiques de type ferritique, sont exceptionnellement pauvres en nutriments (Ca, P) et, à l'inverse, exceptionnellement riches en certains métaux (chrome, manganèse, nickel).

D'où leur dénomination usuelle de « terrains miniers ». Les îles Loyauté, relativement plates, ont un substrat caractéristique (calcaire corallien, plateau madréporique) et un relief karstique.

Ces facteurs naturels de variation de la végétation interagissent depuis au moins 4 000 ans avec l'impact – direct ou indirect – des activités humaines, ces dernières s'étant diversifiées et amplifiées depuis l'arrivée des Européens. Parmi les effets anthropiques indirects, on peut citer l'introduction de nombreuses espèces végétales ou animales. Parmi ces dernières, le cerf rusa est en situation de surpopulation et représente, de ce fait, une contrainte systématique pour la végétation. Dans le même ordre d'idée, on peut aussi mentionner le bétail ensauvagé, en particulier les nombreux cochons.

Les feux, dont la plupart sont d'origine anthropique, sont sans doute la source d'impact humain parmi la plus ancienne et dont les effets sont parmi les plus étendus dans l'espace.

Une biodiversité exceptionnelle par son originalité

La Nouvelle-Calédonie est reconnue mondialement comme un des « points chauds » de la biodiversité, dénomination qui exprime à la fois la richesse et l'originalité (endémisme) des formes biologiques, mais aussi les pressions et les risques qui pèsent sur les écosystèmes concernés. La vulnérabilité des espèces est accentuée en milieu insulaire et les petites îles de la planète abriteraient environ un sixième du total mondial des espèces végétales menacées. Cette biodiversité exceptionnelle, héritage de l'histoire géologique, impose une attention patrimoniale particulière dans la gestion de la végétation forestière. Cette préoccupation s'est concrétisée par la création de réserves, notamment au cours des deux dernières décennies. Mais cela implique également l'adoption de « bonnes pratiques » concernant la gestion de l'ensemble du territoire, sans lesquelles la mise en réserve peut se révéler inopérante. Il faut souligner ici que les variations de stocks de carbone des « réserves intégrales » n'ont pas à être comptabilisées sous le protocole de Kyoto.

Parmi les devoirs patrimoniaux liés à la diversité de la Nouvelle-Calédonie figure la vigilance face aux risques de prolifération d'espèces introduites dans les milieux naturels ou semi-naturels, ce qui définit la notion « d'invasion biologique ». Ce devoir peut parfois entrer en contradiction avec des objectifs de foresterie visant à la production économiquement viable de production

de biomasse ou à l'augmentation des stocks de carbone. En effet, certaines espèces, dont la faculté de croissance très rapide est reconnue en Asie insulaire et dans le Pacifique, y sont aussi référencées comme envahissantes en dehors de leurs aires d'origine par la base de données de l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN). Parmi ces espèces, on peut mentionner *Paraserienthes falcataria*[24] et *Pinus Caribaea*, l'usage de ce dernier ayant pourtant été important dans les boisements forestiers en Nouvelle-Calédonie.

Les principaux types de végétation

Les forêts denses humides sempervirentes

Les versants de la chaîne centrale sont encore couverts par d'importants massifs de forêt dense humide sempervirente que l'on observe principalement sur roches acides (volcano-sédimentaires), soit environ 300 000 ha, et sur roches ultrabasiques, soit près de 100 000 ha. En dépit des variations en fonction de l'altitude, certaines constantes de ces forêts sont de présenter une canopée fermée, d'une hauteur d'environ 20 m en moyenne, composée principalement par des espèces à feuilles persistantes d'où émergent nettement un nombre plus limité d'espèces (araucarias, kaoris, Houp). Autre constante : l'abondance des palmiers, pandanus et fougères. La richesse spécifique et le niveau d'endémisme sont partout élevés, mais particulièrement marqués sur substrat ultrabasique et en altitude.

À moyenne altitude (300 à 1 000 m), les forêts s'observent surtout sur le versant ouest de la chaîne centrale, mieux protégé des vents et des cyclones, avec une majorité en Province Nord. Au-dessus de 1 000 m, la forêt est caractérisée par l'omniprésence des mousses et des lichens, par une canopée plus basse (dépassant rarement 10 m), la présence plus marquée de fougères et d'épiphytes, et par l'existence de sols (de type mor ou ranker) dont l'horizon organique superficiel épais atteint souvent plus de 20 cm. Les forêts de basse altitude sont aujourd'hui rares, limitées à la réserve de la Rivière bleue sur substrat ultrabasique et à quelques forêts très morcelées dans des vallées de la chaîne centrale ; les forêts de « chêne gomme », autrefois étendues sur la côte est à basse altitude, ne sont plus représentées que par quelques peuplements ponctuels.

[24] Synonymes : *Albizzia falcataria, Falcataria moluccanna*.

Les précipitations vont de 1 500 à 3 500 mm par an à moyenne altitude pour atteindre 4 000 mm au-dessus de 1 000 m, avec quelques records (8-10 m) sur le versant est, près des crêtes. Ces forêts de montagne jouent donc un rôle important dans la régulation hydrologique en réduisant les risques d'érosion, notamment grâce à la forte capacité d'absorption des sols ; elles augmentent la ressource en eau disponible en captant l'humidité des brouillards.

Sur roches ultramafiques, la forêt dense sempervirente est caractérisée par des espèces spécialisées, mais l'effet du substrat ne se traduit pas forcément sur la physionomie de la végétation en l'absence de perturbation humaine : hauteur modeste de la canopée, mais assez forte densité. Une part importante de ces forêts a souffert de l'exploitation minière conjuguée aux incendies, notamment près des sommets de la côte ouest.

Les formations basses sur roches ultrabasiques (« maquis miniers »)

Il s'agit d'une formation basse existant à l'état naturel hors dégradation, avec faciès spécifique orophile près des sommets. Ces maquis sont composés d'une strate herbacée à Cypéracées et d'une strate arbustive ou arborée pouvant parfois excéder 5 m de haut, sans compter la distribution lâche des araucarias et kaoris. Selon l'importance relative des composants, on peut distinguer des faciès fortement herbacés, buissonnants ou arbustifs. Selon l'inventaire de 1975, ces formations occuperaient 450 000 ha.

Les forêts sclérophylles

Il est probable que cette végétation, appelée aussi « forêt sèche », était autrefois répandue sur toute la côte ouest de la Grande Terre, à basse et moyenne altitude (moins de 300 m) dans les zones de pluviométrie inférieure à 1 m/an. Ces forêts sont constituées par des arbres et arbustes sempervirents à feuilles adaptées à la sécheresse, petites, et à cuticules (sclérophylles). Les arbres sont de faibles dimensions (15 m de haut et 40 cm de diamètre pour les plus gros) et le sous-bois peut former des fourrés plus ou moins denses, avec peu d'herbacées. La richesse taxonomique n'égale pas celle de la forêt dense humide, mais la flore de la forêt sèche est profondément originale avec de nombreuses espèces endémiques (10,4 % des espèces endémiques du pays). Comme presque partout dans le monde tropical, les formations végétales les plus sèches ont le plus souffert des activités humaines, des feux et de la pression des cervidés. On estime que les forêts naturelles sèches qui occuperaient aujourd'hui 4 000 ha ne représentent plus que 1 à 2 % de leur aire naturelle d'origine. Elles font l'objet d'un programme de protection spécifique.

Savanes et formes de dégradation

Les savanes sont essentiellement observées sur la côte est de la Grande Terre, sous les conditions climatiques les moins arrosées ; elles peuvent sans doute être interprétées comme des formes de dégradation de la forêt sclérophylle sous l'effet historique de la coupe de bois, des feux et du pâturage par le bétail ou les cervidés. Le Niaouli est généralement l'espèce arborée dominante, même si son abondance locale est souvent décrite comme associée au caractère plus ou moins marécageux de la savane. Un autre aspect, peu documenté, bien qu'important pour la compréhension du régime des feux, concerne la nature et la composition de la strate herbacée. L'inventaire de 1975 fait état de 230 000 ha de formations savanicoles « à Niaouli », de 370 000 ha de « savanes » et de 220 000 ha de « fourrés » (dont 36 % dans les îles).

La contrainte des feux

Si l'écobuage est une pratique ancienne et courante de toutes les sociétés humaines, cette dernière devient particulièrement prégnante en contexte tropical, dès lors que le climat présente des saisons sèches et pluvieuses fortement contrastées. Les très fortes quantités de biomasses, notamment herbacées, produites en saison des pluies sont bien supérieures à ce que l'on peut observer en contexte méditerranéen ou tempéré. Une fois desséchée avec la fin ou l'espacement des pluies, la biomasse herbacée ou sous-ligneuse forme un combustible idéal. Les raisons de mise à feu résultent souvent de la volonté de « dégager » le terrain d'une biomasse jugée gênante (obstacle, présence d'insectes ou de serpents, biomasse dangereuse en cas de feux accidentels). Les mises en cultures et la chasse sont aussi fréquemment évoquées comme justifications. Dans tous les cas, les surfaces effectivement brûlées excèdent parfois largement les intentions initiales de la mise à feu. La facilité de propagation du feu invite aussi à la malveillance, en cas de litige foncier ou de conflits divers. Il s'agit alors de marquer son emprise sur une portion de territoire ou d'affirmer des droits d'usage implicites ou contestés. Ces motivations et comportements ne sont pas spécifiques à la Nouvelle-Calédonie.

Les surfaces brûlées ont pu atteindre 50 000 ha certaines années, pour une moyenne de 20 000 ha parcourus par an, mais il n'y a pas vraiment de bilan annuel qui fasse consensus. Les essais de cartographie à partir d'images satellite Modis, qui indiquent les foyers actifs et non directement les surfaces

brûlées, ne concordent pas avec les estimations de la protection civile. Toute estimation de ces surfaces devra être relativisée en fonction des formations végétales affectées, puisque les conséquences d'un feu peuvent être très différentes, en termes écologiques comme en termes de carbone relâché. Un programme de recherche sur la prévention des incendies, à laquelle participent les gestionnaires des forêts sèches et le WWF, est en cours et commence par une analyse des causes des mises à feu.

Une première tentative d'estimation des stocks de carbone dans la végétation de Nouvelle-Calédonie (d'après Durrieu de Madron, 2009)

La grande pauvreté des informations spécifiques à la Nouvelle-Calédonie a contraint l'auteur à de nombreuses approximations ou extrapolations de données provenant de la littérature mondiale. Les résultats obtenus ne doivent donc être considérés qu'avec prudence, seulement comme des ordres de grandeur. On note que les valeurs estimées pour les forêts denses sont relativement élevées compte tenu des hauteurs de canopée relativement basses (rarement plus de 25 m) qui caractérisent les forêts de Nouvelle-Calédonie. Cette question pourrait être approfondie, mais cela demanderait un travail plus spécifique et des données qui, actuellement, ne sont pas disponibles. Quoi qu'il en soit, on peut sans doute retenir des valeurs de stocks de matière sèche 180 à 190 t/ha (pour la biomasse épigée comme une fourchette supérieure, correspondant à des forêts en bon état, pour la plupart non exploitées[25]. Ces valeurs ne prennent pas en compte les surfaces exploitées depuis les inventaires de référence qui traitaient majoritairement de forêts à biomasse relativement forte.

[25] En France, les biomasses forestières atteignent une valeur moyenne d'environ 69 t de carbone soit, environ, 120 t de MS. Les diminutions de stock de carbone des forêts converties en cultures avoisinent les 85 t/ha, environ 312 t de CO_2/ha.

Tableau 6 – Ordre de grandeur obtenu par des extrapolations et non par des mesures directes, des biomasses et des stocks de carbone dans les principales formations boisées de Nouvelle-Calédonie

	Volume inventaire fût (troncs) en m³/ha	**Biomasse arborée épigée (AGB) en t/ha**	**Biomasse totale en t/ha**	**Quantité de carbone en tC/ha** (dont quantité prise pour le carbone du sol entre parenthèses)
Forêt dense sempervirente	100	190	230	210 (100)
Forêt dense sempervirente sur calcaire (îles)	90	180	220	160 (60)
Savanes à Niaoulis	40*	140	160	140 (60)
Forêt sclérophylle	40	90	110	130 (60)
Peuplement à *Araucaria columnaris***	200	120	140	120 (60)
Plantations pins	170	100	120	120 (60)
Plantations (araucarias, kaoris)***	40	20	25	50 (40)
Cocoteraie****	360	-	285	200
Mangrove	-	150	190	170 (80)

* Mais grande variabilité de densité des arbres donc de la biomasse ;
** dans les îles ;
***de moins de 20 ans pour la plupart ;
**** extrapolation directe de l'estimation à Wallis.

Parmi les formations boisées décrites dans le tableau, les forêts denses et les savanes à Niaoulis représentent, de loin, les superficies les plus importantes avec, respectivement, 59 % et 36 % dans la cartographie de 1975. Concernant les savanes, une grande incertitude subsiste compte tenu du flou entourant leur définition et aux fortes variations dans l'espace de la densité de leur strate arborée.

Sous la Convention climat, les signataires s'engagent à effectuer des inventaires des émissions par les sources, donc en provenance des forêts et des absorptions par les puits pour contribuer au recensement des émissions de GES par pays. Cela suppose de pouvoir mesurer, de manière acceptable, des variations de stocks. Ces premières informations sont donc totalement insuffisantes pour déterminer précisément de telles variations en forêt néo-calédonienne. Il n'est même pas encore possible de donner une estimation précise du stock total actuel de carbone dans les écosystèmes forestiers de la Nouvelle-Calédonie.

Quelles capacités d'augmentation de stocks de carbone et quels risques de diminution des stocks moyens dans ces diverses formations végétales ?

En faveur de l'augmentation des stocks, les reboisements forestiers et la revégétalisation

Les reboisements forestiers

En Nouvelle-Calédonie, les essais et programmes de reboisement remontent aux années 1970 avec des tests d'espèces exotiques (eucalyptus, pins tropicaux), et autochtones (kaoris, araucarias, chêne gomme), la plantation de ces dernières se révélant possible sur substrat ultrabasique. Parmi les espèces introduites, le *Pinus caribaea* (var. *Hondurensis*) et, à un degré moindre, le *Pinus elliottii* se sont alors révélés comme les plus adaptés et ont été les plus utilisés. L'essentiel de ces reboisements « historiques » (années 1970-1980) en pins a été réalisé dans la Province Nord. Sur 4 600 ha réalisés, seulement 2 800 ha seraient, essentiellement dans le secteur de Tango, dans un état acceptable ou dans des conditions satisfaisantes d'accessibilité permettant de récolter du bois d'œuvre. Les conditions de récoltes se sont souvent révélées plus difficiles qu'estimées par les planteurs !

Depuis la provincialisation, ce sont les services provinciaux qui sont en charge du suivi des plantations situées pour la plupart sur le domaine foncier de la Nouvelle-Calédonie, ainsi que de la création de nouveaux reboisements. Dans les deux Provinces, l'objectif principal est de proposer de l'activité en milieu rural et, si possible, de fournir des produits à l'usage du marché intérieur. La Nouvelle-Calédonie est très largement déficitaire en produits forestiers, en particulier en bois d'œuvre et bois de service. On estime que le taux de couverture des besoins a reculé ces dernières années de 30 % à 20 %, principalement sous l'effet de la hausse de la demande. Les principales importations se font à partir de la Nouvelle-Zélande (*Pinus raddiata* notamment).

■ *En Province Sud*, la DDR affiche une politique ambitieuse et estime à 1 300 ha les surfaces de terres forestières reboisées depuis 1989-1990. Il semble que l'essentiel de ces reboisements ait été mené sur terrains publics non agricoles donc ne pouvant pas être comptabilisés sous l'article 3.3 du protocole. Les reboisements dans le sud de la Province en *Pinus Caribaea* var. *Hondurensis* ont été maintenant arrêtés compte tenu de la faculté de l'espèce à essaimer dans le maquis minier et à y augmenter les risques d'incendie. La DDR a d'ailleurs mené des opérations d'arrachements autour de certaines de ses plantations, dans les zones « d'intérêt écologique ». En même temps, elle assure la gestion de boisements de *Pinus* « naturalisés » dans l'île des Pins. Le total des plantations en Province Sud est de 1 700 ha (dont 10-20 % d'araucariacées, relativement jeunes). Le temps de rotation des pins est d'environ 30 ans, de l'ordre du siècle pour les kaoris et de 60 ans pour les araucarias.

Les reboisements actuels et futurs sont plutôt tournés vers les essences locales (kaoris, araucarias), malgré encore quelques incertitudes techniques. Le système de fourniture de semences aux pépiniéristes privés, jusque-là entièrement assuré par l'IAC, a été jugé peu satisfaisant, avec recrutement d'un ingénieur Inra détaché en appui aux pépiniéristes privés. Un effet est attendu des nouvelles dispositions du code de l'investissement qui prévoit une aide à hauteur de 80 % pour les reboisements privés.

■ *En Province Nord*, les surfaces reboisées sont de l'ordre de 15 ha par an, après avoir peut-être atteint 30 ha par an il y a quelques années. Le cumul planté sur des terres forestières depuis 1990 serait de l'ordre de 300 à 600 ha. Dans l'absolu, les surfaces adéquates ne semblent pas actuellement limitantes, et sans doute moins qu'en Province Sud. Mais le montage de projets sur foncier

coutumier (et ailleurs) est un processus lent impliquant des négociations. Les boisements concernent cinq à six essences susceptibles de valorisation économique (notamment bois d'œuvre), dont agathis, araucaria, faux-tamanou et gaiac. Après quelques années, les surfaces suffisamment entretenues et protégées pour donner un peuplement viable – donc une biomasse sur pied excédant substantiellement la végétation dégradée spontanée –, semblent, là encore, ne pas dépasser la moitié des surfaces reboisées en forêt (150 à 300 ha).

Les superficies relevant du domaine privé de la Nouvelle-Calédonie et présentant des caractéristiques naturelles favorables en vue d'une exploitation ne semblent pas excéder 1 000 ha en Province Sud. En Province Nord, les surfaces potentiellement reboisables sont peut-être plus étendues, sans pour autant excéder quelques milliers d'hectares, comme le suggèrent Hygen *et al.* (2006).

Le potentiel de reboisement en terrain privé est aujourd'hui de nouveau encouragé. Mais comme les expériences passées l'ont démontré, la réussite de toute plantation reste soumise aux aléas des feux, au broutage par les cerfs, à la question du foncier et, bien évidemment lorsqu'il s'agit d'inciter des particuliers à planter, à la rentabilité économique.

Les perspectives réelles de boisements et de reboisements économiquement et socialement acceptables apparaissent donc limitées, au vu des connaissances disponibles lors de cette expertise. Sur le plan technique, on ne pourrait envisager des programmes de reboisement de grande ampleur que sur la base de connaissances nouvelles concernant les potentialités de production forestière basées sur des placettes expérimentales conduites sur de longues périodes et dans diverses situations représentatives des conditions néo-calédoniennes, sur les possibilités de mécanisation des récoltes ou des boisements, etc.), et enfin sur les conditions socio-économiques rurales de la Nouvelle-Calédonie. Ces travaux doivent être conduits localement par une équipe ayant une certaine pérennité sur ces sujets. Les connaissances techniques validées localement nous ont, en effet, paru faire défaut lors de cette expertise, malgré des travaux anciens et un regain d'intérêt très récent dans les services des Provinces. Cela rejoint les interrogations formulées précédemment sur l'affectation des terres entre productions agricoles (élevages notamment) et forestières.

La revégétalisation des sites miniers

Jusqu'à l'adoption récente du nouveau code minier qui joue sur l'incitation fiscale, la revégétalisation des sites miniers restait liée à la bonne volonté des industriels. Un travail spécifique de la DTSI estime à 20 000 ha le cumul des surfaces dégradées par l'activité minière – on parle de sites « orphelins » lorsque les exploitants actuels n'ont pas (ou plus ?) de responsabilité vis-à-vis des surfaces dégradées. Actuellement, l'effort de réhabilitation dépasse à peine 100 ha par an sur l'ensemble de la Nouvelle-Calédonie. Il pourrait être porté prochainement à 200 ha (il y en aurait alors pour un siècle pour revégétaliser ces sites !). Mais de toute façon la faible croissance des espèces non envahissantes limite sérieusement les augmentations de stocks de carbone que l'on peut espérer obtenir sur ces terrains. Le recours à des amendements risquerait en outre de favoriser des espèces envahissantes. Dans le meilleur des cas, on n'arrivera sans doute qu'à reconstituer lentement les stocks de carbone antérieurs à l'exploitation minière. Même en cas de succès – pas toujours acquis et longtemps fragile –, les reconstitutions des biomasses resteront lentes.

Les causes de diminution des stocks

Le défrichement et l'urbanisation

Nous avons vu que l'extension de la surface agricole utile a concerné 20 000 ha entre 1991 et 2002, soit sans doute nettement plus que l'extension des habitations et des infrastructures pour laquelle nous ne connaissons pas de chiffre global. Dans les deux cas, les défrichements se sont probablement faits au détriment de savanes ou de forêts dégradées et non de forêts denses, sans qu'il soit possible de le préciser.

L'exploitation forestière

En forêt naturelle, l'exploitation a toujours été de type sélectif, quatre espèces représentant 80 % de la production (tamanou, houp, kaoris, « hêtre »). On estime que, depuis la Seconde Guerre mondiale, l'exploitation forestière a parcouru 40 000 à 50 000 ha pour un prélèvement sélectif de 15 à 20 m^3/ha de grumes (volume fûts). La diminution des stocks de biomasses par ha en forêt naturelle durant les dernières décennies pourrait avoir atteint de l'ordre de 50 t de matière sèche (25 t de carbone). Mais on ne dispose pas de mesures réelles.

Dans la décennie 1980, 700 à 900 ha étaient exploités annuellement pour une production totale d'environ 14 000 m^3 grumes. On peut donc penser

que depuis les inventaires qui ont permis d'évaluer les valeurs de biomasse sur pied (cf. tableau 5, p. 177), environ 20 000 ha de forêts ont été exploités, et que, sur cette superficie, les valeurs de référence mentionnées pour la forêt dense ont pu être substantiellement diminuées d'environ 25 %. Mais tout cela reste très approximatif.

Le système des PTE n'a pas réussi à garantir la pérennité des prélèvements et des inquiétudes ont été exprimées concernant la résilience des écosystèmes de montagne calédoniens. De fait, aucun site exploité au cours des 30-40 dernières années n'a fait l'objet d'une seconde coupe. L'inventaire postexploitation du chantier-pilote de l'Aoupinié (Province Nord) aboutit à des conclusions assez pessimistes, malgré un niveau de préparation et de suivi des travaux qui se voulait supérieur à la pratique courante. Cette étude menée en 1996 constate, pour un taux de prélèvement conforme à la moyenne calédonienne, une dégradation sanitaire des arbres réservés, l'absence de croissance significative en volume de ces derniers après exploitation, l'envahissement par les espèces héliophiles (23 % de la surface) qui bloque la régénération des espèces recherchées, et des signes nets d'érosion sur les pistes (6 % de la surface). Cette prise de conscience conjuguée au contexte socio-économique (malgré une subvention des travaux), mène à un déclin de l'activité qui semble inexorable**.** En Province Sud, l'exploitation de la forêt naturelle sera d'ailleurs arrêtée en 2012.

L'influence de la récolte en forêt naturelle sur les variations de stocks de carbone est donc en train de devenir négligeable. La reconstitution de la biomasse dans les zones anciennement exploitées pourrait peut-être conduire à un accroissement de leurs stocks.

Les feux

Des modifications de régime d'El Niño dans la zone Pacifique pourraient aussi renforcer la fréquence des périodes et années sèches, ce qui pourrait accroître les risques de propagation des incendies. Les recherches en cours (projet ANR INC) devraient améliorer les connaissances sur les causes et les risques de feu.

L'extension des surfaces minières

Dans la zone géologique ultrabasique, convoitée pour l'exploitation du nickel, une grande partie de la superficie forestière subsistante est grevée par des concessions minières (environ 30 % de la superficie des forêts situées sur

le domaine de Nouvelle-Calédonie). En l'absence d'information plus précise sur le rythme de défriche dans les concessions, on peut faire l'hypothèse que les 20 000 ha dégradés par l'exploitation minière l'ont été au cours des 50 dernières années, ce qui ferait un rythme annuel d'environ 400 ha.

Conséquences par rapport aux engagements demandés aux pays de l'annexe I sous la Convention climat et sous le protocole de Kyoto

Nous retenons l'hypothèse que, conformément à son revenu par habitant, la Nouvelle-Calédonie relève des pays « industrialisés » de l'annexe I. Le raisonnement qui suit se place dans l'hypothèse d'une éventuelle mise en conformité de la Nouvelle-Calédonie par rapport aux exigences de la Convention et surtout du protocole de Kyoto.

L'article 4.1a de la Convention relatif aux inventaires des émissions de gaz à effet de serre précise qu'il faut recenser toutes les émissions par les sources et tous les prélèvements par les puits. Considérées dans le cadre de la France, ces variations de stocks de carbone en forêt néo-calédonienne seraient faibles. Ce n'est donc pas une source « clef » dont il faut prioritairement améliorer la connaissance lorsque l'on considère ces émissions dans l'ensemble « France plus DOM, plus COM et plus Nouvelle-Calédonie ». Mais il faudrait tout de même les recenser plus précisément si les émissions de la Nouvelle-Calédonie devaient être considérées séparément.

Sous le protocole de Kyoto

Il faut ici bien distinguer les variations de stocks sous l'article 3.3 (dont la prise en compte est obligatoire dès la première période d'engagement), des variations sous l'article 3.4. Sous ce dernier, la France n'a retenu que le volet forestier, mais la prise en compte était facultative et à géométrie variable lors de cette première période. La comptabilité est aussi particulière.

L'inventaire des variations de stocks relativement à l'article 3.3 du protocole

Article 3.3 :

« Les variations nettes des émissions de gaz à effet de serre par les sources et l'absorption par les puits résultant de l'activité humaine directement liée

au changement d'affectation des terres et à la foresterie et limitées au boisement, au reboisement et au déboisement depuis 1990, variations qui correspondent à des variations vérifiables des stocks de carbone au cours de chaque période d'engagement, sont utilisées par les parties visées à l'annexe I (par les pays industrialisés), pour remplir leurs engagements (de limitation et de réduction des émissions de gaz à effet de serre) prévus au présent article. Les émissions des gaz à effet de serre par les sources et l'absorption par les puits associées à ces activités sont notifiées de manière transparente et vérifiable et examinées conformément aux articles 7 et 8. »

Tout pays de l'annexe I ayant pris des engagements sous le protocole de Kyoto a l'obligation de faire ce bilan de carbone pour la période 2008-2012. On peut comptabiliser les accroissements de stocks des boisements d'origine directement humaine de terres non forestières effectués depuis 1990.

■ *Au débit du bilan*, défini par l'article 3.3, il faut noter la diminution des stocks de carbone, entre 2008 et 2012, résultant de l'extension urbaine ou de la création d'infrastructures, du défrichement pour raisons agricoles et de l'extension des surfaces d'exploitation minière.

■ *Au crédit du bilan*, il faut relever les augmentations des stocks de carbone, mais seulement entre 2008 et 2012¸ dans les boisements sur terres agricoles, à partir de 1990, et dans les boisements des terrains miniers qui n'étaient plus considérés comme des forêts en 1990 (c'est-à-dire qui ont été défrichées avant et non reboisées avant 1990). Remarquons que l'essentiel des reboisements réalisés depuis 1990 l'a sans doute été sur des terrains publics non agricoles, même s'il s'agissait probablement de végétation dégradée. Ces boisements ou reboisements ne peuvent donc être considérés sous l'article 3.3.

■ *La date de référence* concernant l'affectation officielle des terres est 1990, ce qui pose le problème fondamental, en Nouvelle-Calédonie, d'absence d'informations pouvant faire référence concernant l'affectation des terres à cette date. L'exploitation fine des résultats du recensement agricole pourrait être utile. Encore faudrait-il pouvoir montrer que ce qui a été recouvert d'une couverture végétale n'est pas le résultat d'un abandon des terres, mais de réels boisements.

Le revégétalisation des terrains miniers, entre 1990 et 2008, n'a sans doute pas toujours abouti à la création d'une végétation pouvant déjà être

considérée comme forestière. Mais cela importe peu si, à terme, ces végétations remplissent les critères de la FAO de définition de la forêt. Cependant, si on estime que cet accroissement de stock entre 2008 et 2012 est trop faible pour mériter d'être mesuré précisément, il suffira simplement de l'ignorer.

Dans le cas de la Nouvelle-Calédonie, il faudra probablement s'attendre à un bilan négatif (diminution nette des stocks comptabilisés sous l'article 3.3), principalement sous l'effet des défrichements agricoles, miniers et urbains. Il faudra donc mesurer les stocks de carbone des surfaces qui seront défrichées entre 2008 et 2012 (ou au cours des périodes d'engagement qui suivront, après 2012).

L'inventaire des variations de stocks relativement à l'article 3.4 du protocole

Article 3.4 :

« Avant la première session de la conférence des parties (…) chacune des parties visées à l'annexe I fournit à l'Organe subsidiaire du Conseil scientifique et technologique, pour examen, des données permettant de déterminer le niveau de ses stocks de carbone en 1990 et de procéder à une estimation des variations des stocks de carbone au cours des années suivantes. À sa première session, ou dès que possible par la suite, la Conférence des Parties (…) arrête les modalités, règles et lignes directrices à appliquer pour décider quelles activités anthropiques supplémentaires ayant un rapport avec les variations des émissions par les sources et de l'absorption par les puits des gaz à effet de serre dans les catégories constituées par les terres agricoles et le changement d'affectation des terres et la foresterie doivent être ajoutées aux quantités attribuées aux Parties visées à l'annexe I ou retranchées de ces quantités et pour savoir comment procéder à cet égard, compte tenu des incertitudes, de la nécessité de communiquer des donnes transparentes et vérifiables du travail méthodologique du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'Évolution du Climat, des conseils fournis par l'Organe subsidiaire de Conseil scientifique et technologique conformément à l'article 5 et des décisions de la conférence des Parties. Cette décision vaut pour la deuxième période d'engagement et pour les périodes suivantes. Une partie peut l'appliquer à ses activités anthropiques supplémentaires lors de la première période d'engagement pour autant que ces activités aient eu lieu depuis 1990. »

Cet article définit des dispositions *facultatives* jusqu'à la fin de la première période d'engagement, donc jusqu'en 2012, qui devraient devenir contraignantes ensuite. Par rapport à l'article précédent, elles offrent, dès 2008 et pour les pays de l'annexe I, la possibilité de bénéficier de quelques crédits de carbone supplémentaires (attention, dans certaines limites seulement et avec des comptabilités particulières ; le lecteur intéressé ne souhaitant pas se tromper est invité à lire « Les émissions et les réductions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie » et « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie » dans le CD-ROM). Encore faut-il que le bilan soit avantageux pour le pays, ce qui n'est pas toujours le cas. C'est ainsi que le Canada n'a pas retenu la gestion forestière sous l'article 3.4, car les stocks moyens de carbone de ses forêts risquaient de diminuer entre 2008 et 2012.

Seulement une petite fraction de cet accroissement des forêts (une valeur d'environ 15 %) peut être prise en compte dans la comptabilité pour la première période d'engagement. On ne sait pas encore comment cette proportion sera modifiée après 2012. Cette option permet éventuellement de compenser un bilan de carbone négatif sous la comptabilité de l'article 3.3.

Il est fort possible, mais pas certain, que l'accroissement des forêts existantes en Nouvelle-Calédonie sur la période considérée soit positif, compte tenu de la production des plantations anciennes (d'avant 1990) et, surtout, du ralentissement progressif de l'exploitation forestière. On peut penser que les 50 000 à 60 000 ha exploités durant les 50-60 dernières années (près de 20 % de la surface totale des forêts denses) soient dans une logique de reconstitution et de recapitalisation lente de la biomasse. Cet accroissement peut aussi être annulé par la dégradation de la forêt dense par des processus qui ne relèvent pas de l'exploitation forestière formelle. Compte tenu de l'absence d'informations précises, il ne s'agit que de pistes de réflexion.

Pour aller plus loin, il faudra déterminer les variations de stocks des forêts existantes (hors 3.3) par une procédure d'inventaire conforme aux demandes de la Convention sur le climat et du protocole de Kyoto.

Cet article 3.4 concerne aussi les réductions d'émissions de GES résultant notamment de la gestion et de la croissance des forêts non considérées sous l'article 3.3, des cultures et des prairies, et de la revégétalisation. Elles ne sont pas considérées ici, mais seulement dans « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie » sur le CD-ROM.

L'influence du périmètre considéré sur la précision des mesures demandées d'ici à 2012

Considérées dans l'ensemble français, les variations de stocks en Nouvelle-Calédonie sont relativement mineures. En revanche, quand elles sont considérées isolément de l'ensemble français, les conséquences sous la comptabilité de Kyoto sont différentes. Les mesures doivent alors être plus précises notamment pour éviter des débits sous l'article 3.3 dès 2008 et sans doute aussi, à partir de 2012, sous l'article 3.4, si sa prise en compte devenait obligatoire comme le cours des négociations le laisse prévoir.

La situation de la Nouvelle-Calédonie est, à première vue, apparemment paradoxale : ses obligations sont celles d'un pays relevant de l'annexe I, alors que son système d'information sur l'occupation du sol, et plus précisément sur les ressources forestières, est peu développé. Cela peut s'expliquer dans une large mesure par l'absence de réels intérêts industriels de la forêt. Il n'empêche que, sur le territoire métropolitain, des forêts guère rentables (méditerranéennes, montagnardes) sont inventoriées par l'Inventaire forestier national (IFN) au même titre que des boisements nettement plus productifs. Mais on ne peut pas ignorer les coûts supplémentaires que cela engendre.

Les perspectives post 2012 sous le protocole de Kyoto

Pour cela, la logique d'inventaire doit être cohérente avec les principes définis par le Giec en 2006. Mais les précisions exigées dépendent des périmètres considérés. Compte tenu de la faible expérience des opérations d'inventaire en Nouvelle-Calédonie, les réflexions générales de l'ouvrage GOFC-GOLD (2008) peuvent être une source d'inspiration même s'il n'offre pas de solution « clés en main ». L'expertise de l'IFN pourrait certainement être sollicitée de façon régulière dans la période de construction et de lancement des protocoles de mesures et de suivi. Pour satisfaire de façon efficace les obligations d'inventaire et de suivi des surfaces forestières et des stocks de carbone, il est souhaitable de retenir une approche à deux niveaux qui couplerait nécessairement l'observation par télédétection avec des mesures au sol pour la vérification de l'approche de télédétection (vérité-terrain) et la prise de mesures complémentaires. Il faut cependant signaler que pour l'article 3.3 les approches par télédétection ne sont pas suffisantes : il faut en effet pouvoir déterminer dans quel ensemble ces variations de stocks ont lieux, par exemple si les boisements ont été réalisés ou non sur des terres agricoles.

Les inventaires pour déterminer les variations de stocks

Les enjeux de la cartographie pour le suivi

Ils consistent à définir une nomenclature des divers types de végétation, qui puisse être appliquée sous forme cartographique de façon cohérente, dans l'espace et dans le temps, et qui soit en adéquation avec les moyens d'observation qui pourront être mobilisés de façon récurrente. Pour la première période d'engagement sous le protocole, il faudrait disposer d'informations pour une période de cinq ans, par exemple entre 2008 et 2012, soit directement soit par interpolation entre des inventaires réalisés avant 2008 et en 2012.

Cette nomenclature devra intégrer la dichotomie fondamentale entre « forêt » et « non-forêt », selon la définition qui sera officiellement adoptée par la Nouvelle-Calédonie, et permettre des subdivisions raisonnables à l'intérieur de ces deux classes pour qualifier les changements d'affectation des terres, et quantifier leurs conséquences en termes de capture et de stockage de carbone.

À l'intérieur de la classe « forêt », les subdivisions devront constituer des strates d'échantillonnage pertinentes par rapport aux campagnes de mesures au sol qui viseront à l'estimation de la biomasse et du carbone. Enfin, la « dégradation », au sens de la baisse des stocks de carbone sur des terres restant dans la classe « forêt », devra pouvoir être évaluée par des variations de surfaces entre sous-classes « forestières » de la cartographie avant d'être affinée par des informations de terrain.

Le rôle de l'observation spatiale aérienne ou satellite : intérêts et contraintes des différentes techniques et des diverses sources d'information

Compte tenu des objectifs, une dichotomie fondamentale existe entre informations spatiales à résolutions moyenne, à haute (pixels de l'ordre de 10-20 m ou plus) et très haute (pixels d'une taille effective inférieure à 4-5 m). Ces valeurs s'entendent pour des « images » optiques multispectrales, c'est-à-dire donnant des informations dans plusieurs canaux du spectre visible et un à deux canaux du spectre infrarouge.

La photographie aérienne moderne, par exemple telle que fournie par l'IGN à partir des années 1970, possède un grain suffisamment fin pour relever

de la très haute résolution, que l'interprétation finale soit visuelle ou semi-automatique, après numérisation. L'information correspondant au proche-infrarouge, importante pour la caractérisation des variations de végétation, n'est, par contre, pas toujours présente : les photographies livrées par l'IGN à l'IFN comportent cette information, alors que les couvertures IGN de la Guyane côtière n'y donnent pas accès. En mode panchromatique, les images satellitaires à très haute résolution (THR) autorisent aujourd'hui une qualité d'interprétation visuelle se rapprochant de celle obtenue à partir de photographies aériennes.

Selon GOFC-GOLD, des coûts de 0,1 à 0,5 $/km^2 et de 2 à 40 $/km^2 sont avancés, respectivement pour une couverture HR et THR (ou photographies aériennes). La différence de coût est donc sensible. Cependant, il ne semble pas qu'une information de type HR puisse correspondre aux besoins et aux conditions propres de la Nouvelle-Calédonie considérée isolément dans un périmètre restreint (18 000 km^2), au couvert végétal très varié pour des raisons à la fois naturelles et humaines. À noter néanmoins que la Guyane côtière, d'une superficie comparable à celle de la Nouvelle-Calédonie, fait l'objet d'une couverture aérienne (IGN) relativement régulière. Dans le contexte des DOM-COM, l'acquisition de données THR n'est donc pas irréalisable dans une logique d'actualisation cartographique décennale.

Pour le futur, des pistes existent concernant une estimation directe de la biomasse à partir de données de télédétection radar, en particulier sur la base du satellite radar japonais Alos de l'Agence spatiale japonaise et du programme Alos Kyoto & Carbone initiative. La gamme des valeurs de biomasse épigée (AGB) observées, qui n'excèdent pas substantiellement 200 t/ha, laisse à penser que les problèmes de saturation de ce type de signal ne seraient peut-être pas rédhibitoires pour une application en Nouvelle-Calédonie. Cependant, une étude de préfaisabilité serait nécessaire et imposerait des travaux de calibration par rapport à des biomasses mesurées au sol.

Les mesures récurrentes au sol et le suivi de la croissance des arbres

Bien menée, l'observation spatiale peut permettre le suivi des changements d'affectation des terres et la cartographie diachronique de sous-classes à l'intérieur de la classe « forêt ». Elle ne peut permettre, à elle seule, de réaliser des mesures de stocks carbone dans ces différentes classes (flux), ni même

donner des valeurs précises de leurs biomasses épigées moyennes (stocks). Pour cela, il est nécessaire de réaliser des inventaires de terrain selon un plan de sondage systématique dans l'espace et de façon répétée dans le temps (cycle d'inventaire).

Les points de sondage permettent de vérifier sur le terrain l'interprétation réalisée à partir des documents de télédétection et, surtout, donnent lieu à un inventaire des arbres présents sur une surface de référence (placette), à leur identification botanique et à leur mesure au travers d'une variable simple, le diamètre du tronc. Il s'agit d'une approche classique d'inventaire forestier qui pourra s'inspirer, moyennant des ajustements à de nouvelles finalités, des protocoles qui ont été utilisés par le passé en Nouvelle-Calédonie (inventaire de 1975, inventaires locaux des années 1980-1990). La visite des points de sondage sur le terrain peut être l'occasion d'un relevé d'informations supplémentaires concernant la végétation et le milieu.

Des mesures plus lourdes doivent être envisagées sur un sous-ensemble de placettes de terrain pour établir un système de relations allométriques permettant, *in fine*, l'estimation de la biomasse épigée totale d'un arbre à partir de la mesure de son diamètre. De telles relations sont actuellement inexistantes pour la Nouvelle-Calédonie, mais elles peuvent être construites directement ou indirectement. Comme il s'agit de mesures destructrices, nécessitant abattage et tronçonnage des arbres, il pourrait être intéressant de profiter de l'opportunité des quelques chantiers d'exploitation encore en cours, même s'il faudra probablement rééquilibrer la logique d'échantillonnage pour mieux couvrir la diversité des forêts de Nouvelle-Calédonie. En l'absence de technique simple et opérationnelle de mesures à posteriori de la croissance des arbres tropicaux, la caractérisation de la croissance demande que des superficies de référence (« placettes de croissance permanentes ») soient suivies durablement. Celles-ci devront être localisées de façon à couvrir les principales classes de formations forestières, y compris dans les plantations.

L'ensemble de ces travaux, nécessaires au suivi des variations de stocks de carbone dans la végétation forestière, ne pourra être mené qu'avec la mise en place d'une cellule d'inventaire des « ressources forestières » qui n'existe pas aujourd'hui. Cette cellule pourrait être composée de trois à quatre agents permanents pour les travaux de terrain et d'un à deux agents pour les travaux relevant de la cartographie, pour ces derniers en relation étroite avec la DTSI. Au-delà de la mise en conformité avec les engagements de la

Convention sur le climat, les résultats régulièrement obtenus par une cellule pérenne d'inventaire contribueraient utilement à la gestion des ressources forestières menées par les services techniques des Provinces. Comme c'est le cas en métropole, ils pourraient aussi constituer une contribution utile à la caractérisation des habitats et à la conservation des biotopes.

Le stockage de carbone dans le bois des constructions

L'augmentation du stock de carbone dans les constructions n'a, pour le moment, pas encore été retenue. Mais on peut inventorier les variations de stocks sous la Convention. Il est cependant difficile de les déterminer avec une précision suffisante.

Conclusions – recommandations

Les quantités de carbone en jeu dans le domaine de l'utilisation des terres et de la foresterie ne peuvent couvrir ce qui sera émis par la métallurgie

Bien qu'il soit difficile, en l'absence de données précises pour la Nouvelle-Calédonie, d'indiquer quel est le bilan de carbone au sens du protocole de Kyoto, il semble néanmoins utile de situer les enjeux par rapport aux autres sources d'émission de GES sur le Territoire.

Supposons que le bilan des émissions sous l'article 3.3 soit égal à zéro pour la période d'engagement considérée, par exemple entre 2008 et 2012, ou entre 2012 et 2020. Cela revient à considérer que le déstockage de carbone dû aux défrichements de forêts serait compensé par des augmentations de stocks de carbone dans des boisements de terres agricoles effectués depuis 1990. C'est une hypothèse sans doute trop optimiste, compte tenu de la faiblesse du niveau des boisements de terres agricoles, mais nous la retenons provisoirement.

Quelle serait alors la contribution sous l'article 3.4 en considérant la Nouvelle-Calédonie de manière séparée d'ici à 2012 ?

Supposons que l'accroissement moyen annuel des forêts de Nouvelle-Calédonie, dont les sols sont relativement peu favorables, puisse atteindre

1 t de carbone par ha (2 t de MS/ha ou 4 m^3 de bois « commercialisable »), ce qui est vraisemblablement optimiste, et capter ainsi 3,67 t CO_2 par ha pendant un certain nombre d'années. En prenant les règles de comptabilité sous l'article 3.4, cela conduirait à l'octroi de 0,55 t de CO_2 par ha. La production de nickel émettant environ 20 t de CO_2 par tonne, il faudrait environ 36 ha de forêts pour compenser les émissions d'une tonne de nickel. La production de 200 000 t de nickel contenu demanderait alors 7,2 millions d'ha, chiffre qui excède évidemment largement la superficie du territoire de la Nouvelle-Calédonie. En supposant que les règles de comptabilité changent en 2012 et qu'on puisse prendre en compte non plus 15 %, mais 50 % de l'augmentation des stocks de carbone en forêts (ce qui est peu probable, car cela mettrait en péril, dans de nombreux pays, les activités liées à l'exploitation et à la transformation du bois), il faudrait encore une surface d'environ 11 ha de forêt par tonne de nickel, soit 4,4 millions d'ha au total.

En d'autres termes, même avec des hypothèses d'accroissement des stocks de carbone et de comptabilisation très favorables, les forêts de la Nouvelle-Calédonie ne pourront compenser les émissions que d'une petite partie de la production actuelle de nickel.

Quelle serait la contribution en considérant la Nouvelle-Calédonie dans le périmètre de la France d'ici à 2012 ?

Comme les augmentations de stocks de carbone, que l'on peut prendre en compte sous l'article pour les forêts, sont plafonnées par une valeur forfaitaire que l'on ne peut renégocier (environ 15 % des augmentations annuelles qui avaient été prévues en 2000 pour la période 2008-2012, toute augmentation supplémentaire des stocks de carbone en forêt n'apporte donc pas de crédits carbone supplémentaire. En revanche, sous l'article 3.3, les débits continueraient à être comptabilisés.

Quelques recommandations relatives aux relations entre forêts et GES en Nouvelle-Calédonie

Sous la Convention des Nations unies sur le changement climatique

Dans l'ensemble français comprenant la Nouvelle-Calédonie, c'est la France qui fournit les informations demandées aux Nations unies.

Si les inventaires des émissions de GES de la Nouvelle-Calédonie devaient être fournis uniquement pour ce territoire, les priorités dans les précisions de mesures à augmenter prioritairement pourraient changer et de nouvelles mesures, parfois relativement coûteuses, pourraient alors s'imposer.

Sous le protocole de Kyoto

Pour le moment, la Nouvelle-Calédonie n'a pas d'obligations sous le protocole de Kyoto. Si elle désirait adhérer au protocole, via la France, elle devrait réaliser les inventaires imposés sous l'article 3.3 et l'article 3.4, même si les contributions des variations de stocks de carbone au bilan de GES restent minimes.

Pour l'article 3.3, on pourrait sans doute se contenter de recenser les diminutions de stocks résultant des déboisements de terrains miniers, pour l'urbanisme et pour l'augmentation des surfaces agricoles. Les augmentations de stocks dues aux boisements des terres agricoles pourraient sans doute être négligées. On aurait ainsi un bilan sans doute un peu moins favorable qu'en mesurant tout, mais sans doute beaucoup plus facile à réaliser et beaucoup moins coûteux.

Pour l'article 3.4, il faudrait faire des mesures de variations de stocks de carbone en forêts restant forêts, mais compte tenu du fait que la France a de la marge (elle n'utilise pas toutes les augmentations de stocks réalisées dans les forêts) il suffirait de faire des mesures d'accroissement des stocks avec un faible taux de sondages. On pourrait alors facilement montrer, même en cas d'accroissement négligeable des stocks de carbone en Nouvelle-Calédonie, que cela n'a pas d'incidence notoire sur les engagements de la France en y incluant la Nouvelle-Calédonie. En cas de diminution des stocks, il faudrait être un peu plus précis, mais surtout déterminer des valeurs peut-être par excès, pour bien montrer que l'augmentation des stocks sous l'article 3.4, en France, reste toujours au-dessus de la valeur z (c'est-à-dire au-dessus des 15 % d'augmentation des stocks prévus en 2000 pour 2010). Tant que l'augmentation du stock reste supérieure à la valeur z, cela ne changera rien au bilan final.

Comme la France a pris en compte dès 2008 le volet « forêt » de l'article 3.4, on pourrait sans doute, *sauf modification du protocole d'ici à 2012*, satisfaire aux articles 3.3 et 3.4 dès 2012. Il suffirait donc simplement de recommander la mise en place de mesures un plus précises qu'aujourd'hui, tendant à se

rapprocher progressivement du niveau de précision des mesures demandé par les Nations unies.

Si la Nouvelle-Calédonie désirait prendre des engagements de nature différente, par exemple de manière autonome, comme envisagé dans l'un des scénarios examinés dans « Linsertion internationale de la Nouvelle-Calédonie », il faudrait sans doute qu'elle se dote de moyens de mesures plus performants, pour évaluer les variations de stocks de carbone, notamment dans ses forêts.

En conclusion, nous sommes conduits à faire les recommandations suivantes :

■ *réaliser une étude prospective sur les utilisations agricoles et forestières des terres envisageables théoriquement et réalisable économiquement, pour le développement durable en Nouvelle-Calédonie.* Cela implique d'identifier les potentialités d'augmentation des productions agricoles et forestières à des fins alimentaires et non alimentaires ainsi que les stations où l'on pourra augmenter les stocks de carbone en étant raisonnablement capable de les protéger. Cette question mérite d'être clarifiée par les institutions locales, et pourrait être pilotée par exemple par l'IAC (Institut agronomique calédonien) ;

■ *mettre en place un service forestier capitalisant les informations et capable de passer des commandes pour la réalisation d'inventaires forestiers* suivant les besoins de la Convention et du protocole et des divers autres conventions environnementales. Ce service doté devrait être pourvu de moyens adéquats pour compléter les inventaires par télédétection par des travaux de terrains ;

■ *pour une gestion et un développement durable des ressources forestières* et contribuer ainsi de façon modeste à l'amélioration du bilan GES de la Nouvelle-Calédonie, nous recommandons :

– d'augmenter, si possible, l'effort de plantation de bois d'œuvre récoltable en fin de cycle : sur la base des araucariacées locales, même si les surfaces reboisées ne seront sans doute pas très étendues (quelques milliers d'ha). Pour cela, il y a nécessité de rebâtir une cellule de recherche forestière appliquée, en relation étroite avec les services des Provinces et la mise en place de politiques forestières volontaristes ;

– de reconstituer des stocks dans les forêts naturelles plus ou moins dégradées, si possible par des méthodes de régénération peu coûteuses par

hectare, par exemple des semis directs de graines pré-germées. Cela impliquera la mise au point de nouvelles techniques, donc des programmes de recherche bien orientés vers cet objectif ;

– de tenter de lutter plus efficacement contre les feux, en particulier pour protéger les formations forestières denses des risques de dégradation à partir des savanes ou des formations ouvertes. *C'est une tâche difficile, surtout en l'absence de valorisation économique des forêts. Il faut donc faire prendre conscience aux populations que protéger les forêts c'est aussi lutter contre le changement climatique.*

La mise en œuvre de ces recommandations ne permettra certes pas de modifier notablement le bilan des émissions et du captage de CO_2, mais elle pourra avoir des bénéfices connexes pour l'aménagement du territoire et la protection de la biodiversité du cycle de l'eau, etc.

L'intérêt des productions des biomasses pour l'énergie est également souligné dans « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie », p. 115.

Considérations sur les réductions d'émissions, notamment via le stockage, et recommandations pour la Nouvelle-Calédonie

Les actions à envisager pour stabiliser les émissions de gaz à effet de serre

Pour stabiliser les concentrations de CO_2 à l'échelle de la planète, il faut évidemment agir à divers niveaux :

- mieux maîtriser l'énergie, notamment promouvoir des économies d'énergie[26] ;
- accroître, quand cela est possible, la sobriété en énergies fossiles ;
- utiliser les meilleures technologies disponibles pour les activités émettrices de CO_2. ;
- recourir aux biomasses végétales renouvelées dans la production d'énergie, afin de remplacer des combustibles fossiles ;
- recourir aux autres énergies renouvelables (énergies éoliennes, marémotrices, hydrauliques, photovoltaïques, géothermiques, nucléaire, etc.) à très faibles exigences territoriales et n'entrant pas en compétition avec l'usage des terres pour les productions alimentaires ou forestières ;
- augmenter les stocks moyens de carbone en forêts ;
- recourir, quand cela sera possible, à des coûts économiquement acceptables, au stockage géologique de CO_2 issu des combustibles fossiles et des biomasses.

[26] À condition que cela ne se fasse pas au détriment de l'efficacité territoriale dans les productions de phytomasse.

Les rapports du Giec font tous les cinq ou six ans, depuis 1990, le point sur l'état des connaissances en matière de réduction des émissions de GES dans les différents secteurs (énergie, industrie, transport, habitat, agriculture, déchets, utilisations et changements d'utilisation des terres et forêts). Des rapports spéciaux font également le point sur l'état des connaissances sur des sujets particuliers, comme la séquestration géologique, les changements d'utilisation des terres, l'aviation, les CFC et les HFC, etc. Mais il appartient ensuite aux décideurs locaux et nationaux d'utiliser ces informations pour définir des politiques de réduction des émissions de GES sur leur territoire et de hiérarchiser les actions à entreprendre. Pour chaque territoire, il faut notamment identifier non seulement les réductions d'émissions les moins coûteuses et la meilleure manière de mettre en œuvre les politiques correspondantes. Il faut également tenir compte des capacités du tissu d'artisans et d'industriels à assurer les suivis et les services après-vente.

Nous mentionnons ici seulement quelques conditions et pistes, pour atteindre cet objectif, discutées dans cette partie. Ce travail est donc à compléter par des équipes locales néo-calédoniennes connaissant bien le terrain.

Le suivi des émissions de gaz à effet de serre

Hors prise en compte des changements d'utilisation des terres, les émissions de la Nouvelle-Calédonie et des COM ont augmenté de 63,5 % (+ 1,8 million de tonnes d'équivalent CO_2), entre 1990 et 2007, et l'essentiel de cette augmentation est attribuable à l'augmentation des émissions de gaz carbonique (+ 1,7 Mt), c'est à dire à l'industrie, aux transports et à la production d'électricité. L'augmentation de ces émissions de même que celles des CFC et des HFC est donc à surveiller.

Pour le respect des engagements sous le protocole de Kyoto, l'augmentation de la précision des mesures dépend de l'ensemble considéré.

La réduction des émissions de gaz à effet de serre d'origine fossile

Pour les émissions de GES d'origine fossile, les approches sont assez simples et pratiquement toutes connues depuis 1992. Les productions d'électricité de la Nouvelle-Calédonie sont assez intensives en carbone compte tenu du

fait qu'on y utilise du charbon. Mais il n'est à priori pas facile de remplacer le charbon par d'autres combustibles. On a vu que l'utilisation du gaz naturel, préférable au charbon, n'est pas accessible en Nouvelle-Calédonie. Il reste donc à étudier la possibilité de faire des économies d'énergie et de réduire les émissions des centrales électriques et thermiques en remplaçant le charbon par du bois importé.

Pour l'agriculture et les forêts, les approches sont un peu plus compliquées. L'ADEME expérimente actuellement des approches territoriales avec le projet Climaterre. Remarquons cependant que l'augmentation des productions de biomasses ligno-cellulosiques en Nouvelle-Calédonie reste extrêmement mal cerné et est sans doute limitée. La production de matières végétales pour l'énergie dans les pays qui importent une part non négligeable de leur alimentation ne devrait en général être envisagée que sur des terres inaptes à la production d'aliments ou de bois d'œuvre. Les produits alimentaires importés génèrent en effet aussi des GES. Il n'est donc pas évident, sauf pour la comptabilité actuelle des émissions de GES de la CCNUCC, que la production locale de bioénergie se traduise par de vraies réductions d'émissions de GES au niveau planétaire. Peut-être vaudrait-il mieux développer d'abord la production agricole locale. *Il faut donc réaliser une étude prospective sur les utilisations agricoles et forestières des terres non seulement théoriquement envisageables mais aussi réalisables économiquement, pour le développement durable en Nouvelle-Calédonie*.

À court terme, la détermination des possibilités d'augmentation des stocks moyens de carbone dans les forêts de Nouvelle-Calédonie paraît indispensable, à la fois pour la Convention climat, pour le protocole de Kyoto et, sans doute également, pour la période post 2012, pour laquelle on ignore encore les modalités d'application. Mais selon qu'on voudra utiliser ces informations dans l'ensemble français ou uniquement à l'échelle de la Nouvelle-Calédonie, la précision des mesures demandées (donc les coûts) ne sera pas identique. Elle dépendra notamment des comptabilités qui seront retenues sous l'article 3.4 du protocole pour la période post 2012 et des engagements, évoquées dans « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie », que pourrait prendre la Nouvelle-Calédonie. Dans tous les cas, il serait utile qu'un ingénieur forestier et des techniciens soient chargés du suivi de ces inventaires afin de pouvoir prendre, le moment venu, les décisions qui s'imposent dans le contexte local, français ou international.

Le stockage géologique

Entre notamment dans cette catégorie le stockage géologique du CO_2 dans les puits de pétrole et dans les aquifères salins. On sait déjà utiliser du CO_2 pour la récupération assistée du pétrole par injection de CO_2 dans les puits de pétrole. On sait aussi stocker les émissions dans les aquifères salins. Il faudra encore quelques vérifications techniques, notamment pour pouvoir garantir que les fuites de CO_2 seront minimes et, surtout, mettre en place un accompagnement législatif pour rendre ces opérations acceptables.

Le stockage géologique du CO_2 dans les basaltes et les péridotites est moins avancé que le stockage géologique dans les aquifères salins. Il faut donc dans un premier temps des compléments de recherche. Toutes ces solutions sont encore trop coûteuses et aujourd'hui on ne sait pas laquelle sera, d'ici à dix ans, la plus performante. Les différences actuellement signalées ne sont pas de nature à favoriser une voie plutôt qu'une autre.

Les promoteurs de la séquestration géologique de l'AIE et certains professionnels estiment que le coût du stockage d'une tonne de CO_2 se situe actuellement entre 60 et 90 €. Or, en 2008, sur le marché de l'Union européenne, le coût de l'acquisition du droit d'émission d'une tonne de CO_2 était approximativement trois fois moins élevé (15 à 20 € par tonne de CO_2). On estime que le coût actuel pourrait être divisé par deux entre 2015 et 2020. Pour de nouvelles centrales électriques à charbon, le coût de la séquestration pourrait descendre, vers 2030, jusqu'à 30-45 € par tonne de CO_2. Pour les nouvelles centrales à charbon de 300 MW, équipées pour la capture et le stockage géologique du CO_2, pour les premières opérations, le surcoût se situerait entre 0,5 à 1,1 million d'euros.

Mais si on veut pouvoir diviser les émissions mondiales de GES par deux et permettre que le développement se poursuive, il faudra bien que les gouvernements deviennent plus exigeants et fassent monter le prix de la tonne de CO_2 évitée. Selon certaines études japonaises, son prix devrait même atteindre plus de 140 € s'il fallait diviser les émissions par 4 dans les pays industrialisés. Cette option ne deviendra économiquement viable et pourra être déployée à grande échelle que lorsque le prix de la tonne de CO_2 atteindra 60 € et que le coût du stockage géologique aura également atteint ce niveau. Sinon il faudra subventionner plus ou moins fortement ces filières. En attendant, les promoteurs de cette technologie souhaitent

pouvoir obtenir des financements spécifiques pour une série d'opérations pilote à mettre en œuvre, entre 2015 et 2020, y compris dans les pays en développement. Ils aimeraient que ces opérations puissent être financées par des prélèvements sur les ventes aux enchères des droits d'émission du marché européen.

Dans l'immédiat, on ne voit pas comment un secteur industriel soumis à la concurrence internationale et à des obligations de réduction des émissions dans le cadre d'un PNAQ pourrait aujourd'hui envisager de recourir au stockage géologique. Mais il n'est pas interdit d'imaginer que des arrangements pourraient être obtenus : les industriels qui contribueraient financièrement à la mise au point de cette technique pourraient, par exemple, demander à être libérés des obligations de réduction d'émissions de CO_2 ou à être exclus du PNAQ. L'Union européenne a déjà décidé de soutenir certaines opérations pilotes, notamment le stockage géologique des émissions d'Arcelor Mittal en Lorraine, et trois autres opérations pilotes sont également envisagées en France.

Recommandations

Pour le détail des recommandations exposées ci-dessous, le lecteur pourra se reporter aux fiches de recommandations rassemblées à la fin de la synthèse (p. 387), après la partie « Conclusion et recommandations ».

1. Créer un pôle néo-calédonien sur la maîtrise de l'énergie et des émissions de GES

Nous recommandons la mise en place d'un pôle néo-calédonien spécialisée dans le suivi et la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre. Le recensement des émissions de GES pourrait être affiné, notamment s'il fallait fournir des informations spécifiques au gouvernement de la Nouvelle-Calédonie. Cette cellule pourrait par exemple également quantifier, au moins approximativement, les émissions des produits importés et consommés sur le Territoire. Certes, ces dernières émissions ne sont actuellement pas encore prises en compte dans les négociations internationales sur le climat, car on s'est intéressé d'abord aux grands pays émetteurs. Mais, pour des petits territoires, la prise en compte de ces émissions est importante quand on veut participer à la limitation du changement climatique.

Pour plus de précisions, cf. « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie », p. 281.

2. Limiter aussi les émissions de GES autres que le CO_2

Il paraît très important de surveiller et de limiter les émissions de CFC et de leurs substituts, comme les HFC et les émissions de méthane.

3. Créer un pôle néo-calédonien sur la valorisation des espaces agricoles et forestiers et des biomasses alimentaires et non alimentaires

Il serait souhaitable de constituer un pôle se consacrant à la valorisation agricoles forestière, par exemple appuyé et piloté par l'IAC, prenant en considération simultanément les aspects économiques, sociaux et environnementaux (donc aussi le stockage de carbone) des production de biomasses végétales alimentaires et non alimentaires en Nouvelle-Calédonie.

Il faudra également affecter un ingénieur et des techniciens au suivi des variations de stocks de carbone en forêt, en liaisons notamment avec des équipes extérieures spécialisées dans les inventaires par télédétection.

Et il faudrait enfin mettre en place des programmes de recherche sur des techniques non conventionnelles pour les forestiers, de « regonflage » de la végétation.

4. Réduire les émissions des centrales thermiques par substitution de combustible

Il conviendrait d'étudier la possibilité de réduire les émissions de GES des centrales électriques et thermiques en remplaçant une partie du charbon par du bois importé. À cette fin, il faudrait d'abord réaliser une étude de préfaisabilité, puis éventuellement une étude de faisabilité, associant le gouvernement de la Nouvelle-Calédonie, Enercal et les industriels des filières de production de nickel. Celle-ci pourrait, par exemple, être cofinancée partiellement par le Programme territorial pour la maîtrise de l'énergie, sur la base d'un cahier des charges à établir conjointement avec les industriels.

5. Le stockage géologique du CO_2, après la capture du CO_2 des centrales thermiques

Pour stabiliser le climat il faudra inévitablement développer les techniques de captage et de stockage géologique du CO_2.

Pour la mise au point de techniques moins onéreuses de captage de CO_2 à la sortie des centrales thermiques, la Nouvelle-Calédonie devrait pouvoir se contenter de transférer, le moment venu, les technologies qui auront été perfectionnées ailleurs. Actuellement il suffit donc de seulement s'assurer de pouvoir disposer auprès des centrales la place requise pour les installations de captage et, par ailleurs, exercer une veille technologique afin de s'assurer que les recherches, pouvant servir à des unités de la taille présente en Nouvelle-Calédonie, sont bien menées dans d'autres pays.

Le stockage géologique en Nouvelle-Calédonie demande, en revanche, des recherches menées localement. Le substrat géologique de la Nouvelle-Calédonie paraît en effet particulièrement favorable pour expérimenter des filières originales notamment sur péridotites. Cela demande encore des

recherches et des mises au point. Il est donc important de recommander la mise en place d'un programme de recherche avec notamment l'Université, l'ANR et les industriels du nickel. La Nouvelle-Calédonie aurait aussi tout intérêt à rejoindre le réseau CO_2CRC dans lequel la Nouvelle-Zélande est fortement impliquée également.

La mise au point de techniques applicables dans ce domaine intéresserait non seulement la Nouvelle-Calédonie, mais également les pays les plus vulnérables aux changements climatiques, plus particulièrement les petites îles ayant l'essentiel de leur territoire à faible altitude.

L'exportation du savoir-faire pourrait enfin se faire en particulier vers Oman et en Papouasie Nouvelle-Guinée.

À toutes ces actions, dont nous avons volontairement restreint le nombre, il conviendra d'affecter des moyens humains et matériels appropriés.

L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie

La présente analyse du fonctionnement des marchés régionaux de l'énergie et des mécanismes internationaux de réduction d'émission de GES se justifie à plusieurs titres. Tout d'abord, la dépendance durable de la Nouvelle-Calédonie vis-à-vis des importations d'énergie nécessite une vision prospective régionale. Ensuite, le débat sur sa position par rapport aux émissions de gaz à effet de serre est inévitable, même s'il n'a pas été encore ouvert du fait de son statut particulier. Enfin, une réflexion a été amorcée à l'occasion de la préparation du schéma d'aménagement 2025, qui considère explicitement la mondialisation et les instances d'intégration et de coopération internationale comme une dimension indispensable pour l'avenir du territoire.

Comme la politique étrangère demeure de la compétence de l'État français, la Nouvelle-Calédonie peut à la fois jouer de cet effet de levier que représente la diplomatie française et, d'autre part, envisager de privilégier certains partenariats stratégiques, notamment avec les pays de la région.

Plus industrialisée que les petites îles du Pacifique, la Nouvelle-Calédonie est beaucoup plus petite que ses voisins immédiats (Australie, Nouvelle-Zélande) ou plus lointains (Indonésie, Philippines, Papouasie-Nouvelle-Guinée) qui disposent de ressources d'énergie fossiles plus abondantes et, pour certains, de fortes capacités technologiques. La problématique des gaz à effet de serre et des changements environnementaux planétaires la place dans une position-charnière : sujette aux évolutions climatiques qui pourraient mettre en danger son environnement – particulièrement, les récifs coralliens et le lagon –, elle doit se poser, comme les États industrialisés, la question de la maîtrise de ses émissions de gaz à effet de serre.

La géopolitique de l'énergie[27]

Demandes énergétiques et stratégies de sécurité

Les statistiques globales de consommation de l'énergie montrent une croissance tirée par le grand ensemble Asie-Pacifique. La Nouvelle-Calédonie fait partie de ce grand ensemble qui comprend les pays riverains de l'ouest du Pacifique, la Péninsule indochinoise, l'Inde, le Pakistan et l'Océanie, mais pas les États de l'est du Pacifique – pourtant leurs principaux partenaires commerciaux – ni la Russie dont la façade Pacifique accueille de nombreux projets de développement énergétiques.

Depuis la fin des années 1980, la consommation de cette grande région a été multipliée par deux et demi, soit une croissance qui n'est dépassée que par celle du Moyen-Orient, dont le volume total est moins important. Autrement dit, le grand ensemble Asie-Pacifique représente les deux tiers de l'augmentation de la consommation d'énergie mondiale, passée en vingt ans de 7 600 Mtep à 11 000 Mtep (BP). Sa consommation de pétrole a dépassé celle de l'Europe, en 1992, et celle de l'Amérique du Nord, en 2006. Sa consommation totale d'énergie primaire a dépassé celle de l'Amérique du Nord, au début des années 2000.

Cet accroissement est dû principalement au triplement de la consommation chinoise (1 800 Mtep en 2007), les autres pays de la région connaissant aussi d'importantes augmentations, en particulier le Japon, la Corée du Sud, la Thaïlande et la Malaisie.

Les besoins sont couverts en premier lieu par le charbon qui représente presque la moitié de la consommation d'énergie primaire, mais c'est le gaz qui augmente le plus vite, même s'il ne représente en 2007 que 10 % de la consommation. À ce niveau de généralité, les énergies renouvelables non conventionnelles ne sont pas statistiquement significatives.

[27] Les informations de ce chapitre proviennent des organismes internationaux (Agence internationale de l'énergie, Apec, World Energy Council), nationaux (Energy information administration, Abare, IFP, ministères nationaux) et d'entreprises (BP, Total) et de consultants (Oil and Gas journal, Petroleum Economist).

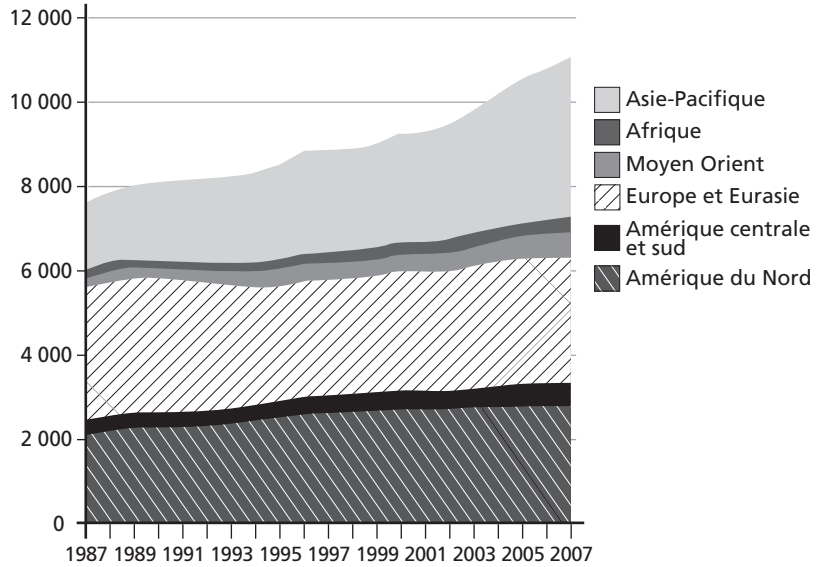


Figure 11

Évolution de la consommation d'énergie primaire par grands ensembles 1987-2007 (Mtep)

Source : BP Statistical Yearbook.

Ce grand ensemble est par nature divers, tant par la taille des États que par leurs priorités en matière d'énergie. Tous partagent cependant une préoccupation pour la sécurité de leurs approvisionnements : au développement économique énergétivore sans ressources nationales significatives du Japon et de la Corée du Sud, s'ajoutent les demandes des pays émergents qui posent le problème de l'accès aux ressources. D'où des situations de concurrence, des stratégies agressives ou la recherche d'accords et de solutions communes, bilatérales ou multilatérales.

Par ailleurs, alors que le marché mondial du pétrole s'était structuré historiquement selon les complémentarités entre pays producteurs de l'Opep et pays consommateurs regroupés dans l'OCDE, le grand ensemble

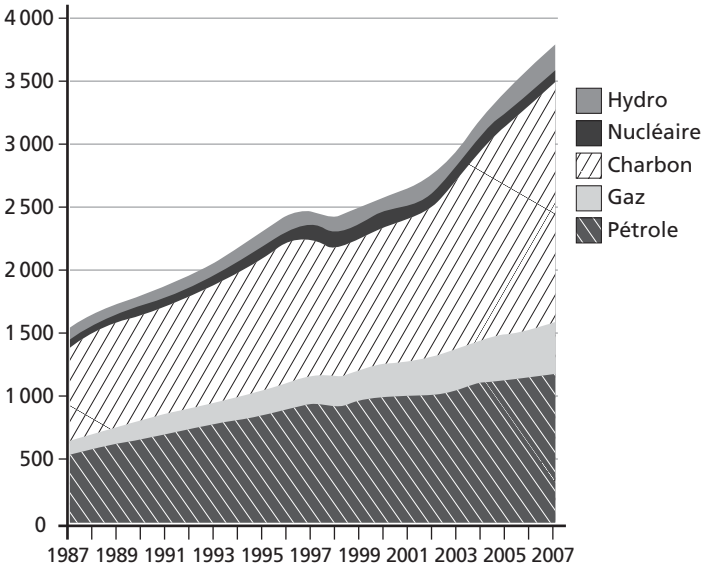


Figure 12
Les sources d'énergie primaire pour l'Asie-Pacifique (Mtep)

Source : BP Statistical Review.

Asie-Pacifique est loin d'être aussi lisible. L'Australie fait partie de l'OCDE, mais c'est le principal exportateur d'énergie pour l'ensemble de la région ; les alliances régionales comme l'ASEAN sont partielles et l'Apec comprend également les États-Unis et certains pays latino-américains.

La Nouvelle-Calédonie s'inscrit en plein dans ces évolutions régionales, à la fois par la croissance rapide de ses besoins énergétiques portée par l'accroissement de l'activité économique et de la demande des ménages. Comme dans les autres pays de la région, c'est le charbon qui a été choisi pour les satisfaire. En ce sens, son modèle énergétique se rapproche, de fait, plus de celui des économies émergentes de l'ensemble Asie-Pacifique que de l'Europe ou des petites îles.

L'organisation des échanges régionaux des énergies

Le pétrole et les produits pétroliers : en Nouvelle-Calédonie, un potentiel sous-exploité

Malgré les efforts réalisés en exploration et production, le grand ensemble Asie-Pacifique est relativement moins bien doté en pétrole que les grandes régions productrices déjà connues. En 2007 comme en 1997, ce grand ensemble représente un peu moins de 4 % des réserves mondiales et un peu moins de 10 % de la production. Depuis dix ans, la production a reculé en Australie et en Indonésie et a augmenté significativement en Thaïlande et au Vietnam dont les réserves ont aussi considérablement augmenté. Des ressources pourraient également se trouver au large de la Nouvelle-Calédonie dans la Zone économique exclusive (ZEE) (cf. encadré).

La demande croissante de pétrole en Asie-Pacifique (East of Suez) face à la relative médiocrité des ressources met ce grand ensemble en concurrence avec les consommateurs européens et nord-américains (West of Suez) pour accéder au pétrole du Moyen-Orient. Cela justifie la recherche active de ressources pétrolières nouvelles en Asie-Pacifique, dans laquelle sont engagées toutes les grandes compagnies internationales. Des découvertes ont été faites en *off shore*, ce qui provoque différentes tensions entre États : c'est particulièrement le cas de la délimitation de la ZEE chinoise. Pour la Nouvelle-Calédonie, les espaces les plus prometteurs se trouvent à l'ouest de la Grande Terre, proches de la limite avec la ZEE australienne.

L'organisation des échanges de produits pétroliers est plus complexe que celle des marchés pétroliers, puisqu'il y a un plus grand nombre de produits répondant à des spécifications différentes. La Nouvelle-Calédonie qui ne dispose pas de raffinerie est donc dépendante de ces disponibilités, même si du pétrole est découvert dans sa ZEE. Qui plus est, sa demande en produits de raffinage, dominée jusqu'à présent par la demande en fioul pour la centrale de Prony, devrait diminuer avec la mise en service des centrales au charbon et se réorienter vers les produits plus légers pour le transport terrestre, routier et maritime.

Les capacités de raffinage se concentrent chez les grands pays consommateurs, particulièrement la Chine et le Japon. Les raffineries australiennes ont interrompu leurs livraisons pour la Nouvelle-Calédonie, car elles vendent intégralement leurs produits sur le marché australien, obligeant les importateurs néo-calédoniens à s'approvisionner à Singapour.

Que sait-on de la géologie de la zone, en termes de ressources énergétiques ?

La zone économique exclusive (ZEE) de Nouvelle-Calédonie se situe entre deux provinces pétrolières importantes faisant l'objet d'exploitation, la Papouasie-Nouvelle-Guinée au nord et la Nouvelle-Zélande au sud. Ces trois régions ont un héritage géologique commun reconnu pour son potentiel pétrolier. La Nouvelle-Calédonie et les bassins sédimentaires *off shore* de sa ZEE sont sous-explorés, mais le contexte géodynamique, à l'origine des grands traits structuraux de la Nouvelle-Calédonie, est globalement favorable à la génération et au piégeage des hydrocarbures. Les bassins sédimentaires à potentiel pétrolier sont de trois types :

■ *Les bassins sédimentaires de la côte ouest de la Grande Terre* sont en position très favorable pour l'accumulation des hydrocarbures, puisque c'est dans cette zone que l'on trouve généralement des structures géologiques préservées susceptibles de former des pièges. Le système étudié montre qu'il y a eu des générations d'hydrocarbures, en grande majorité du gaz, mais qu'il reste à identifier de bons réservoirs et des pièges permettant des accumulations de gaz susceptibles d'être commercialisées. Tout le monde s'accorde à dire qu'il faut acquérir de nouvelles données géologiques et géophysiques pour bien évaluer ces bassins *on shore*, ainsi que leurs prolongements en mer. L'IFP recommande de surcroît une exploration détaillée du lagon ouest, qu'il considère comme un des thèmes d'exploration pétrolière les plus intéressants. La région du Grand Passage au nord de l'île présente le même type d'intérêt.

■ *Le bassin sédimentaire de la Nouvelle-Calédonie :* ce bassin *deep off shore* contient les épaisseurs sédimentaires les plus importantes de la ZEE (jusqu'à 8 km) et a fait l'objet de nombreuses campagnes de géologie-géophysique, sans que toutefois un forage d'exploration pétrolière ait pu être réalisé. Ces études montrent que la partie nord du bassin de Nouvelle-Calédonie a un substratum constitué de croûte continentale, comparable à celle de la côte ouest néo-calédonienne, où l'existence d'un système pétrolier actif a été démontrée. Vu l'ampleur du bassin et les épaisseurs sédimentaires, les quantités d'hydrocarbures liquides et gazeux générées pourraient être assez considérables. Le problème majeur réside dans l'importante tranche d'eau qui rend les coûts d'exploration très élevés. Cette tranche d'eau diminue en se rapprochant de la ride de Farway qui est une zone non moins intéressante. […]

suite

[…]

■ *Le bassin de Farway et ses bordures :* l'ouest du bassin de la Nouvelle-Calédonie, la ride et le bassin de Farway, puis la ride de Lord Howe, semblent réunir eux aussi des conditions favorables à la génération et au piégeage d'hydrocarbures. Les campagnes de géophysique Faust et ZoNéCo 5 ont permis non seulement de confirmer l'intérêt du style structural et de l'épaisseur sédimentaire du bassin de Farway et de ses bordures, mais aussi de mettre en évidence la présence d'un important réflecteur sismique interprété comme la base d'un niveau d'hydrate de gaz, d'une extension de 80 000 km^2. Mais la présence de ces hydrates de gaz reste à prouver par un forage d'exploration.

Conclusion

Il est important d'acquérir de nouvelles données géologiques et géophysiques pour finir de bien évaluer les bassins sédimentaires *on shore* et leurs prolongements en mer. L'inventaire de structures géologiques pouvant piéger des hydrocarbures, à terre, ou recouvertes par une faible tranche d'eau (lagons ouest et nord), restent à faire. Pour la partie *deep off shore*, on ne pourra vraiment se prononcer qu'à partir des premiers forages d'exploration. C'est probablement les bordures du bassin de Farway qui seront les premières cibles d'exploration. Ces zones, où la bathymétrie est la moins forte, semblent présenter des structures géologiques susceptibles de piéger des hydrocarbures ayant migré et provenant des parties profondes du bassin de Farway. Avec la montée du prix du baril en 2008, l'industrie pétrolière internationale a montré un regain d'intérêt pour ces prospects à fort potentiel, mais à coûts d'exploration élevés.

L'évaluation du potentiel pétrolier des bassins *deep off shore* de la Nouvelle-Calédonie ne peut se faire que dans un cadre régional, et leur exploration sera probablement menée en collaboration avec les pays voisins. La Ride de Lord Howe, qui est concomitante aux ZEE de Nouvelle-Calédonie et d'Australie, a été présentée récemment comme un prospect pétrolier, dont l'exploration sera conditionnée surtout par l'évolution du prix du baril.

L'une des questions clés concernant la fourniture de carburants est celle des spécifications. En 2006, l'Australie a modifié ses normes, pour aller dans le sens d'une plus grande rigueur environnementale. Malgré ces exigences et le fait que les capacités de raffinage soient utilisées, l'Australie prévoit de

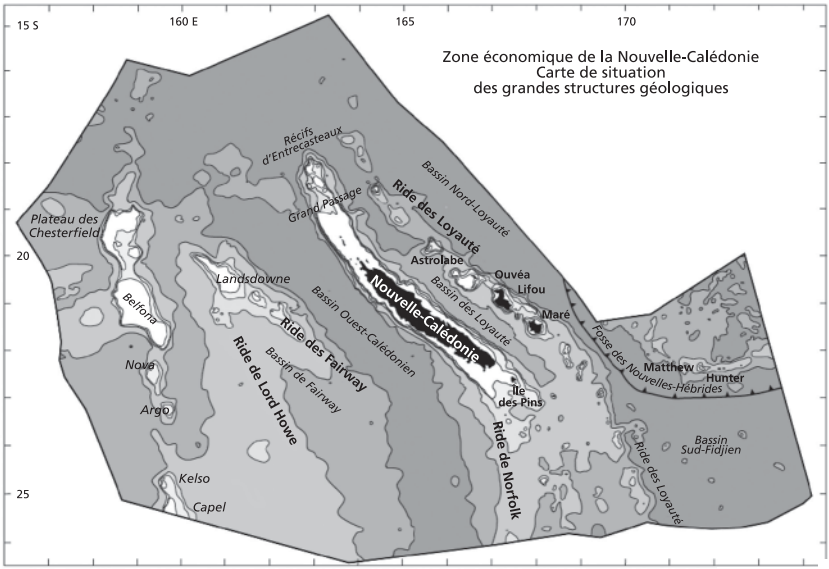


Figure 13

Les unités morphostructurales de la ZEE de Nouvelle-Calédonie d'après Lafoy *et al.*, 1996

La Grande Terre est entourée d'importants bassins sédimentaires qui sont reconnus pour leur potentiel pétrolier, mais qui restent sous-explorés.

pouvoir importer le carburant dont elle a besoin des principaux raffineurs de la région, particulièrement de Singapour, de Taïwan, d'Inde et de Corée du Sud. L'amélioration des raffineries asiatiques leur permet déjà de respecter la nouvelle norme australienne et devrait évoluer vers les normes européennes.

D'après un rapport destiné au ministère australien des Ressources de l'Énergie et du Tourisme, de nouvelles capacités de raffinage sont en construction. En Inde, Reliance Petroleum a mis en service à Jamnagar une raffinerie d'une capacité de 600 kbj qui double les capacités existantes dans ce port du Gujarat. Il s'agit d'une raffinerie complexe qui peut raffiner des pétroles lourds et produire des carburants de qualité pour l'exportation. Au Vietnam, la raffinerie de Dung Qhat doit commencer ses opérations, en 2008 ;

la construction de deux autres raffineries devrait suivre. En outre, des plans d'expansion ou de construction de raffineries existent pour Taïwan et pour les pays du Golfe qui devraient approvisionner sans problème les marchés asiatiques. Inversement, l'Australie a diminué ses capacités de raffinage et celles de la Nouvelle-Zélande sont limitées alors que la demande a augmenté. Ainsi, les pays de l'Océanie devront importer de plus de plus de produits pétroliers des raffineries asiatiques.

La question de la sécurité des routes maritimes (en particulier le passage du détroit de Malacca) est souvent posée. Il s'agit d'un passage très étroit qui pourrait être coupé en raison d'actes de guerre ou de terrorisme ou, plus simplement, à cause d'un problème technique comme l'échouage d'un pétrolier, par exemple.

Ce risque ne semble pas préoccuper les importateurs australiens qui comptent sur les routes maritimes alternatives si un problème survenait. Certains passages (Ormuz) sont inévitables : ils représentent un enjeu mondial qui dépasse largement la Nouvelle-Calédonie. L'usage des routes maritimes alternatives ne va cependant pas de soi, et même si elles pouvaient être utilisées pour desservir l'Océanie, le problème de l'approvisionnement des raffineries de Singapour, sans lesquelles les capacités de raffinage régionales ne pourraient faire face à la demande, continuerait de se poser.

Autrement dit, des tensions passagères sur les routes maritimes ou à la suite de problèmes techniques dans les raffineries asiatiques peuvent affecter l'approvisionnement de la Nouvelle-Calédonie, dont les réserves de carburant sont limitées. En effet, alors que les dispositions légales prévoient des stocks stratégiques égaux à 20 % de la consommation (73 jours), ceux-ci ne dépassent pas 60 jours en raison de l'insuffisance des capacités de stockage.

Le gaz : la Nouvelle-Calédonie est à l'écart de ce marché

Depuis une vingtaine d'années, le gaz s'affirme à l'échelle mondiale comme un combustible relativement abondant et moins polluant que les hydrocarbures liquides. Il a été privilégié par les grands consommateurs qui ont fait des investissements substantiels dans la construction de terminaux de regazéification et investi en conséquence pour utiliser cette énergie, plus propre que les hydrocarbures (moitié moins de CO^2 à contenu énergétique égal).

Les réserves sont très inégalement réparties dans le monde et sont relativement modestes dans la région. Les principales sont en Indonésie avec un peu moins de 100 000 milliards de pieds cube, ce qui place ce pays au treizième rang mondial. Cependant l'AIE prévoit une assez forte augmentation de la production, particulièrement pour l'Australie qui devrait rester exportatrice de gaz pour au moins une décennie. La part de l'Asie-Pacifique est supérieure à celle qu'elle représente pour le pétrole, et sa croissance est plus rapide, particulièrement en Inde, en Birmanie, au Pakistan, en Thaïlande et en Australie.

L'augmentation de la part du gaz dans les consommations de ce grand ensemble répond à la réorganisation complète des échanges à partir du développement de terminaux d'expédition et de réception de Gaz naturel liquéfié (GNL). Il s'agit pour le moment d'une technologique qui n'est pas adaptée pour la Nouvelle-Calédonie dont le marché est trop petit pour les solutions existantes.

Le Japon a construit ses premiers terminaux de réception de gaz dès le début des années 1970 et dispose, en 2007, d'une trentaine de terminaux de réception. Il a été suivi par la Corée du Sud, qui s'est équipée à partir des années 1980. La République populaire de Chine et Taïwan ont suivi dans les années 2000. Enfin, des projets sont en cours pour la réception de gaz en Thaïlande et à Singapour.

Le commerce de gaz se fait en grande partie entre les pays de l'Asie-Pacifique. La Corée du Sud achète un peu moins de la moitié de son gaz à des fournisseurs régionaux, mais pour les autres importateurs cette part est bien plus élevée. Inversement, les producteurs de la région vendent exclusivement à ces grands consommateurs régionaux.

Les projets actuels portent sur le développement de terminaux de gazéification dans tous les pays déjà exportateurs de la région, avec notamment un très fort développement pour l'Australie, ainsi que la création de nouveaux terminaux au Pérou et à Sakhalin (Russie) pour approvisionner le bassin Pacifique. D'autre part, il existe de grands projets de gazoducs internationaux avec notamment la création d'un réseau de gazoducs entre États de l'Asie du Sud et l'extension de réseaux entre la Russie et la Chine. Ces grands projets n'émergent que lentement, freinés par le manque de confiance entre partenaires, mais n'en restent pas moins des thèmes centraux qui structurent les relations interétatiques et le fonctionnement des instances

formelles d'intégration. Selon les prévisions de l'AIE, la Chine qui reçoit son gaz de l'Australie devrait compléter cette source dans les prochaines décennies, par des importations provenant de Russie et d'Asie centrale.

Même si la Nouvelle-Calédonie est pour le moment – et sans doute pour longtemps – à l'écart de ce marché, il n'en reste pas moins que le développement de la production et de la commercialisation du gaz a plusieurs effets importants pour sa propre situation. Tout d'abord, la part croissante du gaz dans les bilans énergétiques des autres pays de la région soulage d'autant les pressions sur les hydrocarbures liquides et le charbon. Ensuite, l'usage du gaz permet un moindre accroissement des émissions de CO^2 des autres pays de la région, ou leur diminution si le gaz se substitue à d'autres carburants, soulignant par contraste la trajectoire défavorable de la Nouvelle-Calédonie. Enfin, le commerce du gaz, qui justifie de lourds investissements en terminaux GNL et gazoducs, consolide des relations privilégiées entre partenaires et des solidarités de fait entre les pays de la région, sans que la Nouvelle-Calédonie y participe.

Le charbon : la Nouvelle-Calédonie tire parti des dynamiques régionales

C'est le charbon qui soutient la croissance de la consommation d'énergie en Asie-Pacifique. Considéré comme « l'énergie du XIX^e^ siècle », le charbon est en passe de devenir celle du XXI^e^. Délaissée par les États qui voyaient dans le charbon plus un problème social et environnemental, qu'une solution pour leur sécurité énergétique, son exploitation dépend largement des compagnies privées qui l'ont considérablement modernisée. Il s'agit d'un produit très différencié, les qualités de charbon pouvant avoir des usages industriels (charbon sidérurgique, coke) ou thermiques (charbon vapeur). Ce pondéreux requiert des installations logistiques spécifiques qui se transforment parfois en goulots d'étranglement. Il a plutôt mauvaise presse sur le plan environnemental, une réputation qui doit beaucoup à son passé, qui n'est plus entièrement justifiée depuis que les nouvelles technologies permettent de réduire les émissions de cendres et de poussière (mais pas encore celles de CO^2).

L'Indonésie et l'Australie sont les principaux fournisseurs de charbon sur les marchés régionaux et exportent principalement vers le Japon et la Corée du Sud. L'Indonésie est en mesure de dépasser l'Australie pour les exportations, car sa demande interne est moindre. La Chine exporte également du charbon thermique sur les marchés régionaux, mais les volumes sont en baisse : ils

sont passés de 73 Mt, en 2003, à 45 Mt, en 2007, et devraient continuer à décroître. Ces exportations, provenant principalement des provinces du nord, sont compensées par des importations par les provinces du sud provenant des pays voisins (Vietnam, Indonésie). La croissance de la demande de charbon en Chine pourrait d'ailleurs amener l'État chinois à restreindre ses exportations de charbon. La mise en service des centrales en construction au Japon, en Corée du Sud à Taïwan et à Hong Kong devrait se traduire par une croissance soutenue de la demande de charbon. Conséquence : on pourrait aboutir à des tensions temporaires sur le marché du charbon et à des fluctuations de prix, mais, à moyen terme, les producteurs disposent de réserves suffisantes pour faire face à l'accroissement de la demande.

L'importance de la demande du Japon et, secondairement, de la Corée du Sud en fait un déterminant essentiel de la demande totale de la région qui influence directement les prix. Toutefois, le système de prix de référence, basé sur des contrats à long terme entre les exportateurs australiens et les électriciens japonais, a été progressivement abandonné au profit d'achat au prix du marché, déterminé à partir du prix FOB d'un chargement à Newcastle. L'amélioration des centrales thermiques japonaises et coréennes autorise l'emploi d'une plus grande variété de charbons que par le passé, ce qui ouvre des marchés aux producteurs. Même après la mise en service des centrales prévues, la Nouvelle-Calédonie restera un petit importateur de charbon, comparé aux principaux marchés du Pacifique.

D'après les projections de l'Energy Information Administration (2009), l'Australie devrait devenir le premier exportateur mondial de charbon vapeur et de charbon sidérurgique, devant l'Indonésie, suivie par l'Afrique du Sud, la Colombie et le Venezuela. La construction de nouveaux terminaux portuaires et l'extension des installations de Newcastle sont essentielles pour garantir la croissance de ces exportations, actuellement limitées par la saturation des infrastructures d'expédition. Des programmes sont en cours pour augmenter les capacités de charge de Newcastle, en augmentant les capacités du terminal existant et en créant un nouveau terminal qui fera passer la capacité du port d'environ 110 Mt/an à 140 puis 170 Mt/an.

La situation de la Nouvelle-Calédonie ne diffère pas de celle de la grande région dans laquelle elle s'insère. Elle a d'ailleurs adopté les mêmes spécifications que l'Australie pour les carburants. La croissance de la demande énergétique, portée par l'activité industrielle et les demandes des ménages, et

le recours au charbon sont conformes à la tendance générale. Sa petite taille l'empêche de bénéficier des possibilités du GNL et du nucléaire, l'oblige à dépendre également des capacités de raffinage extérieures et empêche les acheteurs calédoniens de peser sur les prix. Cette situation n'est pas forcément défavorable eu égard à la croissance des capacités de raffinage prévues, à l'instauration de normes plus rigoureuses pour les carburants et à l'augmentation des capacités d'exportation des producteurs de charbon. Elle plaide pour un suivi attentif des évolutions régionales, notamment pour s'aligner sur les spécifications de carburants correspondant au meilleur compromis entre la facilité d'acquisition et la minimisation des pollutions, et pour tirer parti des dynamiques se mettant en place au niveau régional pour organiser les activités dans le domaine de l'énergie.

La situation énergétique des États de la région

L'Australie : une politique énergétique particulièrement active

Avec le développement du charbon et du gaz, mais aussi de l'uranium, l'Australie renforce sa position d'exportateur d'énergie sur les marchés régionaux. Il existe une conscience forte que le maintien de marchés d'exportation pour le charbon australien passe nécessairement par des solutions technologiques allant dans le sens du « charbon propre ».

Le pays lui-même consomme beaucoup d'énergie puisque se combinent des activités à très forte demande énergétique (les mines, en particulier), de grandes distances pour le transport et des formes d'urbanisme de faible densité, associées à l'usage des véhicules individuels avec un goût certain pour les grosses cylindrées. Ne disposant que de peu de ressources hydrauliques utilisables pour la production d'énergie et refusant le développement d'une filière nucléaire, la production d'électricité est pour l'essentiel thermique et repose principalement sur des centrales à charbon.

L'un des débats les plus vifs concernant l'énergie en Australie a porté sur la ratification et la mise en application du protocole de Kyoto, auquel le pays n'a adhéré qu'en 2007, après l'arrivée au pouvoir des travaillistes et du Premier ministre Kevin Rudd. Ces derniers ont repris largement à leur compte les propositions de l'économiste R. Garnaut, auteur d'un rapport sur les possibilités de réduction des GES pour un État qui en émet beaucoup, et

sera particulièrement affecté par le changement climatique (notamment les sécheresses auxquelles sont imputés les grands incendies de l'été 2008-2009).

Il existe toutefois une forte opposition des industriels à l'instauration de mesures coercitives de réduction des émissions de GES. Vu le poids économique des activités à forte consommation énergétique, ces arguments ne peuvent être ignorés. Le gouvernement actuel propose une réduction très progressive des émissions de GES, et privilégie les recherches sur le captage et le stockage de CO^2.

La politique énergétique de l'Australie est partagée entre les États et le niveau fédéral (Commonwealth). Bien qu'il s'agisse d'une économie libérale dans la tradition de la libre entreprise, le secteur de l'énergie n'en est pas moins piloté à ces différents niveaux, avec une forte prise en compte des intérêts des parties prenantes. Le département de l'énergie a ainsi lancé, en 2009, la rédaction d'un livre bleu sur l'énergie, document de réflexion devant servir à orienter la politique énergétique dans les prochaines années ; en outre, des études spécifiques portent sur la vulnérabilité de l'approvisionnement en combustibles liquides.

L'Australie est particulièrement active dans le développement de ses ressources énergétiques : recherche et l'exploration du pétrole et du gaz, campagnes pour fournir aux investisseurs des données sur les potentiels géologiques du pays, programmes de recherche sur la géothermie, programme de promotion des énergies renouvelables (la production d'énergie éolienne est passée de 0,6 PJ en 2001-2002 à 22,5 PJ en 2006-2007 pour un parc installé de 1 250 MW), etc. L'action publique passe aussi par le soutien à des programmes de recherches public-privé pour développer de nouvelles technologies.

Des travaux de recherche de haut niveau sont menés par le centre de Newcastle du CSIRO, organisme public de recherche fonctionnant sur projets, ainsi que dans des laboratoires universitaires, en association avec des entreprises privées. Toutefois, la plus grande part de la recherche est menée par les compagnies privées dont les dépenses en R&D ont beaucoup augmenté depuis le début de la décennie.

Les technologies privilégiées sont le solaire de concentration (le potentiel solaire de l'Australie est énorme), le captage et le stockage du CO^2, un enjeu majeur pour l'industrie du charbon et la gestion intelligente des réseaux (*smart grids*).

La Nouvelle-Zélande : les énergies renouvelables représentent un tiers de l'énergie totale

L'approvisionnement énergétique de la Nouvelle-Zélande repose sur des ressources nationales (charbon, gaz, pétrole, hydroélectricité) qui ne sont toutefois pas suffisantes pour éviter de recourir à des importations de pétrole et, de plus en plus, de produits pétroliers. La production de pétrole et de gaz a décliné, à partir de 1997, avec l'épuisement des gisements de Maui, mais a repris, depuis 2004, sur les gisements de Pohokura, Waihapa, Piakau et Stadford.

Les énergies renouvelables prennent une part très importante puisqu'elles représentent environ un tiers de l'énergie totale et les deux tiers de l'électricité. Cette situation exceptionnelle s'explique en partie par les conditions favorables du pays pour les installations éoliennes, géothermiques et hydroélectriques. Il n'existe pas d'aides spécifiques pour les énergies renouvelables, hormis l'attribution de crédits de carbone aux projets dans le cadre de la politique nationale de réduction des émissions de GES. Les usages domestiques (chauffe-eau solaires) ont été fortement développés. Toutefois, en l'absence d'incitations financières, la croissance de la consommation énergétique se fait surtout à partir des ressources fossiles, si bien que la part des renouvelables a tendance à diminuer.

En 2002, la Nouvelle-Zélande a ratifié le protocole de Kyoto et s'est engagée dans des programmes de contrôle de ses émissions de GES, avec une certaine difficulté à appliquer les mesures de réduction, car près de la moitié des émissions de GES provient de l'agriculture. L'idée d'une taxe carbone ayant été abandonnée pour ne pas nuire à la compétitivité des industries, la Nouvelle-Zélande privilégie désormais la mise en place d'un marché des permis d'émission.

En 2007, le pays a adopté une stratégie énergétique, à l'horizon 2050, prévoyant notamment le renforcement des énergies renouvelables, dont la compétitivité relative serait supérieure à celle des énergies fossiles du fait des coûts associés aux émissions de GES. Outre les énergies déjà existantes, la stratégie insiste sur le potentiel de biomasse et les biocarburants pour les besoins du transport.

Les grandes entreprises

Les acteurs du pétrole et du gaz : entreprises privées et compagnies nationales

Le marché du pétrole a été longtemps dominé par les grandes compagnies intégrées provenant d'Europe et d'Amérique du Nord (« les sept sœurs ») qui sont aujourd'hui largement concurrencées par les grandes compagnies des pays producteurs, des compagnies de taille moyenne et celles de pays consommateurs qui participent à leur stratégie de sécurisation des ressources énergétiques.

Cette concurrence est particulièrement vive en Asie-Pacifique où se combinent croissance rapide des besoins énergétiques et zones nouvelles d'exploration et de production. On y repère aussi bien les grands groupes mondiaux, comme ailleurs, mais également des compagnies nationales des pays producteurs et consommateurs, ainsi que des entreprises privées originaires de la région et qui y développent leurs activités. Certains groupes miniers, comme BHP Billiton, sont aussi présents dans la production de pétrole et de gaz en Australie.

Les acteurs du charbon et de la mine

L'organisation du marché du charbon est bien différente de celle du pétrole et du gaz. Pendant la seconde moitié du XX^{e} siècle, le charbon n'était plus une ressource stratégique mondiale comme par le passé, elle ne l'est demeurée que dans certains États (Allemagne de l'Est, États-Unis, Russie, Chine) qui y avaient recours pour satisfaire les besoins nationaux. Ailleurs, les politiques publiques ont davantage porté sur la fermeture de mines que sur le maintien de l'activité. Inversement, les producteurs ont cherché des débouchés au charbon en réduisant leurs coûts.

Cette évolution a redessiné la carte mondiale du charbon en favorisant les grands gisements exploitables à faible coût. Les grandes entreprises productrices ne sont pas aussi diversifiées sur le plan géographique que les producteurs de pétrole et de gaz. Parmi les principaux producteurs mondiaux, on trouve des groupes nationaux, comme Coal India (Inde) et Shenhua (Chine), qui réalisent toute leur production dans un seul pays et principalement pour leurs besoins nationaux. Le géant charbonnier mondial Peabody n'est que

peu diversifié : il extrait environ 200 Mt aux États-Unis et seulement 10 Mt en Australie, mais il est actif sur les marchés internationaux et le *trading*.

En Australie, la production de charbon est le fait de trois types d'entreprises : des groupes charbonniers australiens spécialisés qui n'exploitent de gisements qu'en Australie (Anglo Coal), un grand conglomérat australien très diversifié (Westfarmer), des spécialistes du charbon et les trois grands groupes miniers diversifiés BHP Billiton, Xstrata et Rio Tinto.

Le tableau des acteurs du charbon est évolutif : les grandes compagnies pétrolières qui possédaient des actifs miniers (BP, Shell) les ont en effet cédés à des entreprises minières. Ce désengagement qui a eu lieu dans les années 1990 s'explique par la baisse de rentabilité des mines de charbon et a ouvert la porte aux groupes miniers mondiaux qui ont procédé dans les dernières années à de nombreuses opérations de fusion et d'acquisition.

Les entreprises japonaises consommatrices de charbon (Mitsui, Mitsubishi) sont présentes dans le capital de certains groupes et de certaines mines, ce qui leur permet de renforcer la sécurité de leurs approvisionnements. Le groupe Vale, autre géant minier, n'exploite pas encore de mines de charbon, mais il a ouvert une unité de négoce en Australie. Il développe actuellement (2009) deux mines de charbon, l'une au Mozambique et l'autre, en association avec la firme australienne Aquila, dans le Queensland, qui devrait entrer en production en 2011.

Tableau 7 – Les producteurs de charbon en Australie en 2008, en Mt

Entreprises	Production en Australie	Production totale
EXstrata	52	85
Rio Tinto	45	150
Anglo Coal	41	41
Peabody	21	230
Centennial	20	20
Westfarmers	15	15
BHP Billiton	12	80

Données compilées par S. Velut d'après des rapports des compagnies australiennes et du gouvernement de l'Australie.

La production indonésienne est organisée différemment, avec la présence de nombreuses entreprises locales qui s'appuient sur les réseaux commerciaux de Glencore-Xstrata et de BHP Billiton, ce qui leur a permis de pénétrer de façon agressive les marchés d'Asie-Pacifique.

Contrairement aux marchés pétroliers, qui ont été largement organisés par les producteurs contrôlant une ressource stratégique, les marchés du charbon sont plutôt le théâtre de la concurrence entre fournisseurs pour trouver des débouchés – ce qui est une situation plus favorable pour les acheteurs. Malgré cela et le développement de marchés *spots*, les principaux acheteurs emploient différentes stratégies pour s'assurer le contrôle d'une partie des ressources : prises de participation aux activités de production, contrats d'approvisionnements à long terme, regroupement dans des grands groupes diversifiées (qui sont d'ailleurs leaders ou associés aux usines de nickel prévues en Nouvelle-Calédonie).

La Nouvelle-Calédonie ne peut intervenir directement sur l'organisation des marchés énergétiques d'échelle régionale, mais pourrait le faire indirectement par ses participations dans les sociétés minières et énergétiques (SLN, Koniambo, Enercal). Elle peut aussi trouver en Nouvelle-Zélande et, surtout, en Australie des situations comparables par certains aspects à la sienne, qui ont donné lieu à des solutions intéressantes ou à des travaux de recherche dont elle pourrait bénéficier.

Quels scénarios possibles d'insertion de la Nouvelle-Calédonie dans la dynamique internationale de la Convention des Nations unies pour le climat ?

La Convention cadre des Nations unies sur le changement climatique (CCNUCC) constitue le cadre dans lequel toutes les actions concernant l'évolution du climat sont négociées au niveau international. La Nouvelle-Calédonie, tout comme les DOM et les COM, est actuellement, via la France, partie à cette Convention.

Le protocole de Kyoto est un instrument sous la Convention. Son but est de réussir à réduire effectivement les émissions de GES de la planète de manière organisée et contraignante, tout en évitant que la production alimentaire soit menacée, et de manière à ce que le développement puisse se poursuivre de manière durable. Contrairement aux DOM, les COM et la Nouvelle-Calédonie ne sont pas soumis aux obligations de ce protocole.

Le revenu par habitant place sans ambiguïté la Nouvelle-Calédonie dans le groupe des pays industrialisés ayant à montrer la voie dans la lutte contre le changement climatique. Par ailleurs, les émissions par habitant y sont supérieures à celles des habitants de la France métropolitaine et même des États-Unis. Le non-engagement de la Nouvelle-Calédonie pourrait donc attirer l'attention internationale, notamment celle des petits États insulaires (PEI ou Aosis) qui ont fortement œuvré pour que les instruments des Nations unies sur le climat, la Convention et le protocole voient le jour.

Historique et contexte des négociations

Le rapport du Giec de 1990 et la mise en chantier de la Convention sur le climat

Après le premier rapport du **Giec** de 1990, les Nations unies décidèrent de mettre en chantier, dès le début de 1991, la CCNUCC qui fut finalisée en mai 1992. Elle entre en vigueur en 1994 lorsqu'un nombre suffisant de pays l'eurent ratifiée par la voie parlementaire.

Cette convention fixait à la fois un cadre et des principes, comme celui de l'article 3.1, « la responsabilité commune mais différenciée des pays [auxquels il appartient] d'être à l'avant-garde de la lutte contre le changement climatique ».

Plusieurs types d'obligations étaient imposés aux pays industrialisés figurant à l'annexe I de la Convention : fournir régulièrement l'inventaire de leurs émissions de GES et préciser les actions qu'ils mènent pour réduire ces émissions, mais aussi aider les pays en développement (dits « non-annexe I ») à lutter contre le changement climatique ou à s'y adapter.

Au sein des pays en développement, on a distingué différentes catégories de pays selon leur vulnérabilité au changement climatique et aux mesures de riposte, c'est-à-dire à la réduction des consommations de combustibles fossiles, pour limiter les changements climatiques. Une attention particulière était, par ailleurs, accordée aux pays les moins avancés.

Toutefois, la Convention cadre ne fixait pas d'objectifs contraignants de réductions quantitatives des émissions de GES.

De la mise en chantier du protocole de Kyoto à son entrée en vigueur en 2005

Conscients de l'insuffisance des objectifs et de l'absence de dispositions contraignantes, les pays partis à la Convention mirent ensuite en chantier le protocole de Kyoto, en 1995, sur la base du mandat de Berlin. Ce dernier précisait que seuls les pays développés devaient, dans un premier temps, prendre des engagements quantifiés de réductions. Il convenait d'aboutir, autour de 2010 (d'où la période 2008-2012), à des émissions inférieures au niveau de 1990. C'est sur cette base que l'on se mit d'accord sur le protocole de Kyoto, en décembre 1997.

Avant de le ratifier, les pays de l'annexe I exigeaient de connaître les modalités selon lesquelles ils devraient respecter les engagements souscrits ; ce que le protocole ne précisait pas. D'où les longues négociations qui aboutirent, en 2001 seulement, aux accords de Bonn et de Marrakech.

L'Union européenne, le Japon et la quasi-totalité des pays industrialisés de l'annexe I de la Convention l'ont alors ratifié, à l'exception notable des États-Unis dont le Congrès s'y opposait, tant que les pays susceptibles de concurrencer l'économie américaine – la Chine, l'Inde et le Brésil – ne prendraient pas eux-mêmes des engagements de réduction de leurs émissions. Il fallut donc attendre que la Russie le ratifie à son tour pour que le protocole puisse enfin entrer en vigueur, le 16 février 2005.

L'Australie, comme très souvent dans les négociations internationales sur le climat, a suivi les États-Unis, mais a décidé ensuite, en 2007, de revenir sur sa décision.

La période post 2012, les nouveaux constats du Giec et la déclaration du G8 à Hokkaido, en 2008

Entre-temps, les travaux des scientifiques, notamment les rapports du Giec de 2001 et 2007, ont permis de mieux cerner la question climatique. Selon des travaux présentés à Copenhague en mars 2009, le niveau moyen des mers pourrait, avec le rythme actuel des émissions, s'élever d'un mètre d'ici à 2100 et se poursuivrait au-delà.

Les scientifiques estiment maintenant que pour stabiliser le climat et éviter toute dérive incontrôlable, il faudrait, d'ici à 2050, diviser par deux les émissions mondiales actuelles ! En 2050, le climat serait alors plus chaud qu'aujourd'hui d'environ 2 °C (cf. « Les émissions et les réductions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie », p. 193). C'est sur la base des résultats les plus récents des travaux du Giec que les chefs d'États présents au sommet du G8, à Hokkaido en juillet 2008, ont adopté l'objectif, non pas de stabilisation des émissions, mais de stabilisation du climat. Ce qui implique une division par deux des émissions, d'ici à 2050 et, entre 2012 et 2020, des réductions bien plus fortes que celles envisagées précédemment sous le protocole de Kyoto. Ces engagements seraient à prendre en décembre 2009 et/ou après, toujours dans le cadre de la Convention cadre sur le changement climatique, avec un protocole de Kyoto amendé ou un nouveau protocole

Principales dates relatives aux actions concernant le changement climatique	
1979	Première conférence mondiale sur le climat à Genève et deuxième choc pétrolier.
1985 et 1987	Réunion à Villach, en Autriche, organisée par le Programme des Nations unies sur l'environnement (PNUE), l'Organisation mondiale de la météorologie (OMM) et le Conseil international pour la science (ICSU) recommandant de développer des recherches sur l'effet de serre.
1988	Décision de mise en place du Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (Giec) sous l'égide des Nations unies, en particulier de l'OMM et du PNUE.
1990	Remise du premier rapport du Giec alertant sur les risques climatiques résultant des émissions de GES d'origine anthropique. L'Assemblée générale des Nations unies décide de la mise en place du Comité intergouvernemental de négociation (CIN) pour élaborer une Convention cadre sur le changement climatique.
1991	Mise en place du CIN.
1992	En mai, approbation par les délégués des gouvernements de la Convention cadre sur le changement climatique. En juin, présentation de celle-ci à la Conférence des Nations unies sur le développement et l'environnement se tenant à Rio.
1994	Entrée en vigueur de la Convention, après ratification par les parlements d'un nombre suffisant d'États membres des Nations unies.
1995	Première Conférence à Berlin des parties (CdP) à la Convention. Adoption du mandat de Berlin pour la mise en chantier d'un protocole avec des réductions d'émissions contraignantes.
1997	3e CdP aboutissant au protocole de Kyoto.
1998	4e CdP : mandat de Buenos-Aires prévoyant d'aboutir à la mise en place de règles d'application du protocole.
2000	Rapport spécial du Giec sur « L'utilisation des terres, les changements d'utilisation des terres et les forêts ». 6e CdP à La Haye : échec des négociations sur les règles d'application du protocole. […]

suite

[…]

2001	7e CdP : accords de Bonn et de Marrakech relatifs aux règles d'application du protocole. Troisième rapport du Giec indiquant que pour stabiliser le climat il faudrait diviser les émissions mondiales de GES par 2 d'ici à 2050.
2005	Entrée en vigueur de ce protocole après ratification par les parlements d'un nombre suffisant d'États membres des Nations unies. CdP de Montréal précisant encore des règles d'application du protocole pour la première période d'engagement (2008-2012) et début des négociations pour la période post 2012. Revirement des petits États insulaires quant à la prise en compte des boisements et des déboisements.
2006	CdP de Nairobi.
2007	Quatrième rapport du Giec confirmant la nécessité de réduire très fortement les émissions de GES pour stabiliser le climat et éviter des évolutions incontrôlables. CdP et mandat de Bali.
2008	Le G8 réuni à Hokkaido adopte l'objectif de division par 2, d'ici à 2050, des émissions mondiales de GES. CdP de Poznan, en Pologne. L'Union européenne s'engage à réduire ses émissions de GES de 20 % par rapport à 1990 et jusqu'à 30 % en cas d'accord international.
2009	CdP de Copenhague en décembre, au cours de laquelle les engagements de limitation et de réduction des émissions des pays des Nations unies pour la période 2012-2020 devront être finalisés.

(de Copenhague, par exemple) qui pourrait reprendre une grande partie des obligations et modalités d'application du protocole de Kyoto.

Depuis 2009, le président des États-Unis fait montre de la volonté que son pays prenne sa place dans la lutte contre le changement climatique dans la période post 2012. Dans quelle mesure et sur quelles bases des pays comme la Chine, le Brésil et l'Inde accepteront-ils de prendre des engagements de limitations de leurs propres émissions ?

Yvo de Boer, le secrétaire de la Convention des Nations unies, avait souligné, à Pozna'n, en décembre 2008 : « que l'accord de Copenhague en décembre 2009 ne serait pas détaillé. L'essentiel, estimait-il, est d'avoir de la clarté sur les engagements [de réduction des émissions de GES], sur le financement et sur les institutions (…), pour que ensuite il n'y ait plus de négociations sur les points fondamentaux ». Il pourrait donc y avoir, après la réunion de Copenhague, des négociations sur les détails, c'est-à-dire sur les modalités d'applications. D'aucuns pensent même qu'un accord ne pourrait intervenir qu'après 2009.

Les négociations

Les séances de négociations relatives à la Convention ont commencé début 1991, puis abouti à la version finale, en mai 1992, à New York, après quatre réunions d'une quinzaine de jours chacune. Tous les accords des Nations unies sont obtenus par consensus. Il devient ensuite assez difficile de les renégocier, même si parfois cela peut se justifier. C'est pourquoi il faut être présent, non seulement aux séances de négociations officielles, mais aussi dans les groupes de contact des négociations où s'élaborent les différentes propositions sur la base des intérêts des groupes de pays.

Ce sont ces groupes de pays qui négocient au préalable des positions communes qu'ils défendent ensuite, en désignant un porte-parole pour les groupes de contact où s'élaborent les textes. Les ministres chargés de l'Environnement des pays Parties à la Convention ou au protocole prennent en général le relais des négociateurs à la fin des CdP qui se tiennent en général en fin d'année. C'est seulement en cas de litige que les propositions des groupes de contacts sont ensuite soumises en séance plénière, puis éventuellement transmises au segment ministériel. Toutes ces négociations ont lieu en anglais. Le processus peut paraître assez laborieux, mais reste incontournable.

Si les Nations unies ne reconnaissent que les États, ceux-ci peuvent en revanche composer leur délégation comme ils l'entendent. La francophonie organise par ailleurs régulièrement des sessions d'information et publie un bulletin, *Objectif Terres*, relatant les négociations.

Les groupes de négociation

Les groupes de négociation des pays figurant à l'annexe I

Le groupe de l'Union européenne à 15 au moment des négociations de Kyoto comprend maintenant 27 membres.

Le JUSSCANZ**,** composé initialement de l'Australie, du Canada, du Japon, de la Norvège, de la Nouvelle-Zélande et de la Suisse, s'est par la suite subdivisé en groupe « parapluie » (États-Unis, Canada, Australie, Nouvelle-Zélande, Japon) et en groupe de « l'intégrité environnementale » (Suisse, Corée du Sud et quelques autres pays).

Le Canada, adhérent au protocole de Kyoto, et les États-Unis, actuellement non adhérents, ont des intérêts quelque peu divergents, mais il est possible que leurs intérêts se rapprochent de nouveau d'ici à 2012.

La création d'un groupe d'îles des pays développés (dont l'Islande) pourrait sans doute être possible le moment venu.

Les groupes de négociation des pays ne figurant pas à l'annexe I : le G77 et la Chine

Le groupe du G77 et de la Chine comprend l'ensemble des pays en développement, c'est-à-dire quelque 140 pays. Au sein de cet ensemble, on trouve des groupes ayant des intérêts divergents et même parfois totalement opposés :

- le groupe des pays de l'Opep et celui des PEID (petits États insulaire en développement) ;
- le Grulac qui comprend les pays de l'Amérique centrale et du Sud, à l'exception du Brésil et du Mexique ;
- le groupe des pays africains ;
- le groupe des PMA ;
- le groupe des pays asiatiques.

Il y a aussi des groupes non officiels, comme celui des pays émergents (Chine, Inde, Brésil, parfois Afrique du Sud). De nouvelles coalitions peuvent évidemment encore apparaître.

La Convention cadre sur le changement climatique et les obligations des pays l'ayant ratifiée

Rappelons tout d'abord l'objectif de cette Convention : « L'objectif ultime de la présente Convention, et de tous les instruments juridiques connexes que la Conférence des parties pourrait adopter, est de stabiliser, conformément aux dispositions pertinentes de la Convention, les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique. Il conviendra d'atteindre ce niveau dans un délai suffisant pour que les écosystèmes puissent s'adapter naturellement aux changements climatiques, que la production alimentaire ne soit pas menacée, et que le développement économique puisse se poursuivre de manière durable. »

On distingue deux grandes catégories de pays avec un sous-ensemble pour les pays en développement :

- les pays riches figurant à l'annexe I de la Convention (et en général à l'annexe B du protocole de Kyoto) ;
- les Pays en développement (PED) ne figurant pas à l'annexe I.

Les obligations minimales des pays sont indiquées dans l'encadré.

Principales obligations des pays de l'annexe I sous la Convention

- **L'inventaire national des émissions de GES (article 4a)**

Ces inventaires par pays sont demandés aux pays de l'annexe I et aux PED. Ils doivent être réalisés selon les règles décrites dans les guides méthodologiques des inventaires du Giec et suivant les formats décidés par la Convention.

Les émissions sont d'abord exprimées en poids pour chacun des gaz, puis converties en équivalent CO_2 en tenant compte des potentiels de réchauffement global (PRG) de chacun des gaz, pour un horizon de 100 ans. Elles sont ensuite ventilées suivant diverses catégories (énergie, industrie, solvants, agriculture, changements d'affectation des terres et foresterie, déchets et autres, le cas échéant).

Ces inventaires peuvent faire l'objet d'audits, comprenant des membres de pays de l'annexe I et de pays ne figurant pas dans cette annexe. Ils servent à calculer les émissions et, donc, les réductions que devront réaliser les pays. […]

suite

[…]
Seules les émissions ayant lieu sur le territoire du pays considéré sont comptabilisées (les émissions des produits et services importés ou exportés ne sont pas prises en compte).

En France c'est le Citepa qui réalise ces inventaires pour le compte du ministère, mais c'est le gouvernement qui est responsable de la transmission des inventaires aux Nations unies, sous le format requis.

■ **Les communications nationales (article 4.1b)**
Elles doivent être établies périodiquement suivant les décisions et les formats retenus par les CdP. Les pays en développement, comme la Chine, l'Inde, le Brésil et l'Afrique du Sud ont, comme les pays de l'annexe, à réaliser des inventaires et des communications nationales, mais moins fréquemment. Les pays les moins avancés, très peu émetteurs de gaz à effet de serre par habitant, peuvent se contenter de réaliser des programmes nationaux d'adaptation aux changements climatiques (Pana).

■ **Communications diverses**
Tout au long des négociations, divers avis, informations aux Parties de l'annexe I et justificatifs d'actions peuvent être requis. Par exemple, envers les pays non annexe I, sur les transferts de technologies, l'aide aux pays en développement les plus vulnérables et aux pays les moins avancés.

■ **Autres engagements des pays de l'annexe I**
Les pays de l'annexe I remplissent en partie leurs obligations vis-à-vis des PED, via le Fonds mondial pour l'environnement (FEM) (financements de formations pour des pays en développement, notamment pour la réalisation des inventaires, des communications nationales, des plans nationaux d'adaptation aux changements climatiques, etc.).

Actuellement, la Nouvelle-Calédonie, partie à la Convention via la France, a les obligations des pays de l'annexe I sous la Convention, mais n'a besoin de fournir ni d'inventaires spécifiques de ses émissions (celles-ci figurent dans la communication de la France à la rubrique des émissions de la France métropolitaine, des TOM, des COM et de la Nouvelle-Calédonie) ni de communications nationales spécifiques. C'est le gouvernement français qui est responsable des éléments transmis ou à transmettre aux Nations unies.

Le protocole de Kyoto et les obligations des pays l'ayant ratifié

L'intérêt du protocole de Kyoto et les lenteurs de sa ratification

Pour que le protocole de Kyoto puisse entrer en vigueur, il fallait qu'au moins 55 pays Parties à la Convention le ratifient, et que les émissions des pays figurant à l'annexe I représentent au moins 55 % du volume total des émissions de dioxyde de carbone de l'ensemble des Parties visées à cette annexe. En l'absence de ratification des États-Unis, ces modalités rendaient l'entrée en vigueur du protocole extrêmement difficile. C'est en définitive la ratification de la Russie qui a permis de débloquer la situation et de franchir les seuils requis pour l'entrée en vigueur effective du protocole, en 2005.

Les engagements de réduction des émissions sous le protocole de Kyoto, entre 1990 et 2010

Les pays industrialisés se sont engagés à réduire leurs émissions annuelles de 5,5 % en moyenne par rapport à 1990.

■ **Répartition mondiale**

-8 % pour l'Union européenne ; -7 % pour les États-Unis ; -6 % pour le Japon, le Canada et la Pologne ; 0 % pour la Nouvelle-Zélande, la Fédération de Russie et l'Ukraine ; +1 % pour la Norvège ; +8 % pour l'Australie ; +10 % pour l'Islande[28].

■ **Répartition des objectifs de réduction des émissions au sein de l'Union européenne**

-28 % pour l'Allemagne et le Danemark ; -13 % pour l'Autriche ; -12,5 % pour la Grande-Bretagne ; -7,5 % pour la Belgique ; -6,5 % pour l'Italie ; -6 % pour les Pays-Bas ; 0 % pour la France et la Finlande ; +4 % pour la Suède ; +13 % pour l'Irlande ; +15 % pour l'Espagne ; +25 % pour la Grèce ; +27 % pour le Portugal.

Il faut aussi noter que les pays de l'Union européenne à 15 sont solidairement responsables vis-à-vis des Nations unies de la diminution de 8 % de leurs émissions par rapport à 1990. Les pays entrés récemment dans l'Union européenne n'ont pas bénéficié du partage de ce fardeau. C'est ainsi que la Pologne doit réduire ses émissions de 6 % alors que le Portugal peut les augmenter de 27 %.

| [28] Avec des conditions particulières pour des pays comme l'Islande qui sont précisées plus loin.

Dans le cadre du protocole de Kyoto, l'ensemble des pays de l'annexe I devait s'acheminer vers des réductions d'émissions par rapport à 1990. Ces engagements ont été toutefois modulés pour tenir compte des situations particulières des divers pays, y compris d'un petit pays comme l'Islande.

Ces précisions montrent combien d'efforts sont nécessaires à l'élaboration d'un accord international, surtout quand celui-ci est contraignant et concerne le développement économique, comme c'est le cas pour le protocole de Kyoto : chaque gouvernement cherche alors à préserver ses intérêts.

Comment furent déterminés les niveaux de limitation et de réduction des émissions des divers pays ?

Il n'y a pas de document officiel justifiant du partage du fardeau climatique. On peut tout de même risquer quelques explications :

■ Comme la croissance démographique des États-Unis est plus forte que celle de l'Union européenne, une différence de réduction des émissions de 1 % entre ces deux entités peut se comprendre.

■ La Norvège utilisant beaucoup d'hydroélectricité, il était difficile d'y réduire les émissions dans le secteur de l'énergie, on l'autorisa donc à augmenter ses émissions de 1 %.

■ L'Union européenne à 15 avait pris collectivement l'engagement de réduire ses émissions de 8 % par rapport à 1990, mais on avait par ailleurs également envisagé un partage du fardeau en son sein. Ainsi la Suède, la Finlande et la France, dont la part d'énergie nucléaire et d'hydro-électricité est forte dans les productions d'électricité, furent-elles autorisées à maintenir leurs émissions au niveau de 1990. Quant aux pays ayant récemment adhéré à l'Union (le Portugal, l'Espagne, l'Irlande et la Grèce), ils furent en revanche autorisés à augmenter leurs émissions. L'Allemagne s'engagea à réduire ses émissions bien au-delà de 8 %. Cet effort paraissait réaliste compte tenu des économies d'énergies réalisables notamment dans l'ex-Allemagne de l'Est.

■ L'Australie demanda, dès avant les négociations de Kyoto, à ce que les émissions dues aux changements d'utilisations des terres et à la foresterie soient prises en compte, dans son cas, pour le calcul des engagements chiffrés. C'était en effet le seul pays de l'annexe I dont les émissions avaient augmenté depuis 1990 à cause des changements d'utilisation des terres.

Les réductions d'émissions demandées aux pays industrialisés sous le protocole de Kyoto étaient très faibles (- 5 % en moyenne d'ici à 2012 par rapport à 1990). On se contenta donc de partir des inventaires des émissions de GES que les pays étaient obligés de fournir aux Nations unies, mais sans tenir compte des émissions dues aux changements d'utilisation des terres et à la foresterie (sauf pour l'Australie). On pouvait ainsi, sur la base des inventaires fournis par les pays, réellement contrôler les engagements de réduction des émissions de GES que les pays s'étaient engagés à réaliser. C'était évidemment une cote mal taillée, mais acceptable pour la plupart de pays, moyennant quelques ajustements. Pour l'Islande, il fallut en revanche une négociation spécifique.

Comment aurait-on pu faire autrement ? L'idéal aurait été de pouvoir déterminer précisément les émissions moyennes de GES par habitant pour chaque pays, comme on a tenté de le faire avec la formule de Kaya[29] utilisée pour les scénarios d'émissions du Giec, ou comme on pourrait le faire avec la formule Kaya-Riedacker[30] quand on prend également en compte les émissions résultant des changements d'utilisation des terres. Il aurait fallu, dans ce cas, pouvoir déterminer, par pays, les émissions résultant des importations de produits et de services, et défalquer celles attribuables aux exportations, mais on n'avait pas les données pour le faire.

La solution islandaise

Quelle solution a-t-on trouvé pour l'Islande ? Tout d'abord, on l'a autorisée à augmenter ses émissions de 10 % par rapport à 1990 : c'est le plus fort taux d'augmentation affiché pour les pays de l'annexe B, quand on considère l'Union européenne de manière globale. Mais cela n'était pas suffisant, d'où la décision 14 CP7, retenue dans les accords de Bonn et de Marrakech, qui définit, pour la première période d'engagement et pour des pays dont les émissions représentent moins de 0,05 % des émissions des pays industrialisés en 1990 et figurant à l'annexe I (§2a), des projets industriels isolés ou des extensions d'activités industrielles entrées en service après 1990.

[29] Émissions totales de GES = Population * [PNB/habitant * consommation d'énergie fossile par unité de PNB * émission moyenne de GES par unité de produit fossile].

[30] Émissions totales de GES = Population * [PNB/habitant * consommation d'énergie fossile par unité de PNB5 * émission moyenne de GES par unité de produit fossile + Utilisation des terres par habitant * Efficacité territoriale des bioproductions * émission moyenne de GES par unité de bioproduit].

Lorsque les émissions des activités industrielles isolées de ces pays dépassent 5 % du total des émissions du pays en 1990 (ce qui serait aussi le cas si la Nouvelle-Calédonie figurait à l'annexe B), celles-ci doivent être présentées séparément et ne pas figurer dans le total national des émissions inventoriées de la Partie, dans la mesure où elles conduiraient à un dépassement du niveau des émissions autorisées (plus de 10 % d'augmentation par rapport à 1990 dans le cas de l'Islande).

Il faut également que l'on utilise des énergies renouvelables pour réduire les émissions par unité de produits obtenus dans ces sites industriels, et que l'on recoure aux meilleures pratiques environnementales et aux meilleures technologies pour réduire les émissions des procès industriels. Il faut enfin que les émissions concernant ces sites restent inférieures, en moyenne, durant la première période d'engagement, à 1,6 million de tonnes de CO_2 par an. Ces émissions sont alors exclues du champ du marché de droits d'émissions, dont les modalités de fonctionnement sont définies par l'article 17 du protocole.

Comment les pays peuvent-ils s'organiser pour respecter les limitations ou les réductions d'émissions auxquelles ils se sont engagés sous le protocole de Kyoto ?

C'est aux États de respecter leurs engagements et de décider des politiques à mettre en place. Ils peuvent ainsi décider d'adopter des mesures spécifiques (taxes, subventions, avantages fiscaux divers, règlements, etc.), à condition que cela ne s'oppose pas aux règlements internationaux en vigueur, notamment à ceux agréés dans le cadre de l'OMC ou, pour les États membres, à ceux de l'Union européenne.

La création de nouvelles taxes est toujours impopulaire. C'est le cas pour les « taxes carbone domestiques », sauf quand celles-ci sont fiscalement neutres et qu'on arrive à l'expliquer correctement au grand public. Très récemment, un parti ayant fait campagne dans ce sens vient de gagner les élections dans l'état de Colombie britannique, au Canada.

Il existe aussi la possibilité de prendre en compte, de manière facultative pour la première période d'engagement, l'article 3.4 du protocole relatif à des comptabilités spécifiques des variations de stocks de carbone, c'est-à-dire dans l'espace rural (forêts, prairies, etc.). En outre, ce dispositif est également

complété par la possibilité d'utiliser les trois mécanismes de flexibilité retenus sous le protocole de Kyoto, c'est-à-dire la mise en place d'un marché des droits d'émissions, la réalisation de projets dans le cadre des Mécanismes de développement propre (MDP) et la mise en œuvre conjointe de projets entre des pays de l'annexe I, sous réserve que ceux-ci aient, non seulement, signé mais aussi ratifié le protocole de Kyoto.

La prise en compte des forêts et des changements d'utilisation des terres sous le protocole (les articles 3.3 et 3.4)

L'Union européenne et le groupe de pays des petites îles (Aosis) étaient fortement opposés à la prise en compte des « puits » (augmentations des stocks de carbone dans la végétation), du moins pour la première période d'engagement (2008-2012). Tandis que le Japon, les États-Unis, le Canada et les pays producteurs de pétrole, voulaient qu'on prenne en compte toutes les émissions et réductions d'émissions, donc y compris celles attribuables à la gestion des forêts et aux changements d'affectations des terres dans les pays industrialisés.

D'où les deux articles 3.3 et 3.4, sans lesquels l'accord de Kyoto n'aurait jamais pu être obtenu. Dans la pratique, les comptabilités retenues pour la prise en compte de l'article 3.4 sous le protocole de Kyoto sont très compliquées et parfois dissuasives. Pour une information plus précise concernant ces deux articles relatifs aux variations de stocks de carbone dans la végétation, se reporter à la partie « Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie ») de la synthèse (p. 193) et, dans le CD-ROM annexé, « Les variations de stocks de carbone dans la végétation » et « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie ».

Le marché des droits d'émissions (MDE)

Ce mécanisme, autorisé sous l'article 17 du protocole, doit permettre de réduire les émissions de GES au coût le plus bas possible. En principe, il suffit que les pays imposent une réduction d'émissions, par exemple de 10 %, à toutes leurs entreprises. Celles dont les coûts de réduction des émissions sont bas (les entreprises du type A) peuvent décider de réaliser des investissements et ainsi se mettre en conformité avec les demandes de l'État. Celles dont les coûts de réduction des émissions sont en revanche élevés (les entreprises du

type B) peuvent décider de ne pas réaliser des investissements et acheter des droits d'émissions sur un marché qui est alimenté par des réductions d'émissions excédentaires réalisées à moindre coût par des entreprises du type A, et dans certaines limites sous le MDP.

Quand tout se passe bien, l'État aura ainsi obtenu les réductions d'émissions voulues que les entreprises auront réalisées au coût le plus bas. Ce mécanisme permet également une certaine flexibilité : imaginons qu'une amélioration de procès (par exemple, l'achat d'une nouvelle chaudière plus performante) soit prévue dans une entreprise de type B, mais seulement dans quelques années. En attendant, cette entreprise pourra acheter des droits d'émissions sur le marché des droits d'émissions. Lorsqu'elle réalisera cet investissement, elle pourra vendre les droits d'émissions dont elle n'aura pas besoin pour son propre compte ou les conserver temporairement.

La conformité des réductions d'émissions

Pour que le système fonctionne bien il faut pouvoir contrôler les émissions des entreprises. C'est pourquoi on n'a retenu dans un premier temps que les émissions de CO_2 provenant des combustibles fossiles des grandes entreprises fortement consommatrices d'énergie. Ces dernières doivent, notamment en France et depuis le premier choc pétrolier, déclarer précisément leurs achats d'énergies fossiles. On connaît donc leurs achats passés et actuels : c'est ce qui permet de calculer leurs rejets d'émissions de gaz carbonique d'origine fossile.

Il faut en outre que le non-respect des obligations de réductions soit assorti de fortes sanctions et il faut, enfin, vérifier que les réductions d'émissions des vendeurs, mises sur le MDE, aient été réalisées correctement car, sinon, on obtiendrait des fausses réductions d'émissions, en quelque sorte de la « fausse monnaie ». C'est pourquoi les droits d'émissions vendus sur le MDE portent une référence permettant d'identifier l'origine des réductions d'émissions et d'appliquer, le cas échéant, des sanctions, notamment l'interdiction ultérieure d'accéder au MDE. On comprend donc que ce système, idéal sur le plan des principes, ne soit pas applicable aux petites entreprises dont on ne connaît pas les consommations d'énergies et dont on ne pourrait de toute façon pas vérifier les réductions d'émissions. Il est donc exclu de l'appliquer, pour le moment et sans doute pour longtemps, dans les secteurs diffus comme les transports et l'habitat.

L'égalité de traitement

Il faut aussi que les États imposent des réductions d'émissions suffisantes à leurs entreprises. Pour préserver la compétitivité de certains secteurs, un État pourrait être tenté d'imposer des niveaux de réductions plus faibles. Pour éviter de telles distorsions, un arbitrage est nécessaire, par exemple au niveau de la commission dans le cas de l'Union européenne. C'est pourquoi les États membres doivent envoyer à Bruxelles les projets des réductions d'émissions qu'ils comptent imposer à leurs entreprises – le PNAQ – et ne peuvent les mettre en œuvre qu'après un arbitrage européen final.

Comment déterminer le niveau de réductions des émissions à imposer ? Ce point est sans doute l'un des plus délicats. Quand le prix des combustibles fossiles est élevé, les entreprises ont naturellement intérêt à augmenter l'efficacité énergétique, ce qui, à production inchangée, conduit à des réductions d'émissions de CO_2. Il en est de même quand l'activité économique se ralentit, comme durant la crise de 2009. En fin de compte, les marchés de droits d'émissions ne jouent pleinement leur rôle que lorsque l'activité économique augmente, quand les prix des énergies fossiles baissent et quand le niveau des réductions d'émissions, imposé par les États à leurs entreprises, est suffisamment élevé.

L'attribution des droits d'émissions

Jusqu'à présent, les droits d'émissions (par exemple, jusqu'à 90 % quand la réduction imposée est de 10 %) sont donnés gratuitement sur la base des émissions passées (*grand-fathering*). Ce qui rend difficile l'accès de nouveaux entrants.

La mise sur le marché des réductions d'émissions provenant des variations de stocks de carbone dans l'espace rural

Lors des accords de Marrakech, on a décidé que les réductions d'émissions provenant des variations de stocks de carbone dans la végétation et dans les sols des pays de l'annexe B ne pourraient pas être mises sur le marché des droits d'émission. Si l'on tient compte des difficultés pour mesurer et vérifier précisément ces variations de stocks, cette décision est parfaitement justifiée.

La mise sur le marché européen de droits d'émissions (MDE) provenant de projets sous le mécanisme de développement propre dans les pays en développement

Les réductions d'émissions obtenues à travers les projets MDP dans les pays en développement peuvent être mises en vente sur le marché des droits

d'émissions, mais dans la limite de 2,5 % des unités de quantité attribuées à chaque pays[31]. On craignait en effet que les projets MDP réduisent les efforts de réductions des émissions dans les pays de l'annexe B.

En principe, les réductions d'émissions temporaires provenant de projets forestiers dans les pays en développement pourraient être mises sur les marchés des droits d'émissions dans une certaine limite. Les accords de Bonn et de Marrakech ne s'y opposent pas, mais l'Union européenne n'a pas souhaité accueillir ce type de réductions d'émissions sur son marché.

Les actions de réduction des émissions sous le mécanisme de développement propre (article 12)

Primitivement, les pays en développement avaient demandé, par la voix du Brésil, la mise en place d'un fonds de développement propre pour des actions vertueuses en faveur du climat dans leurs pays. Cela aurait sans doute conduit à de fortes dépenses de la part des pays industrialisés de l'annexe B. Par ailleurs, la Chine souhaitait profiter d'un mécanisme pour promouvoir des transferts de technologies. C'est ainsi que se mit en place un MDP.

Via ce mécanisme, une entreprise d'un pays de l'annexe B peut réaliser des réductions d'émissions dans un pays non-annexe I en règle avec ses engagements sous la Convention. En principe, ces réductions d'émissions sont réalisées dans un autre pays, parce que l'entreprise espère pouvoir les obtenir à des coûts moindres. Mais, pour acquérir des Certificats de réductions des émissions (CER), il faut pouvoir prouver que celles-ci n'auraient pas été réalisées sans le projet. Il y a donc, pour les grands projets MDP, à la fois une contrainte environnementale et une contrainte économique. Faire la preuve de l'additionalité économique n'est cependant pas toujours facile. Il faut également l'accord des gouvernements des pays concernés.

À ce stade, plus d'un millier de projets de ce type ont été approuvés, essentiellement pour la Chine, l'Inde, le Brésil et l'Asie du Sud-Est, mais très peu pour les pays de l'Afrique subsaharienne. Cela tient en grande partie au fait que les financements doivent être d'origine privée (on ne peut pas utiliser l'aide publique au développement) ; or, les investissements étrangers directs en Afrique subsaharienne et dans les PMA sont très faibles.

| [31] Pour la France 2,5 % des 92 % d'émissions en 1990.

Dans l'article 12 du protocole de Kyoto, il n'a pas été fait mention de la possibilité de réduire les émissions via des projets forestiers dans les pays en développement. Seuls des projets de boisement de terres agricoles, effectués après 2000, sont devenus finalement éligibles. Encore faut-il pouvoir montrer que ces boisements n'induisent pas des déboisements ailleurs, dans le même pays. Seuls quelques rares projets sont en voie d'approbation et les CER attribués sont, dans ce cas, temporaires.

Les actions de réduction des émissions dans le cadre d'une mise en œuvre conjointe entre deux pays de l'annexe B ayant des engagements de réduction de leurs émissions (article 6)

Le principe est le même que pour les projets sous le mécanisme de développement propre. Les réductions d'émissions ne peuvent cependant être comptabilisées qu'entre 2008 et 2012, et non à partir de 2000, comme pour les projets MDP. Cependant, comme les deux pays concernés ont ici des engagements de réductions d'émissions, contrôlés par ailleurs sous le protocole, le contrôle des réductions d'émissions au niveau des projets n'a pas besoin d'être aussi rigoureux que pour les projets MDP. Si l'article 6 autorise très explicitement la réalisation de mise en œuvre conjointe de projets forestiers, dans la pratique cela reste cependant très difficile, notamment à cause de la complexité des articles 3.3 et 3.4.

Les perspectives d'évolution post 2012

En juin 2009, on ignore encore quelles seront précisément les modifications apportées au protocole de Kyoto en décembre 2009 et après, mais c'est actuellement que se discutent les trajectoires de développement à suivre par les divers pays, d'abord d'ici à 2020 puis au-delà, afin de stabiliser le climat d'ici à 2050.

Au moment de la mise en chantier du protocole de Kyoto, on ignorait encore qu'il faudrait à cette fin diviser les émissions mondiales par deux en moins de cinquante ans. Cela requiert une mobilisation beaucoup plus importante que ce qui est déjà engagé, principalement dans les pays industrialisés et dans les pays en développement à croissance rapide, comme la Chine, l'Inde

et le Brésil, ou dans les pays de l'OCDE ne figurant pas encore sur l'annexe I, comme la Corée du Sud et le Mexique.

Bien que les émissions brutes dues aux déboisements dans les pays en développement représentent entre 15 et 20 % des émissions de GES provenant des énergies fossiles, les petits États insulaires, tout comme l'Union européenne, s'étaient fortement opposés à leur prise en compte lors de la première période d'engagement sous le protocole. Pour l'Union européenne, cette position peut se comprendre puisque, avant 2012, seuls les pays développés avaient à prendre des engagements de réduction de leurs émissions. Or, l'Union européenne considérait, même en 1997, que chaque pays de l'annexe B devait réduire les émissions chez lui, sans même recourir aux mécanismes de flexibilité de Kyoto. Ce sont surtout les émissions provenant des énergies fossiles qui sont importantes dans ces pays.

La prise en compte des forêts après 2012

Mais, en 2005, lors de la conférence de Montréal, sous l'impulsion de la nouvelle présidence des États insulaires en développement, notamment de la Papouasie-Nouvelle-Guinée, la situation a radicalement changé. On considère maintenant que les déboisements dans les pays non-annexe I doivent être fortement réduits, mais on ne connaît pas encore les mécanismes d'aide qui le permettront, ni combien cela coûtera aux pays industrialisés. On imagine difficilement que la tonne de CO_2 évitée, via le déboisement, puisse être rémunérée comme la tonne de CO_2 évitée ou réduite en provenance des énergies fossiles.

Cette question a été largement débattue lors des conférences de Nairobi, en 2006, de Bali, en 2007 et de Poznan, en 2008. Elle constituera sans doute l'un des points les plus difficiles à résoudre lors de la conférence de Copenhague, en décembre 2009.

Pourra-t-on rémunérer les émissions évitées par les déforestations évitées dans les pays en développement via le MDE ? Les avis sont partagés sur ce sujet et très peu de personnes savent combien il est difficile de mesurer précisément les variations de stocks de carbone en forêt. L'absence de possibilité de vérification sérieuse des réductions d'émissions pourrait conduire à la mise sur le marché de produits « toxiques ». C'est pourquoi certains

pensent qu'il serait préférable d'arriver à réduire les émissions via des actions financées par d'autres voies – des prélèvements sur les rentrées que pourraient générer les ventes des droits d'émissions des MDE en 2012 ou des contributions spécifiques des pays de l'annexe I.

On peut en revanche penser que les boisements sous le MDP pourront se poursuivre suivant la formule actuelle, mais avec une plus grande acceptabilité de ces projets sur les marchés des droits d'émissions, notamment au niveau de l'Union européenne.

Les marchés de droits d'émissions

Pour la période post 2012, il y aura également des évolutions à prévoir sur les marchés des droits d'émissions, notamment au niveau de l'Union européenne, Celle-ci envisage alors de ne plus donner, mais de vendre la plupart des droits d'émissions aux enchères. Toute entreprise de taille suffisante et ayant de fortes émissions de CO_2 pourrait ainsi en acquérir.

L'Union européenne estime aussi que les divers marchés de droits d'émissions du monde resteront sans doute segmentés et qu'il ne sera pas possible, avant 2020, d'avoir un marché unique de droits d'émissions, pour les pays de l'OCDE.

Lors de la conférence de Bali, ainsi que dans des ateliers de la CCNUCC, plusieurs pays ont mentionné la nécessité de traiter à part les secteurs industriels et miniers très intensifs en carbone, ce qui est le cas de la filière nickel. Certaines entreprises, soumises à la concurrence internationale et présentant des risques de délocalisation de leurs activités, pourraient cependant être partiellement exonérées, voire totalement, de l'obligation d'achat de tels droits d'émissions. D'ailleurs, des groupes d'industriels s'activent très fortement auprès de la commission de l'Union européenne dans ce sens. Tout cela montre combien il est important de suivre ce qui va se passer sur le marché des droits d'émissions en 2012, dans l'Union européenne et partout ailleurs dans le monde.

D'ici à 2012, tout dépendra de l'évolution de la conjoncture économique et des leçons qu'on tirera de la mise en place d'un tel marché aux États-Unis ou en Amérique du Nord. Car, jusqu'ici, bien qu'ayant imposé ce MDE aux Européens, les États-Unis ne l'ont pas encore expérimenté à l'échelle de

leur pays. Il y existe certes un marché de CO_2, mais comme il n'y avait pas d'obligation de réduction des émissions, la valeur de la tonne de CO_2 y était symbolique – dix à vingt fois moins chère que sur le marché européen !

Il y a par ailleurs beaucoup de propositions pour utiliser les produits de la vente des droits d'émissions. Certains voudraient qu'une partie de la recette soit affectée à la mise en place de projets pilotes de séquestration géologique du CO_2, notamment dans des pays en développement comme la Chine, l'Inde et l'Afrique du Sud. D'autres voudraient l'affecter aux projets de déboisements évités dans les pays de l'annexe I. Et bien d'autres utilisations sont encore envisageables…

Les stratégies d'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie

Cette démarche présente deux contraintes principales et complémentaires qui la rendent tout à fait originale. D'une part, cette insertion devrait être cohérente sur le question de l'énergie, vis-à-vis de laquelle la Nouvelle-Calédonie partage les mêmes enjeux que les pays émergents de la grande région Asie-Pacifique, et sur les aspects liés aux changements climatiques, qui la placent dans une situation singulière. D'autre part, la Nouvelle-Calédonie ne détient pas, en 2009, les compétences de politique étrangère, exercées par l'État français : la loi organique lui reconnaît uniquement la possibilité de devenir membre associé ou observateur d'organisations internationales, une compétence qui doit néanmoins être soumise à l'accord de la France.

Les relations internationales de la Nouvelle-Calédonie

D'un point de vue régional, la Nouvelle-Calédonie participe, ou directement ou par l'intermédiaire de la France ou encore avec la France, à différentes organisations. Il peut s'agir de forums intéressants pour avancer conjointement sur les questions d'énergie et de climat, en affichant une position cohérente. Ces relations formelles sont organisées par l'État français, principalement par le Haut-Commissariat et le ministère de l'outre-mer qui associent les représentants de la Nouvelle-Calédonie à certaines réunions. Les relations de fait entre la Nouvelle-Calédonie et d'autres États du Pacifique, du fait des migrations de populations, des relations commerciales, des proximités culturelles, des échanges scolaires, des investissements croisés, ne semblent pas faire l'objet d'une stratégie systématique.

Les organisations régionales : l'énergie rattrapée par l'environnement

La Nouvelle-Calédonie participe à plusieurs organisations régionales. Celle dont le champ de compétences est le plus grand est la Commission du Pacifique Sud (CPS) qui comprend les îles du Pacifique, y compris les grands pays (Australie, Nouvelle-Zélande, États-Unis), mais il existe d'autres instances dont les compétences se recoupent en partie. Des regroupements sont à l'étude pour mieux utiliser les moyens disponibles.

La Commission du Pacifique Sud (CPS)

Il s'agit de la plus ancienne des institutions de coopération régionale dont la Nouvelle-Calédonie fait partie, comme la Polynésie française, à titre individuel. La CPS aborde trois domaines principaux : la terre (agriculture, forêt, sécurité alimentaire, etc.), la mer (pêche, navigation, océanographie) et la société (démographie, santé). Les questions énergétiques ne sont pas abordées en tant que telles, mais sont introduites dans les réflexions sur le changement global. Cependant l'essentiel des discussions porte sur la vulnérabilité des îles face aux changements environnementaux.

La CPS ne s'intéresse pas pour le moment aux questions énergétiques dans leur globalité : il s'agit plutôt de formes classiques de coopération pour le développement, à partir de programmes ciblés et financés. Un rapport de 2006 souligne toutefois la parenté des problèmes environnementaux entre les îles du Pacifique et insiste notamment sur les problèmes d'accès à l'énergie et sur la dépendance énergétique de la plupart des îles.

La commission de géosciences appliquées du Pacifique Sud – South Pacific applied Geoscience Commission (Sopac)

Cette commission a abordé plusieurs aspects constitutifs de l'énergie, en particulier à travers le Pacific Islands Energy Policy and Strategic Action Plan (PIEPSAP), un programme qui a porté, entre 2004 et 2008, sur la formulation des politiques énergétiques, le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Les équipes ont conseillé les petits États insulaires dans la formulation de leurs politiques énergétiques, mais la Nouvelle-Calédonie n'a pas participé à cette réflexion.

Le programme régional océanien de l'environnement – Pacific Regional Environment Program (PROE)

Cette organisation environnementale se penche également sur le changement climatique et ses impacts sur les États insulaires du Pacifique, sans aborder réellement le problème des émissions de GES.

Le Conseil de coopération économique du Pacifique – Pacific Economic Cooperation Council (PECC)

Le PECC (Pacific Economic Cooperation Council) est une organisation tripartite regroupant des personnalités des affaires et de l'industrie, des gouvernements et du monde académique de 26 économies du Pacifique.

Cette organisation est le lieu privilégié de discussions des sujets concernant le développement et l'intégration économique de la région Asie-Pacifique. Elle repose sur un large réseau composé des 26 comités du PECC, incluant un membre associé qu'est la France au travers de ses territoires du Pacifique (Nouvelle-Calédonie, Polynésie française et Wallis-et-Futuna). Son rôle est de permettre une meilleure coopération et coordination dans les domaines du commerce, de l'investissement, des finances, de l'industrie, des ressources humaines… et de fournir des informations et un support analytique aux groupes de travail de l'Apec (Asia-Pacific Economic Cooperation). Les objectifs de promotion de la coopération économique transpacifique sont couverts par diverses *task forces* dont l'une conduite par le comité français est spécifiquement axée sur les énergies renouvelables et la gestion de l'eau.

Asia Pacific Economic Cooperation (Apec) : une vision stratégique de l'énergie

À la différence du PECC, l'Apec est une institution régionale comprenant 21 pays membres de l'océan Pacifique notamment les pays émergents du Pacifique et les grandes puissances (États-Unis, Canada, Japon, Corée du Sud). En effet, l'Apec défend le libre-échange entre ses membres et souhaite parvenir, à brève échéance, à supprimer toutes les barrières aux échanges et aux investissements entre les pays membres – une position cohérente avec la domination des États-Unis sur ce forum.

En même temps, l'Apec est l'organisation internationale qui a l'approche la plus complète sur les questions énergétiques, dans l'objectif de garantir la

sécurité de l'approvisionnement de ses membres. Il existe des groupes de suivi de la situation énergétique à court et à moyen termes et diverses instances d'échange. L'initiative Nautile, en particulier, rapproche les acteurs de l'énergie de différents pays pour partager références et instruments de prospective : cette construction d'une vision commune sur les problèmes énergétiques de la zone et son partage entre les responsables est tout à fait essentielle – la Nouvelle-Calédonie ne peut l'ignorer.

L'Apec organise aussi des simulations de crise énergétique dans les pays membres en vue d'élaborer des réponses communes par la mutualisation des stocks. Ces derniers sont en principe plus importants dans les pays membres de l'OCDE (ils doivent respecter la recommandation de l'AIE de 100 jours de stocks) que dans les petits États qui ne disposent pas de capacités de stockage.

Participer à ces initiatives, éventuellement comme observateur, pourrait être intéressant pour la Nouvelle-Calédonie qui s'apparente à bien des égards aux pays émergents du Pacifique.

La coopération bilatérale

La Nouvelle-Calédonie a peu de coopérations bilatérales formalisées avec les pays de la région, même s'il existe de nombreuses relations avec l'Australie, la Nouvelle-Zélande et les petites îles du Pacifique dont l'immigration est importante, particulièrement de Wallis-et-Futuna. Il s'agit bien évidemment d'une problématique qui dépasse celle de l'énergie, mais dans laquelle l'énergie peut prendre place.

La France dispose de différents outils de coopération, particulièrement avec l'Australie et la Nouvelle-Zélande, à commencer par son réseau diplomatique. Les relations scientifiques et technologiques entre la France et l'Australie sont particulièrement fournies, soutenues par plusieurs programmes. D'autre part, la France se propose de renforcer ses relations de coopération avec les pays océaniens, en s'appuyant sur les collectivités d'outre-mer et en utilisant les moyens du Fonds européen de développement (FED).

La Nouvelle-Calédonie pourrait certainement tirer parti de ces différents programmes pour bénéficier à la fois des dynamiques de recherche en sciences

et en technologies avec l'Australie et la Nouvelle-Zélande, et pour servir de point d'appui aux actions de développement en faveur des autres îles du Pacifique.

Il ne s'agit pas seulement d'un enjeu d'image, mais, plus largement, de placer la Nouvelle-Calédonie de façon favorable par rapport aux énergies renouvelables non conventionnelles et aux solutions innovantes de transport dans l'archipel et dans les villes, comment autant d'apports au développement des petits États insulaires. Inversement, la Nouvelle-Calédonie ne peut envisager d'apparaître comme l'un des principaux émetteurs de GES par habitant, dans un ensemble où les changements environnementaux planétaires apparaissent extrêmement menaçants, sans proposer aussi des solutions de réduction des GES et/ou d'adaptation aux changements environnementaux.

La Nouvelle-Calédonie et les négociations internationales sur le climat

Les modalités d'insertion de la Nouvelle-Calédonie dans le cadre régional, en dehors du protocole de Kyoto

Les émissions de GES en Nouvelle-Calédonie proviennent principalement de l'industrie du nickel et de ses autres activités économiques. Avec la montée en puissance de la production de nickel – la mise en route de deux nouvelles usines –, les émissions de GES ne peuvent qu'augmenter.

En adoptant diverses mesures, les émissions des autres activités pourraient sans doute diminuer, mais ne compenseront pas l'augmentation des émissions résultant de la production accrue de nickel, car celles-ci ne se stabiliseront probablement que vers 2015 ou 2020. Il sera alors possible de commencer à afficher des objectifs de réduction des émissions de GES pour l'ensemble de la Nouvelle-Calédonie. D'ici là, il peut donc être utile d'avoir un affichage des émissions distinguant celles qui sont attribuables à la production du nickel de celles résultant des autres activités. La décision 14 CP7, adoptée dans le cadre des Nations unies pour l'Islande, permet de justifier cette distinction.

Pour les activités ne concernant pas la filière de production de nickel

Comme toutes les villes ou régions du monde, la Nouvelle-Calédonie peut réduire ses émissions de GES de manière volontaire et le faire savoir.

Les villes et les Provinces pourraient sans doute aussi engager des actions de coopération dans le cadre de jumelages avec d'autres villes ou pays de la région.

À ce stade de la réflexion, il est également possible de s'inspirer de la communication nationale de l'Islande qui comprend huit chapitres. Le premier décrit les spécificités nationales de l'Islande et le deuxième livre des informations sur les inventaires de GES du pays et sur les évolutions en cours. Le troisième chapitre fait état des politiques et mesures adoptées dans le pays pour réduire ou limiter les émissions de GES (on y examine les secteurs de la production d'énergie, des transports, des pêches, de l'industrie, des déchets et de l'agriculture, ainsi que les actions relatives à la séquestration de carbone et les recherches en cours). Le quatrième chapitre présente des scénarios d'évolution des émissions, qui tiennent compte des politiques et mesures envisageables. Le cinquième concerne les impacts des changements climatiques et les adaptations envisagées. Le sixième chapitre se réfère à la façon dont l'Islande s'acquitte de ses obligations envers les pays en développement (aide publique et transferts de technologies). Le septième mentionne les recherches et observations relatives au climat, et le dernier évoque les politiques de communication en direction de la population.

Pour les activités concernant la filière de production de nickel

N'ayant pas, sous ce scénario, d'engagement contraignant de réduction ou de limitation de ses émissions de GES, la Nouvelle-Calédonie n'aurait pas à compenser les augmentations d'émissions résultant de la production de nickel. Mais, il pourrait cependant être utile de mettre en avant, s'ils étaient retenus, les projets de recherche sur la séquestration géologique du CO_2 proposés dans « Les émissions et les réductions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie ». La mise au point de ce type de technologie apparaît indispensable si l'on veut diviser par deux les émissions mondiales de GES d'ici à 2050.

En cas de succès, il sera possible de continuer à utiliser du charbon, l'une des ressources fossiles les plus abondantes et les moins chères du monde. Elle est notamment abondante en Australie et en Indonésie : il y aurait là des bénéfices mutuels justifiant des programmes conjoints. Cela pourrait ensuite conduire à des transferts de technologies de captage et de stockage vers d'autres régions du monde, par exemple vers la Papouasie-Nouvelle-Guinée.

Le protocole de Kyoto ne s'applique pas à la Nouvelle-Calédonie

Actuellement, la Nouvelle-Calédonie n'a pas à appliquer les dispositions du protocole de Kyoto. Le principe en la matière est que les traités internationaux, dont la France est partie, s'appliquent sur l'ensemble de son territoire, y compris à l'outre-mer, sauf mention contraire expresse.

Lors de la publication du protocole de Kyoto, par décret du 22 mars 2005, la France a émis une déclaration qui exclut de son application les territoires d'outre-mer au motif qu'ils ne font pas partie de la Communauté européenne. Pourtant, le protocole indique bien dans son article 26 « qu'aucune réserve ne peut être faite au présent protocole ». D'où des interrogations soulevées par cette déclaration de la France ; interrogations qui se sont avérées finalement inutiles en droit, mais utiles à la compréhension de l'applicabilité territoriale du protocole de Kyoto.

En effet, la clause territoriale du traité de Rome de 1957 instituant la Communauté européenne précise que ses dispositions sont applicables aux départements français d'outre-mer, aux Açores, à Madère et aux îles Canaries. Les pays et territoires d'outre-mer font, quant à eux, l'objet d'un régime spécifique d'association, mais le traité de Rome ne leur est pas applicable. Dès lors, la Nouvelle-Calédonie ne se voit pas appliquer le droit communautaire.

La France demeure toutefois responsable de la Nouvelle-Calédonie au titre de la Convention sur le climat : c'est ainsi qu'elle déclare sous la Convention l'ensemble des émissions, y compris de la Nouvelle-Calédonie, conformément aux règles des Nations unies.

Ajoutons par ailleurs que les articles L. 229-1 à L. 229-4 du code de l'environnement français relatifs à l'effet de serre et à la prévention des risques liés au réchauffement climatique s'appliquent bien en Nouvelle-Calédonie.

Comment la Nouvelle-Calédonie pourrait-elle, si elle le souhaitait, intégrer les négociations sur le climat ?

Après 2012, la Nouvelle-Calédonie pourrait souhaiter intégrer les négociations sur le climat de manière à afficher une position plus forte à l'échelle internationale et régionale quant à sa participation aux réductions des émissions de GES, et à bénéficier des mécanismes associés. Quels en seraient les différents scénarios ?

Scénario n°1 : le statu quo

En ne faisant rien, la Nouvelle-Calédonie ne sera pas dans l'illégalité au plan juridique puisque les textes ne lui sont pas applicables. Actuellement, elle remplit ses obligations envers la Convention via la France, car seuls des pays peuvent devenir membres des Nations unies. Sous ce scénario, la Nouvelle-Calédonie est dispensée de prendre des engagements formels de limitation ou de réduction de ses émissions. Ce qui rend évidemment inutile le recours aux mécanismes de flexibilité de Kyoto pour compenser des émissions. À court terme, cela la dispense de réaliser des inventaires supplémentaires des variations de stocks de carbone dans les sols et dans les forêts pour remplir les obligations sous les articles 3.3 et 3.4 du protocole.

Les grandes entreprises fortement émettrices de CO_2, comme la filière nickel ou la production centralisée d'électricité, sont de ce fait en dehors du périmètre considéré par le Plan national d'affectation des quotas de la France. D'où l'impossibilité de vendre ou d'acheter des droits d'émissions et de participer à des projets MDP ou MOC (Mise en œuvre conjointe) à des pays ayant ratifié le protocole de Kyoto.

Rien n'empêche cependant ces entreprises utilisant des quantités importantes de charbon de financer, si elles le souhaitent, des projets dans les pays en développement pour y réduire des émissions, sous réserve évidemment de l'accord des pays hôtes, mais en dehors des engagements internationaux du protocole de Kyoto. Elles pourraient également, si elles voulaient améliorer leur image de marque, acheter des réductions d'émissions sur un marché volontaire.

Comment pourrait-on justifier ce statu quo ? Remarquons tout d'abord que les industries fortement intensives en carbone ont un poids considérablement plus élevé dans l'économie de la Nouvelle-Calédonie que dans les grands ensembles ou pays (États-Unis, Europe, France, etc.). Dans le cas des États-Unis, elles ne représentent que 6 % des émissions totales de CO_2, 3 % de l'activité économique et 2 % des emplois. En Nouvelle-Calédonie, la situation est fort différente : en 2006, le nickel y représentait la moitié, voire plus, des émissions de GES, 11 % de la valeur ajoutée et 97 % (en valeur) des exportations.

Par ailleurs, tous les pays producteurs de nickel n'ont pas les mêmes obligations. La Nouvelle-Calédonie est actuellement le premier exportateur mondial de nickel oxydé. Cuba, le Brésil, les Philippines et l'Indonésie et quelques autres pays de la ceinture tropicale n'appartenant pas à l'annexe B

du protocole (donc actuellement non soumis à des contraintes de réduction de leurs émissions) en exportent aussi. La Corée du Sud importe du minerai de Nouvelle-Calédonie et exporte des produits contenant du nickel. En revanche la Russie, le Canada et l'Australie, qui produisent du nickel sulfuré, font partie de l'annexe B : ces pays doivent donc réduire leurs émissions de GES.

Cette situation est-elle tenable à long terme ? Cela dépendra des pressions que pourraient exercer la communauté internationale, les pays voisins et les pays producteurs et exportateurs de nickel, dont les usines pourraient devoir réduire leurs émissions. Il faudrait donc, dans le cadre des accords de Kyoto post 2012, être attentif aux évolutions des pays exportateurs et aux facilités (octroi de droits d'émissions gratuits, fiscalité allégée, etc.) qu'ils pourraient accorder à leurs industries fortement intensives en carbone.

Scénario n°2 : la Nouvelle-Calédonie souhaite intégrer les discussions relatives au protocole de Kyoto

Dans les conditions actuelles, cette intégration ne peut se faire qu'avec la France qui, seule, a le statut international d'État et est habilitée à conclure des traités dans le cadre des Nations unies ou avec d'autres États. La République est libre d'associer telle ou telle institution territoriale à la négociation, voire à la procédure préalable à la ratification ou à l'approbation de tels traités, mais non à la conclusion d'accords.

Mais cela pose un problème symétrique de celui évoqué plus haut : si la France signe le prochain protocole dans le cadre de l'Union européenne, comme pour le protocole de Kyoto, la Nouvelle-Calédonie en sera exclue. La seule possibilité serait sans doute d'intégrer la révision du protocole à venir, qui entrera en vigueur en 2012. Pour cela, il conviendra d'obtenir une disposition qui permette à la France d'intégrer une composante de son territoire à statut spécifique, tout en lui permettant de poursuivre, le cas échéant, ses engagements en tant qu'État membre de l'Union européenne et, donc, dans le cadre d'engagements conjoints avec les autres États membres. Ou alors il lui faudra négocier des engagements spécifiques à la Nouvelle-Calédonie, mais distincts des engagements français, même si l'accord est signé par la France pour la Nouvelle-Calédonie.

Les négociations relatives à Kyoto soulèveront la question de la mutualisation de ses quotas avec ceux de la France métropolitaine : compte tenu du statut de la Nouvelle-Calédonie et si l'Union européenne l'acceptait, il

conviendrait de négocier pour la Nouvelle-Calédonie des quotas spécifiques distincts des français, ce qui permettrait en outre de responsabiliser les acteurs du Territoire, même si la France, à titre individuel, en resterait responsable en tant qu'État. Dans tous les cas, la Nouvelle-Calédonie aurait intérêt à être associée aux négociations, au sein de la délégation française.

Dans ce scénario, deux modalités d'insertion peuvent être envisagées.

■ *Avec un accès au marché de droits d'émissions de l'Union européenne,* la Nouvelle-Calédonie devra réaliser les divers inventaires demandés, notamment ceux relatifs aux utilisations et aux changements d'utilisation des terres. Elle devra donc limiter ou réduire ses émissions, comme la France métropolitaine, mais hors du « partage du fardeau » européen ; comme l'Europe ; et suivant des modalités particulières à négocier. Les augmentations d'émissions accordées à la Nouvelle-Calédonie devraient alors être compensées par des réductions d'émissions plus fortes au niveau de la France métropolitaine ou de l'Europe.

Les industries du nickel et le producteur d'électricité centralisée de la Nouvelle-Calédonie qui utilisent d'importantes quantités de combustibles fossiles seraient alors invités sans doute à réduire ou à limiter leurs émissions dans le cadre des PNAQ. Ils pourraient, à cette fin, recourir à des économies d'énergies et à des réductions d'émissions de CO_2 au sein de leur entreprise, ou faire appel aux mécanismes de flexibilité de Kyoto (MDP ou MOC et marchés de droits d'émissions).

Si les droits d'émissions sont vendus aux enchères, au moins partiellement, par l'Union européenne, comme c'est envisagé pour 2012, les entreprises néo-calédoniennes devraient en principe en acheter. Mais combien ? De quelles exonérations pourront-elles bénéficier ? Peut-on mettre en avant la nécessité d'équilibrer la balance commerciale ou le statut particulier de la Nouvelle-Calédonie pour obtenir des droits d'émissions gratuits, voire des exonérations partielles ou totales ? Peut-on démontrer par ailleurs qu'il existe des risques de délocalisation de l'activité ou de concurrence déloyale, si ces entreprises devaient acheter des droits d'émissions ? Une procédure est actuellement ouverte en ligne, au niveau de la Commission, pour recueillir des avis sur cette question.

Il existe depuis décembre 2008, un « paquet climat » pour l'Europe et des engagements de réduction des émissions d'ici à 2020 d'au moins 20 % par

rapport à 1990. Si d'autres pays s'engageaient également, l'Union européenne pourrait même afficher des ambitions plus fortes de réductions de ses émissions.

Dans ces conditions que pourrait réellement obtenir la Nouvelle-Calédonie de l'Union européenne ? Serait-il possible de mettre en place un partage, avantageux pour elle, du fardeau européen, comme en 1997 ? En l'absence d'un tel partage, qui devrait alors compenser les augmentations d'émissions de la Nouvelle-Calédonie ? Sans doute la France métropolitaine.

■ *Sans accès au marché des droits d'émissions de l'Union européenne,* l'une des options du scénario précédent pour réduire les émissions disparaît. L'accès à des marchés volontaires resterait-il alors fermé pour la Nouvelle-Calédonie ? La réponse est vraisemblablement oui. Mais c'est un point qu'il conviendrait sans doute de mettre sur la table, lors de négociations avec la France et l'Union européenne, et qui pourrait constituer un argument pour faciliter l'accès de la Nouvelle-Calédonie au marché européen (donc pour revenir au scénario n° 1). En revanche, la question du partage du fardeau entre la France métropolitaine et la Nouvelle-Calédonie demeurerait.

Une approche comparable à celle de l'Islande pour la période post 2012

La Nouvelle-Calédonie pourrait aussi adopter une approche imitée de celle de l'Islande, un petit pays adhérent aux Nations unies qui a beaucoup de points communs avec elle. Les approches retenues dans le cadre des négociations de Kyoto ne convenaient pas à l'Islande : faute de pouvoir modifier l'approche générale, les Nations unies ont donc adopté la décision 14 CP7. Le lecteur pourra se faire une idée des obligations de ce pays au regard de la décision 14 CP7 en consultant la Communication nationale de l'Islande aux Nations unies, sur le site http://www.umhverfisraduneyti.is/media/PDF_skrar/Icelands_Fourth_National_Communication_and_Report_on_Demonstrable_Progress.pdf

En se référant à cette décision et en agissant comme l'Islande, mais sans adhérer formellement au protocole de Kyoto, la Nouvelle-Calédonie pourrait montrer, au niveau de la région Asie-Pacifique comme au niveau international, que cette approche est parfaitement légitime, car conforme aux décisions prises dans le cadre du protocole de Kyoto.

Une telle démarche ne supposerait pas nécessairement une adhésion formelle et directe aux Nations unies ; elle impliquerait, en revanche, de

satisfaire progressivement à toutes les obligations de la Convention et du protocole de Kyoto révisées pour la période post 2012, notamment les inventaires sous les articles 3.3 et 3.4.

Dans ce scénario, il faudrait donc rester attentif aux nouvelles contraintes et opportunités susceptibles d'apparaître. Il faudrait également savoir si et comment la décision 14 CP7 sera reconduite après 2012 et quels engagements prendra alors l'Islande.

L'avantage de cette solution serait de rendre compatible le développement industriel de la Nouvelle-Calédonie avec l'esprit de la lutte contre le changement climatique au niveau planétaire. Il n'y aurait pas à acheter de droits d'émissions. L'inconvénient, sans doute mineur dans ce cas, serait de ne pas pouvoir réaliser de projets de MDP ou de mise en œuvre conjointe, mais la réalisation de projets volontaires reste toujours possible en dehors du cadre formel des Nations unies.

À noter également une analogie avec le Groenland qui vient d'obtenir, en 2009, son autonomie. Ce pays est dans une situation comparable à celle de la Nouvelle-Calédonie puisqu'il est également en dehors de l'Union européenne depuis 1985. Il serait donc utile de s'informer régulièrement des intentions du gouvernement de ce pays et de l'état de ses négociations avec le Danemark, notamment concernant les engagements pris pour la période post 2012.

Dans tous les cas, la Nouvelle-Calédonie pourrait parfaitement, si elle le souhaitait, effectuer des communications sur le climat inspirées de celles de l'Islande ; celles-ci pourraient, le moment venu, s'insérer dans les communications nationales de la France aux Nations unies.

Les conséquences d'une démarche d'intégration aux discussions pour la gouvernance en Nouvelle-Calédonie

Les aspects « climat » et « gaz à effet de serre » n'ont pas encore fait l'objet d'une attribution explicite et, en matière de protection de l'environnement, la répartition des compétences est floue, peu lisible et l'enchevêtrement complexe entre les quatre niveaux de responsabilités – État, Nouvelle-Calédonie, Provinces et communes. Une autorité devrait se voir attribuer ces questions qui requièrent nécessairement des moyens humains et financiers spécifiques.

Bien que la lutte contre les gaz à effet de serre et le changement climatique fassent partie de la protection de l'environnement, il ne semble guère approprié d'attribuer cette compétence aux Provinces, dans la mesure où il s'agit d'une compétence de politique territoriale globale qui doit être centralisée. En outre, les questions relatives au changement climatique ne peuvent ni être soumises à réglementation ni à des initiatives différentes et non homogènes au sein d'un même territoire. Cette attribution de compétence ne pourra être effective juridiquement que par une insertion explicite dans la loi organique de 1999.

Dès lors, sur le plan de l'organisation administrative, la Nouvelle-Calédonie pourrait soit créer un service spécifique, soit insérer cette compétence au sein d'un service existant, comme celui de l'énergie qui deviendrait « énergie et climat », puisque les discussions sur ces deux thèmes sont fortement liées (cf. les exemples actuels de plans énergie-climat). Ce service devrait également prendre en compte les activités agricoles et forestières qui entrent dans la comptabilité globale des émissions de GES.

Conclusion

La Nouvelle-Calédonie peut agir sur différents tableaux pour conforter sa sécurité énergétique, accéder aux technologies de pointe et renforcer sa crédibilité internationale, tout en préservant la compétitivité de ses industries exportatrices.

En ce sens, il serait utile d'aborder de façon globale toutes les questions de relations internationales, comme le font d'ailleurs toutes les régions de France métropolitaine – avec d'autres priorités et d'autres perspectives. L'effet de levier du réseau diplomatique français est un puissant atout pour agir efficacement dans les intérêts du territoire.

Assumer cette position cohérente suppose une réflexion préalable et l'existence en Nouvelle-Calédonie d'une capacité d'expertise à la fois sur les thèmes conjoints de l'énergie et du climat et sur les modalités de l'action internationale dans une situation juridiquement complexe. Cela implique également de repenser la gouvernance du secteur énergie-climat : c'est ce que propose la dernière partie de la synthèse.

Recommandations

Pour le détail des recommandations exposées ci-dessous, le lecteur pourra se reporter aux fiches de recommandations rassemblées à la fin de la synthèse (p. 387), après la partie « Conclusion et recommandations ».

1. Structurer un pôle de compétences locales sur le contexte régional dans les domaines de l'énergie (y compris sur les énergies importées ou qui pourraient l'être, comme le bois et les biomasses) et du climat, avec l'appui éventuel de l'Université et des institutions de recherche présentes en Nouvelle-Calédonie et dans le Pacifique. Créer ou soutenir des programmes spécifiques de recherche (thèses, mémoires).

■ *L'élaboration de représentations communes et vérifiées sur le contexte régional paraît être un préalable. Il s'agit d'un objectif transversal allant de la formation à la citoyenneté (dans quel environnement régional vivons-nous ?), jusqu'à la formation des dirigeants de différents niveaux et de différents milieux (entreprises, éducation, gouvernement, etc.). Les initiatives prises dans le domaine des échanges scientifiques à l'échelle du Pacifique vont dans ce sens, de même que les relations existant entre les organismes de formation et de recherche de Nouvelle-Calédonie et leurs homologues de France métropolitaine et d'autres pays.*

2. Envisager tous les scénarios d'insertion de la Nouvelle-Calédonie dans les négociations sur le climat. Constituer une capacité de veille, à commencer par le suivi des négociations sur le climat, dès décembre 2009 à Copenhague. Évaluer la possibilité de réaliser un plan climat et un inventaire des émissions pour la Nouvelle-Calédonie (cf. également la recommandation n° 1 dans « Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie », p. 193).

■ *La Nouvelle-Calédonie a intérêt à réfléchir à la façon dont elle souhaite s'insérer dans les négociations sur le climat, en adéquation avec les processus en cours. La complexité des dossiers rend nécessaire un apprentissage qui peut commencer en nommant un chargé de mission pour suivre les négociations de Copenhague et en capitalisant les expériences.*

De même, la Nouvelle-Calédonie peut commencer à travailler à son propre inventaire, en suivant les formats existants, de manière à évaluer les connaissances disponibles et à en acquérir.

3. Construire une action internationale forte et cohérente avec la diplomatie française. Tirer parti des relations existantes, notamment des relations bilatérales dans les domaines de l'énergie et du climat avec les réseaux de recherche et d'éducation. Faire des propositions innovantes sur ces questions dans les forums régionaux. Mettre à disposition des États insulaires les expériences de la Nouvelle-Calédonie. Aborder la coopération régionale (Australie, Nouvelle-Zélande) sous l'angle de la recherche pétrolière et, éventuellement, du stockage géologique de CO_2.

■ *La Nouvelle-Calédonie peut bénéficier du réseau diplomatique français et des relations informelles existantes pour construire une politique cohérente de coopération régionale dans les domaines de l'énergie et du climat. Ce qui lui permettra à la fois de disposer des meilleures technologies – notamment pour le captage et le stockage de* CO_2 *– mais aussi de confronter ses propres démarches aux initiatives des pays de la région, et de promouvoir les innovations dans les domaines de l'énergie et du climat. Ce n'est qu'à cette condition qu'elle pourra jouer dans le Pacifique Sud le rôle moteur qui lui revient en raison du niveau élevé de son revenu par habitant.*

4. Renforcer la sécurité énergétique dans le cadre régional. Évaluer la possibilité de coopérer avec les pays de l'Apec dans le domaine de l'énergie. Réaliser des exercices conjoints sur la sécurité énergétique (gestion de crise). Encadrer de façon appropriée les activités des entreprises du domaine de l'énergie, notamment l'exploration pétrolière.

■ *La Nouvelle-Calédonie se trouve dans une situation comparable à celle de ses voisins, du point de vue de sa vulnérabilité/sécurité énergétique. Elle a donc tout intérêt à mutualiser avec eux, autant que possible, les outils, les instruments de gestion et, le cas échéant, les procédures de réponse à des crises éventuelles.*

La Nouvelle-Calédonie pourrait participer comme observateur à certains forums régionaux orientés énergie-climat pour bénéficier de leurs dynamiques, mais aussi adopter des mesures de régulation pensées en fonction des positions de ses voisins, qu'ils soient partenaires ou concurrents.

Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ?

Cette dernière partie a pour objet de proposer les voies de concrétisation des options sur l'énergie et le climat qui pourraient être retenues, et d'en examiner les modes possibles de gouvernance, dans l'optique du développement de la Nouvelle-Calédonie.

La question de l'énergie est portée par trois logiques différentes du développement de la Nouvelle-Calédonie, trois logiques peu reliées entre elles.

■ *Dans le domaine de l'habitat*, la sécurité énergétique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la qualité de la vie conduisent à privilégier un habitat à haute qualité environnementale, à énergie positive, avec une climatisation la plus naturelle possible.

■ *L'industrie métallurgique* est soucieuse de la permanence de son approvisionnement en énergie électrique, ce qui conduit à avoir une centrale associée à chaque usine (existante ou en cours de réalisation). Ce secteur mondialisé achète son énergie sur les marchés mondiaux qui absorbent sa production métallurgique : l'économie est en relation avec la géostratégie.

Deux enjeux ressortent pour ce secteur :

– celui de la sécurité d'un approvisionnement au meilleur coût, ce qui a conduit à privilégier le charbon australien comme ressource pour la production d'électricité et pour alimenter les usines métallurgiques ;

– celui relatif aux négociations mondiales sur les changements climatiques et la réduction des émissions de gaz à effet de serre qui peuvent affecter la Nouvelle-Calédonie et l'économie du nickel, et conduire à des évolutions technologiques.

À lui seul, ce secteur représente les 2/3 de l'énergie primaire consommée et du CO_2 émis aujourd'hui en Nouvelle-Calédonie… Nous avons vu qu'il y a des perspectives significatives de réduction des consommations d'énergie et pour la prise en compte à venir des enjeux climatiques.

■ *Dans le domaine des transports*, ce sont des carburants liquides qui sont actuellement demandés, dans une Asie qui en manque, beaucoup plus rares que le charbon. Une filière néo-calédonienne d'agrocarburants d'ampleur suffisante semble difficile à moyen terme, à la fois pour des raisons de disponibilité de la biomasse et de taille exigée pour certaines installations de transformation. Sécurité énergétique et réduction des émissions conduisent

donc à chercher une moins grande dépendance vis-à-vis des carburants fossiles. C'est donc surtout par économie que l'on peut gagner, et par transfert vers d'autres modes de déplacement plus économes, en particulier les transports en commun.

■ *Des décisions importantes ont déjà été prises* concernant la programmation des unités de production de nickel et la construction ou reconstruction de centrales électriques au charbon. Le schéma de mise en valeur des richesses minières en Nouvelle-Calédonie évoque également cette question de l'énergie et pose le principe de la compensation des émissions de gaz à effet de serre. Mais nous avons aussi retenu que la loi de programmation pluriannuelle de la production électrique n'a pu être complètement adoptée.

■ Les politiques énergétiques et climatiques s'appuient classiquement sur une typologie d'instruments qui comprend les aspects tarifaires et fiscaux, les instruments économiques et la réglementation. On peut à cette liste ajouter les instruments qui visent à faire évoluer par l'information et la communication les comportements ou les préférences des agents économiques ainsi que la formation des acteurs et les programmes de R&D. Ces différents aspects seront abordés ci-après. À une exception près : le collège des experts n'a pas pu rassembler d'éléments pour élaborer des recommandations sur le volet de l'action économique en faveur des entreprises des secteurs concernés. On peut tout simplement dire que la Nouvelle-Calédonie doit tirer parti des activités des organismes comme Oséo ou l'AFD.

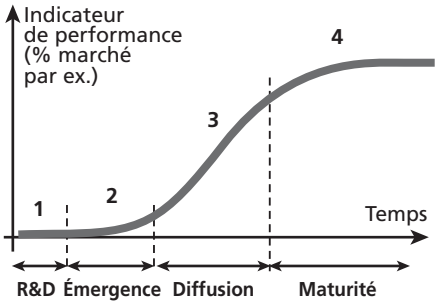
À la fin de cette partie, des préconisations seront également apportées dans une perspective d'évolution de la gouvernance accompagnant les options nouvelles de l'énergie et du climat qui pourraient être prises en Nouvelle-Calédonie.

Les options techniques, les enjeux, atouts et contraintes

Des travaux d'expertise présentés précédemment, il ressort qu'il existe en Nouvelle-Calédonie un fort potentiel de maîtrise de l'énergie dans les secteurs résidentiel et industriel : une réduction de la consommation d'énergie est possible, mais cela a un coût et suppose une évolution des modes de production, de construction et de consommation.

Il existe aussi un fort potentiel de développement des énergies renouvelables et de nouvelles technologies : certaines des énergies nouvelles développées dans le monde offrent des possibilités à la Nouvelle-Calédonie, comme cela a déjà été amorcé pour l'éolien et la production d'électricité photovoltaïque. Mais la biomasse accessible souffre de la dispersion de sa production et de la contrainte foncière, ce qui rend difficile son exploitation malgré un potentiel technique renouvelable, sans doute non négligeable. Des moyens de stockage devraient être développés, tout particulièrement le stockage hydraulique gravitaire si l'existence de potentiels techniques est confirmée.

Il est apparu utile de tenter une synthèse sur la maturité des différentes techniques de maîtrise de l'énergie, de nouvelles productions et de captage du CO^2.



	Maturité	Diffusion
R&D	1	Aucune
Émergence	2	Premières applications commerciales
Diffusion	3	Large diffusion
Consolidation/ Maturité	4	Faible progression de la diffusion

Figure 14

Représentation classique du processus de classification

La maturité se définit selon le graphique, adapté de Svi Griliches.

Tableau 8 – Les secteurs et leurs options technologiques

Options	Secteurs	Options	Maturité
MDE	Habitat/tertiaire	Rénovation thermique	**3**
		Maison très basse consommation	**2**
		MDE Éclairage	**3**
		MDE Électroménager	**3**
	Transport	Véhicule électrique	**2**
	Industrie	Co-combustion biomasse	**2**
NTE	EnR Élec	Éolien	**3**
		Hydroliennes	**1**
		Photovoltaïque	**3**
		Solaire thermodynamique	**2**
		Énergie thermique des mers	**1**
		Dispositifs houlomoteurs	**1**
	EnR Chaleur/Carb	ECS Solaire	**3**
		Biogaz	**2**
		Biocarburants 1re génération	**3**
		Biocarburants 2e génération	**1**
		Algues carburants	**1**
	Nucléaire	Nucléaire petite taille	**1**
	Autres	PAC	**1**
	Stockage	Pompage turbinage	**3**
		Stockage électro chimique	**3**
		Stockage EC (nouvelles technos)	**2**
		Stockage H2	**2**
CCS		Captage CO_2	
		Précombustion	**1**
		Postcombustion	**2**
		Oxycombustion	**1**
	Stockage	Stockage géologique (péridotites)	**1**
		Stockage biologique	**1**

Niveau de maturité des technologies.

Même en adoptant une politique incitative dans les deux domaines précédents, le niveau de consommation est tel, qui est dû aux grandes entreprises métallurgiques notamment, que la demande en énergie ne saurait être couverte par les énergies renouvelables ; dès lors, la nécessité d'une production à grande capacité reste nécessaire.

Enfin, la Nouvelle-Calédonie ne peut faire l'économie de la prise en compte de la protection de l'environnement et des gaz à effet de serre dans le contexte régional et international.

L'ANALYSE TECHNICO-ÉCONOMIQUE RÉVÈLE QUELQUES PRIORITÉS

À ce stade, il serait utile de pouvoir disposer d'éléments objectifs permettant d'orienter les futures décisions publiques. L'analyse technico-économique, complémentaire des options techniques, peut aider à identifier les priorités en introduisant la dimension économique. Classiquement, celle-ci sert à évaluer et comparer les coûts des options disponibles, puis à les organiser, par ordre de mérite, dans un cadre de rationalité économique qui vise à minimiser le coût global de réalisation.

Il n'a pas été possible ici de mettre en œuvre cette démarche car la collecte des informations nécessaires à cette analyse n'entrait pas dans le cadre de notre expertise collégiale. Pour apporter néanmoins des éléments complémentaires à l'analyse, nous avons complété l'identification des principales options techniques par une estimation pour chacune d'entre elles des enjeux et des coûts représentés. Concrètement, nous avons estimé les potentiels techniques de production ou d'économie d'énergie (ou de CO_2 dans le cas du stockage) associés à chaque option ; nous avons également évalué les dépenses globales auxquelles il faudrait consentir pour mobiliser ces quantités d'énergie.

Chaque variable a été estimée sur une échelle à trois niveaux : faible, moyen, élevé. Cette analyse, essentiellement qualitative, ne prétend pas à la rigueur scientifique, mais elle s'appuie dans la mesure du possible sur des connaissances issues d'autres expériences. Nous avons enfin complété cette analyse par une estimation des contraintes et atouts associés à chaque option, pour faire apparaître un critère de difficulté de mise en œuvre qui intègre à la fois la disponibilité des technologies, la faisabilité des politiques et les bénéfices associés (économies d'énergie, par exemple).

Tableau 9 – Analyse quantitative coûts/quantités

Options	Secteurs	Options	Enjeux	Coût	Difficultés
MDE	Habitat/tertiaire	Réglement thermique ancien	++	++	++
		Réglement thermique neuf	+/++	+	+
		Rénovation parc public	+	+	+
		MDE Éclairage	+	+	0
		MDE Électroménager	+	+	0
		Sobriété énergétique	+	0	+
	Transport	Politique urbanisme	++	+	+/++
		Transports publics, modes doux	+/++	++	+
		Bonus / Malus	+	0	0/+
		Taxes carburants	+	+	+/++
		Transports scolaires	+	0/+	+
	Industrie	EE process	++	+	+
		Biomasse énergie	+/++	+	+/++
NTE	EnR Élec	Éolien	+/++	+	+
		Photovoltaïque	++	+/++	+
		Énergie thermique des mers	+	++	++
		Solaire thermodynamique	+	+/++	++
	EnR Chaleur/Carb	ECS Solaire	++	+	0
		Biogaz	0/+	+	+
		Biocarburants 1re génération	0	+	++
		Algues carburants	+/++	++	++
CCS		Stockage géologique	++	++	+
		Stockage biologique	+	+	++
		Oxycombustion	+	+	+/++

Chaque variable est estimée sur une échelle à trois niveaux : faible, moyen, élevé.

On observe ainsi qu'une option telle que la maîtrise de l'énergie dans le parc de bâtiments anciens présente un potentiel d'économie d'énergie très important, que le coût de cette rénovation est élevé (mais susceptible de générer des économies dont profitent les consommateurs) et sa mise en œuvre très complexe (la réglementation thermique dans le parc existant est difficile à imposer et est relativement lente à produire ses effets). Inversement, une option comme l'instauration du bonus/malus sur l'achat de véhicules individuels présente des enjeux moins importants, mais elle est peu coûteuse et relativement simple à mettre en œuvre.

Nous avons complété cette première analyse purement qualitative par une tentative de hiérarchisation sous la forme d'un graphique (figure 15). Le schéma reprend pour l'essentiel les informations figurant dans le tableau 9 et intègre, en plus, la dimension de la faisabilité que nous avons choisi de faire coïncider avec une prise en compte de la dimension temps. Concrètement, les options relativement simples à mettre en œuvre et immédiatement disponibles apparaissent en gras ; sont en noir les options moins faciles et non immédiatement disponibles, mais qui présentent une probabilité raisonnable de réalisation, et les options plus prospectives et incertaines, ou susceptibles de produire des résultats sur le long terme.

On voit ainsi apparaître au moins trois grands groupes d'options qu'il conviendrait d'examiner :

■ les options qui présentent des enjeux très importants pour des coûts qui restent modérés (la maîtrise de l'énergie dans l'industrie, l'eau chaude sanitaire solaire, le photovoltaïque) ou des enjeux plus importants encore, mais pour des coûts plus élevés (rénovation thermique de l'habitat existant) ;

■ les options qui présentent des enjeux peut-être un peu moins importants mais qui ne posent pas de difficultés majeures de mise en œuvre : la réglementation thermique dans le neuf, la MDE pour l'éclairage et l'électroménager, la rénovation du parc public de bâtiments, le développement de l'éolien, etc. ;

■ enfin, les options pour lesquelles les enjeux sont à priori plus modestes ou mal connus, mais dont les coûts estimés sont assez faibles : sobriété énergétique notamment, mais également le bonus-malus pour les véhicules particuliers ou le développement des transports scolaires.

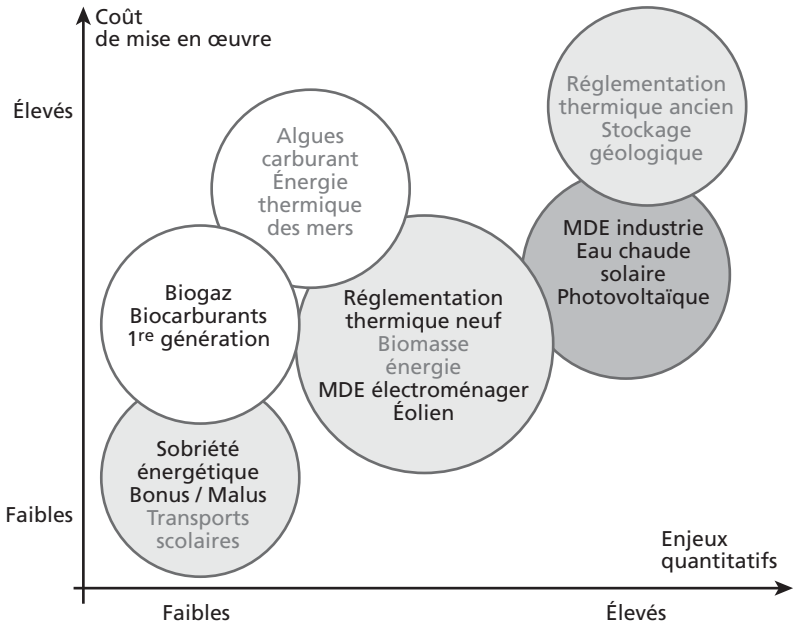


Figure 15

Quelles priorités technologiques sur l'énergie et le climat en Nouvelle-Calédonie

La figure permet de visualiser les options en fonction des enjeux quantitatifs qu'elles représentent (énergie économisée ou produite, GES évités) et des coûts associés ; toutes les options n'ont pas été représentées sur le graphique pour des raisons de lisibilité.
Note : pour aller plus loin, le lecteur se reportera aux précisions utiles apportées dans le CD-ROM « Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ? »

À l'inverse, il conviendrait, selon cette analyse, de laisser pour l'instant de côté les options situées dans la partie supérieure gauche du graphique qui sont plus coûteuses et dont les enjeux sont limités. C'est le cas, par exemple, de l'énergie thermique des mers ou des biocarburants issus des algues, options qui apparaissent aujourd'hui à la fois coûteuses et dont les enjeux sont incertains.

Le photovoltaïque et le solaire thermodynamique appellent des commentaires particuliers. Ces technologies sont aujourd'hui encore très coûteuses, et l'on peut s'étonner de les retrouver ici positionnées dans une zone de coûts moyens. En réalité nous avons tenu compte des perspectives de baisses de coûts très conséquentes qu'elles offrent. S'il subsiste sur le solaire thermodynamique certaines incertitudes sur les coûts futurs (cf. « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie », p. 115), les baisses observées depuis de nombreuses années et les progrès techniques attendus sur le PV indiquent que les coûts vont continuer à baisser. Quant au solaire thermodynamique, le stockage thermique intégré à ces systèmes représente une caractéristique favorable pour faciliter son intégration au réseau ; en outre, la dynamique importante de développement de cette filière devrait conduire à des baisses significatives de coût.

Des progrès sont aussi attendus sur l'oxy-combustion, par exemple, mais cette technologie fonctionne en système, et le stockage géologique présente encore des incertitudes fortes quant à sa faisabilité. Seul le photovoltaïque fait donc l'objet d'un traitement particulier pour tenir compte des progrès techniques attendus.

Pour conclure, insistons sur le fait qu'il s'agit là d'un angle de lecture qui privilégie la dimension technico-économique. D'autres dimensions doivent être prises en compte, notamment au chapitre de la faisabilité et de l'acceptabilité des politiques : la question foncière ou des problèmes de gouvernance ; des perspectives de coopération régionale ou de recherche et développement peuvent également conduire à reconsidérer les choix suggérés ci-dessus.

Enfin, cette analyse économique par technologie a d'autres limites.

■ Certaines mesures de nature technologique ne doivent pas se mettre en œuvre isolément, mais en association à d'autres, en particulier de nature organisationnelle ou de tarification. Ainsi, l'établissement d'un signal prix (bonus-malus ou vignette annuelle) sur les véhicules particuliers gros consommateurs de carburants présente une plus grande efficacité s'il est accompagné du développement des transports publics.

■ Pour pouvoir être généralisées, des technologies, même considérées comme matures dans d'autres contextes, doivent faire l'objet de programme de démonstration, pour mise au point technique et économique. Citons, par

exemple, l'utilisation de la biomasse dans l'industrie, ou le solaire thermodynamique.

■ Le coût net des opérations qui induisent des économies d'énergie ou des réductions d'émissions de GES dépend, bien entendu, du prix des énergies et du carbone économisés ; une forte augmentation des prix pourrait justifier la mise en œuvre de certaines opérations qui peuvent sembler aujourd'hui trop coûteuses.

Par ailleurs, nous devons souligner que la prise en compte du contexte de la Nouvelle-Calédonie nous a conduit à considérer comme difficiles à adapter certaines des pistes qui sont souvent citées ailleurs comme prometteuses. Plusieurs raisons à cela : la situation à distance des grands flux mondiaux et la relative petite taille de son marché intérieur (qui proscrivent, par exemple, la solution du gaz naturel). La difficulté d'accès au foncier pour des projets exigeant une emprise foncière importante et à la main-d'œuvre nécessaire à des projets agricoles ou forestiers est également à prendre en compte.

Plus généralement, le secteur de l'énergie et des gaz à effet de serre évolue beaucoup, sur tous les plans (technologiques, économiques, réglementaires, dans les pratiques) et à toutes les échelles (depuis les particuliers, les communes, jusqu'à la planète) ; il est donc essentiel d'en avoir un suivi permanent. La Nouvelle-Calédonie doit se doter d'une capacité de veille sur ces sujets, au-delà de ce qui existe déjà.

La question énergétique est liée aux choix d'aménagement du territoire

En Nouvelle-Calédonie, la maîtrise de l'étalement urbain du Grand Nouméa semble être une priorité. Le plan d'urbanisme et le plan de déplacement urbain indiquent les mesures à prendre à cet effet. Leur mise en œuvre demandera une intégration plus forte des politiques suivies par les différentes communes de l'agglomération. Les promoteurs du Schéma de cohérence de l'agglomération de Nouméa, le Scan, en sont bien conscients. Le renforcement du pôle VKP (Voh-Koné-Poumbout) avec la mise en service de l'usine du nord est un enjeu important puisqu'on a là l'occasion, en réfléchissant en amont sur l'urbanisme, la construction et les transports, de créer d'emblée une ville adaptée et peu gourmande en énergie.

Les plans climat territoriaux : un outil au service du développement

La réalisation de plans énergie climat a été lancée en France métropolitaine comme une façon d'apporter des réponses locales aux enjeux d'économie d'énergie et de lutte contre le changement climatique, tout en tenant compte des conditions spécifiques des territoires. Il existe une méthodologie proposée par l'ADEME pour la réalisation de ces plans, déjà mise en œuvre dans plusieurs grandes agglomérations métropolitaines (Nantes, Grenoble, Lyon, Paris, Rennes, etc.). Le Grenelle de l'environnement en prévoit la généralisation aux collectivités d'outre-mer.

Un plan énergie climat repose sur une approche fine du profil énergétique du territoire concerné. C'est l'occasion d'évaluer avec précision les consommations énergétiques et les émissions des bâtiments, de certains secteurs (par exemple, le transport) ou encore le fonctionnement des services publics (écoles, mairies, hôpitaux), et de proposer des améliorations.

Pour que les mesures proposées soient cohérentes, cette démarche implique la participation des acteurs locaux. En ce sens, c'est aussi le moyen d'introduire les problématiques de consommation d'énergie et de changement climatique dans le débat public en s'appuyant sur des diagnostics.

À Grenoble, par exemple, le plan climat s'est appuyé sur un bilan énergétique de l'agglomération, réalisé en 1999, pour fixer des priorités et des lignes d'action thématiques. Les engagements du plan climat ont été souscrits par différents acteurs locaux (collectivités, OPAH, ADEME, fournisseurs d'électricité, etc.) pour une action concertée.

Il existe encore peu d'études sur les résultats obtenus par ces démarches, en termes d'infléchissement des tendances de croissance à la consommation. Elles ont cependant le mérite d'être une avancée pour mettre l'aménagement du territoire au service des économies d'énergie et de la lutte contre le changement climatique[32].

En complément de l'aménagement du territoire proprement dit, une réglementation devrait être rapidement élaborée et appliquée en matière d'environnement dans les constructions et le bâtiment. Du fait de sa croissance démographique et de ses besoins en logements, la Nouvelle-Calédonie présente

| [32] Cf. http://www.ale-grenoble.org/28-le-plan-climat-local.htm

en effet une opportunité pour mettre en œuvre les techniques et les conceptions les plus récentes en matière de conservation de l'énergie.

Le bilan carbone des urbanisations nouvelles, tel qu'il a été pratiqué pour les ZAC de Panda et Dumbéa-sur-mer, est une première étape qui montre l'importance des enjeux. La méthodologie de ces bilans carbone pourrait être affinée et adaptée au cadre calédonien, et systématiquement utilisée comme un préalable à la réalisation de ce type de projets.

L'aménagement du territoire a aussi pour objectif habituel de lutter contre la désertification et de maintenir les populations dans leur cadre de vie. C'est le choix qui a été fait en Nouvelle-Calédonie avec les investissements destinés à améliorer les conditions de vie dans les villages et les tribus. L'extension du réseau électrique déjà en grande partie réalisé va dans ce sens. Elle présente l'intérêt de favoriser la mutualisation des ressources et la connexion de nouveaux dispositifs de stockage et de production.

La problématique foncière doit être prise en compte

Les options sur l'énergie impliquent l'implantation d'infrastructures à vocation de production ou de distribution d'énergie, nécessairement localisées sur un territoire donné, qui peuvent être des éoliennes, des usines à coprah ou à charbon, un barrage hydroélectrique, des poteaux électriques, une plantation de forêts pour faire de la biomasse, etc. Quelles que soient ces options, elles vont immobiliser une partie du foncier. Autant dire que leur mise en œuvre va en partie dépendre des règles d'accès à ce foncier et donc du statut de la terre.

Or, en Nouvelle-Calédonie, du fait de la colonisation européenne, la question foncière est au cœur de conflits et de tensions majeurs, bien étudiés par de nombreux travaux en sciences sociales. Sur l'ensemble du territoire, il existe trois types de statuts fonciers : la propriété privée, la propriété publique ou domaniale et les terres coutumières. Chacun de ces statuts est régi par des règles de propriété et d'accès différents. Les terres coutumières, régies par la coutume, ne peuvent être ni vendues ni cédées, ni saisies ni touchées par une prescription.

La répartition géographique de ces différentes terres varie considérablement selon les provinces. La Province des îles est constituée à 97 % de terres coutumières, il n'y a pas de propriété privée sur cet archipel. Inversement, les terres coutumières en Province Sud ne représentent que 9 % du total et 24 %

en Province Nord. À l'échelle territoriale, le plus grand propriétaire foncier est le gouvernement de Nouvelle-Calédonie qui possède 47,9 % des terres.

Dans les îles, tout aménagement et toute implantation se feront sur des terres coutumières, ce qui implique un processus de négociation spécifique : il faut en effet obtenir l'autorisation des « maîtres de la terre ». Les problèmes de fonctionnement de l'usine de coprah d'Ouvéa renvoient en partie – mais en partie seulement – à la problématique foncière. Les travaux en sciences sociales ont en effet montré que l'accès aux terres dites coutumières ne posait pas de problème tant qu'il n'y avait pas de véritable enjeu économique. Mais dès qu'un projet touristique, agricole ou d'une autre nature, comporte un enjeu économique fort, de nombreuses résistances et blocages surviennent. Il existe cependant des fermes éoliennes implantées sur des terres coutumières, dans les îles Loyauté (Lifou) ou dans le nord de la Grande Terre. Dans le Grand Nouméa, le lien entre options sur l'énergie et problématique foncière est davantage lié au coût important du foncier qui peut entraver la réalisation de projets et d'équipements.

Les enjeux fonciers ont donc toute leur importance. L'expertise n'a pu en faire une analyse détaillée qui sortait de son champ ; cependant, en première approche, on pourrait émettre les hypothèses suivantes pour chacune des trois situations :

- dans les zones rurales, la place de la propriété publique devrait autoriser les principaux équipements à emprise foncière liés à l'énergie (petits barrages, parcs éoliens, centrales solaires) ;
- dans le Grand Nouméa, la politique urbaine nécessite une politique de réserves foncières accompagnée des outils correspondants de l'action publique ;
- la question de la production de biomasse pour l'énergie demeure la plus problématique : la politique de l'énergie rejoint celle de la production agricole et forestière et de l'autonomie du Territoire.

Quels moyens d'action pour mettre en œuvre une politique de l'énergie et du climat ?

La nécessité d'orientations générales traduites juridiquement

De l'analyse du secteur et des besoins en énergie, ressort la nécessité d'adopter des orientations générales car il n'existe pas actuellement d'objectifs

énergétiques, cohérents et globaux fixés au plus haut niveau de la Nouvelle-Calédonie[33]. Envisager une loi d'orientation sur l'énergie fixant les grands principes et les objectifs de la politique énergétique de la Nouvelle-Calédonie, quel qu'en soit le contenu, devrait donc être une première étape primordiale afin de donner une impulsion politique, soutenue juridiquement dans un cadre cohérent et réfléchi. Rappelons que la loi de programme de 2005 qui fixe les orientations de la politique énergétique française n'est pas applicable à la Nouvelle-Calédonie.

L'Autorité compétente en matière de politique énergétique est la Nouvelle-Calédonie. Dès lors, deux supports juridiques peuvent être envisagés : la loi du pays ou la délibération du Congrès (cette dernière ayant un caractère réglementaire). C'est la première qui parait le mieux à même de définir de telles orientations de politique énergétique, car elle serait adoptée par le Congrès réunissant l'ensemble des acteurs concernés après avis du Conseil d'État. Toutefois, la loi organique de 1999 a défini de façon stricte la liste des matières dans lesquelles une loi de pays peut intervenir, et l'énergie n'en fait pas partie.

Reste alors deux possibilités :

- s'il est possible de recourir à une modification de la loi organique n° 99-209 relative à la Nouvelle-Calédonie (ce que l'expertise ne peut apprécier, mais il est aisé d'imaginer qu'une telle modification est soumise à des délais longs et à une procédure lourde), de solliciter l'insertion de l'énergie à l'article 99 de cette loi fixant la liste des domaines des lois de pays et, dans ce cadre renouvelé, voter une loi de pays ;
- recourir à une délibération du Congrès – ce qui n'aura pas la même force juridique. Le schéma d'orientation minier a été pris de cette manière et apparaît toutefois suffisant pour obtenir l'adhésion de tous les acteurs.

Cet acte juridique fondateur devrait, bien évidemment, être soumis à concertation de tous les acteurs locaux concernés et du public, par exemple sur le modèle des conférences d'acteurs associées à la préparation du Schéma de développement de la Nouvelle-Calédonie. Ce serait en effet l'occasion de convoquer un cadre de débat avec la population permettant une information

[33] Le projet relatif à la programmation pluriannuelle des investissements, constituant la réforme du secteur électricité, a échoué fin 2008 ; dans le cadre d'une délibération du Congrès définissant la politique énergétique de la Nouvelle-Calédonie, son contenu pourrait y être intégré.

et une prise de conscience de tous les partenaires. La politique énergétique définie pourrait être utilement complétée et renforcée par l'élaboration d'un code de l'énergie de la Nouvelle-Calédonie, sur le modèle de ce qui a été réalisé avec le code minier.

Compte tenu de ce qui est développé dans les parties précédentes, les orientations de politique énergétique pourraient s'articuler autour de trois objectifs généraux, qu'il serait d'ailleurs bon de chiffrer :

- rendre l'habitat et les transports plus économes et veiller à l'efficacité énergétique des industries ;
- produire localement autant d'énergie qu'en consomment les particuliers et les services ;
- préparer l'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie, en particulier en l'introduisant progressivement dans le processus de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, par des accords de recherche et développement.

Notons que le projet de loi de programmation de la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement[34] prévoit dans son article 56 des orientations énergétiques pour la Nouvelle-Calédonie. Il s'agit d'une disposition applicable à l'État auquel incombe l'objectif de coordination, mais non impérative pour la Nouvelle-Calédonie. Cet article 56 affiche les orientations suivantes :

- « parvenir à l'autonomie énergétique, en atteignant, dès 2020, un objectif de 50 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale au minimum ;
- développer les technologies de stockage de l'énergie et de gestion du réseau pour augmenter la part de la production d'énergie renouvelable intermittente afin de conforter l'autonomie énergétique des collectivités territoriales d'outre-mer ;
- engager, dans le même temps, un programme de maîtrise des consommations qui se traduira par l'adoption, dès 2012, d'un plan énergie climat dans chaque collectivité ;
- adopter une réglementation thermique adaptée qui encourage la production d'eau chaude sanitaire solaire dans les bâtiments neufs et d'électricité

[34] Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (1). L'article concernant la Nouvelle-Calédonie est le 56, JORF n° 0179 du 5 août 2009 page 13031 texte n° 2.

photovoltaïque dans ceux qui doivent être climatisés, qui favorise la réduction de la climatisation au profit de l'isolation et de la ventilation naturelle et la production d'électricité photovoltaïque dans ceux qui doivent être climatisés, et mobiliser les pôles de compétitivité concernés sur les enjeux énergétiques de l'outre-mer ;

■ dans les zones enclavées notamment, assurer un égal accès de tous les citoyens à l'électricité et, en particulier pour la Guyane, prendre les mesures d'adaptation nécessaires ; pour la Guyane, étendre les réseaux de transports et de distribution d'électricité et faciliter et accélérer les autorisations de raccordement des unités décentralisées de production électrique. »

La Nouvelle-Calédonie peut donc s'appuyer sur ces orientations et/ou en définir de nouvelles, cet article n'étant pas impératif pour ce qui la concerne. Il se conclut d'ailleurs par : « L'État veillera à la cohérence de son action avec la Nouvelle-Calédonie et les collectivités qui la composent et les collectivités d'outre-mer régies par l'article 74 de la Constitution, selon les orientations figurant au présent article ».

Les actions d'éducation et de sensibilisation pour un changement des pratiques

La très grande majorité de la population, y compris les décideurs et les élus, a une grande méconnaissance du sujet de l'énergie. C'est à la lumière de ce constat, largement partagé dans le monde, que nous proposons quelques orientations en vue d'améliorer l'éducation à l'énergie.

Sans vouloir stigmatiser les comportements de consommation, il faut néanmoins insister sur le fait qu'en Nouvelle-Calédonie, comme dans nombre de pays, les dynamiques de consommation et les émissions de gaz à effet de serre ne vont pas dans le sens de leur réduction d'un facteur 4, considéré aujourd'hui comme l'objectif à atteindre (hors pays émergents). Cet objectif nécessaire, mais très difficile à atteindre, nécessite de profonds changements de perception et de comportements, qu'il faut tenter d'initier dès le plus jeune âge, d'où l'importance des actions en direction des jeunes.

Nous suggérons de mettre en place, à différents niveaux et pour différents publics, des actions de formation/information qui peuvent être aisément entreprises. Une première étape pourrait être la formation de formateurs et/ou de conférenciers, les enseignants constituant sans doute le public le

plus indiqué pour cela. La mise en place de ces formations est certainement l'étape la plus délicate car il faut trouver les bons mécanismes d'incitation et identifier les formateurs initiaux. Un appel à candidature pourrait être lancé à l'initiative du vice rectorat de Nouvelle-Calédonie.

Les programmes scolaires pourraient dès lors intégrer, de façon modeste, une formation à l'énergie. Les aspects énergétiques qui y seraient traités mériteraient d'ailleurs de faire partie plus largement d'une sensibilisation au développement durable, problématique qui dépasse le cadre de l'énergie mais dont c'est une composante majeure. L'initiative française des « thèmes de convergence[35] », instituée par le ministère de l'Éducation nationale au niveau du collège, offre un exemple à suivre. Il s'agit de disséminer, au sein des enseignements disciplinaires, quelques thèmes importants pour le développement de la citoyenneté, dont l'énergie.

Concernant les publics adultes, des conférences grand public et des expositions animées par des personnes compétentes constituent sans doute la meilleure approche.

Quelques pistes

Nous proposons (cf. annexe dans le CD-ROM) un ensemble de connaissances en matière d'énergie, dans le contexte du développement durable, qu'il nous semble important d'aborder et d'adapter.

Les liens entre énergie et développement durable sont très forts et d'une intense actualité, c'est pourquoi nous pensons que le préalable à une formation citoyenne est ce que nous appellerons sans effet la « conscience planétaire et temporelle ». L'objectif est simplement de permettre de comprendre dans toute sa relativité la place de l'homme sur la terre et dans l'univers, et ses interactions avec sa planète.

Les aspects temporels sont également importants pour comprendre comment l'atmosphère et notre biosphère ont évolué et se sont formées par une interaction forte entre l'énergie et les matières premières, dans laquelle la vie a joué un rôle majeur. La vie, notamment végétale, a façonné l'atmosphère pour sa propre expansion. Elle a subi diverses catastrophes naturelles – l'évolution est loin d'être un long fleuve tranquille.

[35] Sur cette initiative, cf. le site http://eduscol.education.fr/D0217/actes_themes_de_convergence.htm ; cf. aussi pour d'autres applications pédagogiques dans tous les secteurs disciplinaires le site http://www.snv.jussieu.fr/vie/programmes/themesconvergencecollege.htm

Sur tous ces plans, la perception temporelle de l'évolution de la vie en général aide beaucoup à comprendre les notions d'évolution de la population humaine et de changement climatique, et offre l'avantage de permettre de relativiser la place de l'homme sur terre. Devraient être davantage connus, et donc explicités dans toute formation, les notions physiques minimales (comprendre et distinguer l'énergie et la puissance), l'économie de l'énergie et les économies d'énergie, les ressources pour l'énergie, les impacts environnementaux et les écobilans des différentes solutions.

Les vulnérabilités d'une civilisation exploitant trop d'énergie sont mal perçues : il faut donc également les mettre en évidence, les plus fragiles dans un monde désormais globalisé étant celles du gaz, de l'électricité et du transport de marchandises.

Il est en tout cas indispensable que les citoyens de la planète prennent conscience de leur impact environnemental et de la solidarité qui doit les lier devant la fragilité de leur écosystème.

La formation aux métiers, le soutien à la création d'entreprises, le potentiel de R&D auquel il est nécessaire d'avoir accès

Une étude récente du Boston Consulting Group note que 60 % environ des emplois induits par les mesures annoncées pour l'ensemble de la France dans le cadre du Grenelle de l'environnement sont dans le bâtiment, les autres étant dans les infrastructures de transports et, dans une moindre mesure, dans les énergies renouvelables. En l'absence d'une évaluation économique de mesures potentielles, on peut penser que cette proportion en faveur du bâtiment serait probablement encore plus élevée en Nouvelle-Calédonie. Ce constat nous a conduits à mettre ici l'accent sur le bâtiment.

La formation des acteurs dans le bâtiment

L'efficacité énergétique n'est pas qu'une question de techniques et de technologies ; sa mise en œuvre nécessite des professionnels sensibilisés et bien formés. Or, le périmètre de la maîtrise de l'énergie touche des domaines très variés : production énergétique, énergies renouvelables, éclairage public, isolation, menuiseries, protection solaire, froid, climatisation, ventilation, appareils électriques, maintenance, etc. Dans ces domaines, l'acquisition de nouvelles compétences ou fonctions s'impose à toutes les échelles d'intervention.

Quelles compétences environnementales intégrer en phase de programmation ?

■ *À l'échelle urbaine*, le souci de l'efficacité énergétique dans les bâtiments doit être introduit le plus en amont possible. Les principaux enjeux sont d'ordre structurel : problématique transport/habitat, orientation des voiries/affectation des parcelles vis-à-vis des éléments climatiques. Les urbanistes doivent se faire épauler par des conseils formés à l'Analyse environnementale urbaine (AEU) et capables de simuler les impacts climatiques pour mieux définir les morphologies urbaines optimales et la meilleure affectation des parcelles (tertiaire/résidentiel). Cette approche environnementale peut être complétée par un bilan carbone dans l'aménagement des écoquartiers (comme cela a pu être fait, par exemple, pour la ZAC de Dumbéa) qui permet de suivre à intervalles réguliers l'évolution du projet. En matière d'éclairage public, les principes de la MDE doivent être intégrés dans les plans lumières et dans les cahiers des charges par des spécialistes en éclairage formés au développement durable.

■ *Dans les bâtiments neufs*, la phase de programmation est déterminante pour fixer les objectifs énergétiques et environnementaux. Des études de faisabilité établies par des spécialistes en énergies renouvelables peuvent aider le maître d'ouvrage à prendre les meilleures décisions environnementales dans un cadre économique maîtrisé. L'obtention d'un label de haute efficacité énergétique ou environnementale fait intervenir des auditeurs de certification qui vont contrôler les engagements effectifs de la maîtrise d'ouvrage.

■ *Dans les bâtiments existants,* introduire de l'efficacité énergétique nécessite au préalable un audit énergétique pour optimiser les interventions et échafauder les meilleurs scénarios énergétiques et environnementaux de réhabilitation. En Nouvelle-Calédonie, actuellement seul un bureau d'étude est formé à ce type de prestation, et quatre ont signé la charte du CTME. Étant donné que le plus fort gisement énergétique se situe dans l'existant, ce métier est appelé à se développer considérablement.

Quelles compétences environnementales intégrer en phase de conception et de réalisation ?

■ *La maîtrise d'œuvre* d'un projet de bâtiment réunit une équipe pluri-disciplinaire : architectes, bureaux d'études, économistes, paysagistes… Sous l'impulsion des démarches bioclimatiques et HQE, les maîtres d'ouvrage et les maîtres d'œuvre ont compris l'intérêt de la participation très en amont de l'ensemble des compétences pour une réelle optimisation économique et

environnementale des projets. Pour mieux assister les architectes, des spécialistes HQE permettent de formaliser le management environnemental en phase de conception et de réalisation. Au-delà de ces aspects organisationnels, ces bureaux d'études HQE accompagnent l'équipe de conception pour optimiser l'enveloppe sur les volets lumière naturelle, acoustique, confort hygrométrique et consommation énergétique, consommation d'eau, etc.

■ *Les grands groupes* du BTP, conscients de l'importance des enjeux énergétiques et environnementaux, s'organisent actuellement pour qualifier leurs entreprises et sous-traitants sur les techniques liées à l'écoconstruction et l'écogestion. Ils ciblent prioritairement des opérations de constructions neuves.

■ Au niveau des entreprises de second œuvre constituées la plupart du temps de PME et artisans, l'intégration des dimensions environnementales et énergétiques via des formations spécialisées est très peu répandue. Pourtant, dans le secteur de la réhabilitation, ces PME et artisans vont devoir jouer un rôle fondamental, mais ils ne sont pas encore préparés ni formés aux techniques d'écorénovation**,** ni capables de fournir une offre globale et qualitative de services intégrant plusieurs corps de métiers. Le cloisonnement des métiers étant particulièrement préjudiciable en matière efficacité énergétique.

Comment renforcer les compétences énergétiques et environnementales en Nouvelle-Calédonie ?

Les thématiques porteuses de l'environnement et l'opportunité de la HQE pour réactualiser les pratiques sont un moyen de fédérer les différents corps de métiers autour de nouvelles perspectives de développement et de rebattre les cartes en matière de compétences.

Ainsi, la formation au bilan carbone lancée en 2007 à l'initiative de l'ADEME a permis à plusieurs bureaux d'élargir leur offre de prestations et de susciter une véritable demande, tant auprès des entreprises que pour des projets urbains. Les sensibilisations et formations HQE programmées en septembre 2009 à destination des maîtres d'ouvrages et des maîtres d'œuvre constituent une bonne base pour renforcer les connaissances et redynamiser l'intérêt de la profession pour la HQE. Cette action devra être prolongée de sessions d'approfondissement en fonction des demandes des maîtres d'ouvrages et des maîtres d'œuvre (architectes et BET), mais surtout être étendue aux entreprises.

La formation des entreprises est un challenge d'une autre ampleur, tant les types de métiers sont nombreux. La maîtrise des nouvelles technologies, les connaissances des solutions techniques adaptées, la connaissance transversale des questions énergétiques seront, dans un futur proche, les compétences les plus recherchées. Chaque corps de métier devra avoir une connaissance des autres postes de rénovation (objectif de décloisonnement) et aura une mission de conseil auprès de ses clients pour s'adapter à la nouvelle demande. Pour atteindre ces objectifs ambitieux, les organismes-support à mobiliser sont les associations de professionnels, les syndicats professionnels, les chambres de commerce et de métiers.

Créer des synergies entre certains corps de métiers est probablement le plus difficile à réaliser. Pour la filière des installateurs de climatisation individuelle, on pourra s'appuyer sur les expériences de Qualiclim en Guyane et d'Opticlim à la Réunion qui ont permis une montée en compétence des installateurs.

On pourra utilement consulter dans le CD-ROM un tableau de l'état des lieux et des actions de formation, de consolidation ou d'accompagnement qu'il serait souhaitable de mener à court et moyen termes.

Le potentiel de R&D auquel il faut avoir accès

Pour atteindre leurs objectifs sur l'énergie et le climat, il est essentiel que les acteurs néo-calédoniens aient accès à ces connaissances nouvelles. De notre point de vue, plusieurs voies sont à utiliser en même temps.

Il serait bien utile de mettre en place un dispositif de veille sur les technologies identifiées dans le cadre de cette expertise, sur le retour d'expérience international, sur les aspects économiques sociaux et organisationnels. Ce dispositif aurait pour fonction de mettre à jour les connaissances rassemblées ici tout en mobilisant progressivement les experts de Nouvelle-Calédonie. Nous y incluons également l'analyse critique de toutes les connaissances sur les expériences de production de biomasses non alimentaires déjà réalisées en Nouvelle-Calédonie.

Elle pourrait aussi chercher à participer aux programmes de recherche lancés par des agences en France, en Europe, ou en Australie et en Nouvelle-Zélande sur des thèmes qui peuvent l'intéresser, mais non spécifiques à son territoire. Cela concerne, par exemple, des projets ANR comme Habisol

(PV et habitat solaire), Stock-E (stockage d'énergie), EESI (Efficacité énergétique des systèmes industriels). C'est déjà le cas pour un programme engagé sur la recherche des causes des feux de forêt.

Cela conduira à établir des liens avec les organisations australiennes visitées à l'occasion de cette expertise collégiale : CSIRO[36] Newcastle (efficacité énergétique, captage du carbone), CO_2CRC[37] (Carbon capture and storage), solaire à ANU[38].

Les recherches en sciences humaines et sociales portant sur l'énergie ne sont pas très riches en France, en dehors de quelques spécialistes économiques bien connus et de quelques laboratoires (Grenoble, Montpellier), mais il s'agit d'un domaine en développement. Il existe néanmoins des pistes de recherche qui pourraient profiter à la Nouvelle-Calédonie, notamment :

- sur les usages de l'énergie qui sont à l'évidence très mal documentés, à commencer par la connaissance élémentaire des consommations des ménages en fonction de différents paramètres (urbain/rural, riche/pauvre, etc.). C'est un aspect essentiel si on veut travailler sur les tarifs ;
- sur les conflits et discours s'agissant de l'énergie : de quelles façons sont-ils construits, comment les questions autour de l'énergie deviennent-elles des points de conflits entre différents groupes sociaux ?
- sur la situation régionale et les positions nationales touchant les thèmes de l'énergie et du climat.

Il serait judicieux également de proposer la Nouvelle-Calédonie comme terrain de recherche aux agences et organismes sur des thèmes spécifiques. Ainsi sur le stockage géologique, nous proposons que des travaux soient conduits sur le potentiel des péridotites, en élargissant les programmes réalisés (en France le programme ANR GeoCarbone s'est terminé en 2008, mais de nombreux programmes existent à l'échelle internationale, en particulier en Australie avec le CO2CRC).

[36] CSIRO est le Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation en Australie. Il a plusieurs centres, dont celui de Newcastle qui est dédié à l'énergie.

[37] CO2CRC est le Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO2CRC) qui réalise des recherches en coopération sur le captage et le stockage géologique du CO^2 (Carbon capture and storage, ou CCS).

[38] ANU : Australian National University, installée à Canberra, Australie.

Enfin trois thématiques nous semblent pouvoir faire l'objet d'un investissement de R&D propre à la Nouvelle-Calédonie, qui pourraient lui conférer une renommée internationale :

■ La réalisation d'un habitat à faible impact environnemental dans le contexte tropical : climatisation, écomatériaux, énergie (en particulier en relation avec le programme ANR Habisol).

■ Les techniques et modes d'organisation des réseaux électriques avec forte proportion d'ENR, à production intermittente, dans des ensembles isolés ou insulaires de 1 000 à 500 000 habitants – les technologies et les modes d'organisation sont en effet en quasi-totalité conçus pour une distribution en grands ensembles de centaines de millions d'habitants.

■ La production de biomasse alimentaire et non alimentaire (y compris forêt) en situation tropicale de pays développé : agronomie, foresterie, économie des entreprises, politique agricole et forestière. Pour cela, il est nécessaire de disposer de parcelles expérimentales représentatives permettant de déterminer les capacités réelles de production et de récolte des biomasses dans les conditions néo-calédoniennes. Ce type de recherche ne peut être réalisé qu'en Nouvelle-Calédonie. C'est pourquoi nous suggérons d'affecter des moyens humains à cette thématique, par exemple à l'IAC.

À l'image de ce qui a été fait pour le Groupement d'intérêt public du Centre national de recherche technique « Nickel et son Environnement » (CNRT), des moyens d'appel d'offre de R&D pourraient être prévus sur ces trois thèmes. En outre, ce centre technique dont l'objectif est d'améliorer la valorisation des ressources minières de la Nouvelle-Calédonie dans une perspective de développement durable, pourrait aussi avoir un volet « efficacité énergétique pour l'industrie du nickel ». Le Programme ANR EESI peut être un appui.

Sur un des thèmes présentés ci-dessus on pourrait aussi envisager la création d'un pôle de compétitivité, rassemblant des forces de recherche, des entreprises et, éventuellement, des organismes de formation. Il reste toutefois à examiner si les forces en présence sont actuellement suffisantes pour s'engager dans cette voie.

Les instruments réglementaires, tarifaires et fiscaux

Les instruments économiques ou réglementaires sur lesquels s'appuyer pour mettre en œuvre une politique énergétique et climatique en Nouvelle-Calédonie

La première recommandation en matière d'instrument de politique énergétique pour maîtriser la demande d'énergie consiste à rétablir un signal tarifaire qui oriente les choix des agents (gestionnaires, industriels, consommateurs, etc.) en fonction des coûts réels des différentes sources d'énergie. Concrètement, cela signifie une remise à plat des structures tarifaires existantes, pour supprimer les éventuelles distorsions tarifaires ou subventions non justifiées par l'existence d'externalités environnementales.

La suppression des écarts de fiscalité entre le diesel et l'essence relève de cette logique, si l'écart de prix n'est pas justifié par un écart de coûts ou d'impact sur l'environnement. De même, pour l'électricité, les subventions dont bénéficient certaines catégories d'usagers devraient être progressivement réduites, car elles dissuadent des investissements sur des technologies alternatives qui seraient collectivement préférables ; par exemple, les subventions à l'électricité dans l'hôtellerie sont des contre incitations aux économies d'énergie dans ce secteur.

En complément, dans le cadre d'une politique énergétique tenant compte de la contrainte climatique, il est nécessaire d'intégrer dans le signal tarifaire une composante « valeur du carbone » qui répercute l'impact sur le changement climatique dans les prix des différentes énergies.

Le rétablissement d'un signal tarifaire reflétant les coûts n'exclut pas la mise en place d'incitations économiques pour soutenir des filières ou technologies émergentes, par exemple lorsque celles-ci réduisent la consommation d'énergies fossiles et les dépenses énergétiques et limitent les émissions de GES. On pense en particulier à des subventions directes ou à des dispositifs de crédits d'impôts pour des investissements relativement importants, comme la rénovation thermique dans l'existant ou en faveur de technologies dont la diffusion reste inférieure à l'optimum social (capteurs solaires, par exemple).

Pour des équipements nécessitant des investissements plus limités – éclairage basse consommation ou électroménager performant – les dispositifs d'étiquetage énergétique ont fait la preuve de leur efficacité. Ils peuvent être

assortis de primes ponctuelles à l'achat en faveur des équipements les plus efficaces et complétés, ultérieurement, par des niveaux minimum de performance qui suppriment progressivement du marché les équipements les plus consommateurs (exemple des réfrigérateurs en Europe).

La question de l'utilisation de Certificats d'économie d'énergie (CEE) échangeables a été posée. Avant de disposer d'un système de CEE on peut envisager, par exemple, d'imposer des objectifs d'économie d'énergie aux opérateurs énergétiques sans pour autant instaurer de certificats, dispositif relativement lourd pour sa mise en place et sa gestion.

Les idées suivantes sont certainement à approfondir :

- fixation d'objectifs chiffrés (quantités, et rythme de réduction) aux opérateurs énergétiques, les associant ainsi aux actions d'économie d'énergie ;
- rassembler dans un catalogue les différentes mesures d'économies d'énergie avec leurs impacts.

Mais la mise en place d'un dispositif de CEE ne paraît pas indispensable pour cela. Le retour d'expérience sur ces dispositifs est par ailleurs encore trop limité pour conseiller d'engager aujourd'hui la Nouvelle-Calédonie dans cette voie.

Enfin, la réglementation reste indispensable pour améliorer à moyen terme la performance énergétique dans les secteurs résidentiel et tertiaire, car on sait que le signal tarifaire seul ne permet pas d'atteindre le niveau de performance énergétique souhaitable. Dans un premier temps, la réglementation s'applique exclusivement à la construction neuve, mais on peut imaginer de l'étendre également aux opérations de réhabilitation et de rendre obligatoire la mise aux normes de performance thermique lors de la vente de biens immobiliers.

Dans le domaine des transports, outre la remise à plat de la fiscalité sur les carburants et l'introduction d'une taxe carbone, les outils envisagés dans une première phase sont de l'ordre de l'information et des incitations économiques : adoption de l'étiquetage énergétique pour les véhicules éventuellement associés à un dispositif de bonus/malus. Sur le moyen terme, des programmes complémentaires destinés à soutenir ou faire émerger une offre de moyens de déplacement alternatifs peuvent être nécessaires, qui s'appuient sur des investissements publics (transport public en site propre,

pistes cyclables, etc.), des démarches volontaires (plans de déplacements d'entreprises) et/ou des réglementations (plans de déplacements urbains).

En ce qui concerne les nouvelles sources d'énergie, l'adoption d'un dispositif de prix garantis, assorti d'une obligation d'achat par le distributeur nous semble être l'option à privilégier pour les technologies matures comme l'éolien, l'hydraulique et le photovoltaïque. L'expérience accumulée en Europe a montré que ce dispositif pouvait être particulièrement efficace pour soutenir le développement des sources d'énergie renouvelable. Cela n'exclut pas des aides complémentaires à l'investissement (type défiscalisation), mais l'économie des projets doit venir principalement des prix d'achats du kWh, l'aide à l'investissement ne constituant qu'un complément.

L'intérêt de ce dispositif est qu'il permet de moduler les tarifs pour soutenir en priorité certaines filières. Ainsi, il est possible de mettre en place un tarif d'achat qui favoriserait, par exemple, le photovoltaïque intégré au bâtiment plutôt que les centrales de puissance. Dans tous les cas, il est indispensable de définir le tarif en fonction des coûts réels de production, de limiter la durée des contrats d'achat (15 ans, par exemple) et d'introduire un dispositif de décroissance des tarifs d'achat.

Les tarifs d'achats créent les conditions économiques favorables au développement des investissements de production renouvelable. Ils ne suppriment pas pour autant toutes les barrières à ce développement, en particulier les problèmes de raccordement au réseau qui doivent faire l'objet d'actions spécifiques (réglementation).

Pour des technologies comme l'énergie des océans, la géothermie ou le solaire thermodynamique, des programmes plus classiques de R&D sont une étape indispensable. Les acteurs de l'énergie peuvent participer à des travaux qui seraient conduits en Nouvelle-Calédonie, en Australie ou ailleurs, ou au moins assurer une veille. Après ce premier temps, les programmes de démonstration sont ensuite à privilégier. Pour l'éolien *off shore* et la production d'électricité à partir de la biomasse (si cette dernière option était considérée), les prix garantis ne devraient être stabilisés qu'après une première phase de démonstration pour valider les choix technologiques.

Pour la *production d'eau chaude sanitaire solaire,* l'expérience internationale suggère également les pistes à suivre pour soutenir le développement de la filière. Dans les pays où cette technologie est devenue standard, la diffusion

initiale s'est appuyée sur des subventions, sous formes d'aides directes ou de crédits d'impôts associés à des dispositifs complémentaires tels que des prêts bonifiés ou, éventuellement, des systèmes de tiers investisseurs. Lorsque les conditions économiques le permettent, un dispositif réglementaire peut prendre le relais des incitations financières et imposer le recours à cette technologie dans toutes les constructions neuves ou réhabilitations, si les caractéristiques techniques l'autorisent.

La mise au point d'objectifs pour chacun de ces thèmes doit être accompagnée d'un dispositif de monitoring pour suivre l'efficacité des actions engagées et vérifier la conformité des trajectoires avec les objectifs.

Quelle gouvernance de ces domaines ? Quels rôles pour les différents acteurs ? L'approche juridique

La gouvernance organise la coopération entre le corps politique, l'administration, la société civile et le monde économique. Par ailleurs, chez la plupart de ceux qui, au sein du secteur public comme au sein du secteur privé, emploient le terme de gouvernance, celui-ci désigne avant tout un mouvement de « décentrement » de la prise de décision, avec une multiplication des lieux et des acteurs impliqués dans cette décision. Il renvoie à la mise en place de nouveaux modes de régulation, plus souples et fondés sur le partenariat entre différents acteurs.

De ces définitions se dégagent deux orientations, l'une relative à la capacité des institutions à réglementer et à gérer, l'autre relative à l'évolution des institutions elles-mêmes dans un objectif d'amélioration de la prise de décision. La problématique de l'énergie et du climat dans le développement de la Nouvelle-Calédonie nécessite une réponse suivant ces deux orientations. La réflexion développée ici se situe dans le contexte statutaire actuel de la Nouvelle-Calédonie, à savoir un statut de souveraineté partagée avec transfert de compétences selon un processus défini par l'accord de Nouméa de 1998[39].

Les principaux acteurs du secteur de l'énergie en Nouvelle-Calédonie

Les principaux acteurs ont été décrits dans la partie introductive du rapport. Nous considérerons ici uniquement ceux qui ont à être directement introduits dans une analyse de caractère juridique : ce sont le gouvernement du Territoire,

[39] Pour une analyse plus approfondie sur le contexte juridique, économique et politique, cf. la *Revue juridique, politique et économique de Nouvelle-Calédonie*, depuis son 1er n° jusqu'au 13e, dirigée par le professeur Jean-Yves Faberon.

l'État, les Provinces, les communes, les sociétés distributrices d'électricité, EEC (filiale GDF-Suez) et la SAEM (Société anonyme d'économie mixte), et le producteur d'électricité Enercal.

■ La Dimenc, créée en 2004[40], a dans ce domaine un rôle clé. Elle assure, pour le compte de l'État, de la Nouvelle-Calédonie et des trois provinces, le contrôle et la promotion de l'industrie en Nouvelle-Calédonie dans une perspective de développement durable (par délégation ou par convention). De plus, son directeur est conseiller industriel du Haut-commissaire de la République.

■ Le CTME n'est pas un service administratif permanent, mais se réunit trois à quatre fois par an. Il est composé de représentants du gouvernement, des assemblées des provinces, du Congrès, des maires, de l'ADEME, de la direction de l'agriculture et de la forêt et de la paierie du Territoire. Son secrétariat est assuré par le directeur de la Dimenc. Il gère le Fonds de concours pour la maîtrise de l'énergie en Nouvelle-Calédonie (FCME), et subventionne l'acquisition de matériels, comme des installations photovoltaïques et des aérogénérateurs en sites isolés exclusivement, et finance des études de diagnostics énergétiques ou de faisabilité ainsi que des travaux de maîtrise de l'énergie. Parallèlement, il mène des actions de sensibilisation et d'information. Grâce à son concours, un grand nombre d'installations et d'actions en faveur de la maîtrise de l'énergie ont été réalisées.

■ Les Programmes territoriaux de maîtrise de l'énergie (PTME) élaborés par le CTME sont cofinancés par l'ADEME et par la Nouvelle-Calédonie (à hauteur de 50 % chacune) par l'intermédiaire du Fonds territorial de maîtrise de l'énergie (FTME) dont la mise en œuvre est définie par une convention annuelle. Les ressources de la Nouvelle-Calédonie émanent d'une taxe parafiscale sur l'essence de 0,6 F.CFP/l perçu par les douanes.

La répartition des compétences actuelles des autorités publiques dans le domaine de l'énergie et de l'environnement industriel

Si la loi organique (LO) attribue la compétence en matière de réglementation électrique à la Nouvelle-Calédonie, ainsi que celles relatives aux hydrocarbures, les économies d'énergie ne sont pas citées dans le texte ni les

[40] En 1973, est créé le « Bureau des mines ». Après de nombreuses appellations, il est renommé « Service des mines et de l'énergie » en 1981 et devient Dimenc en 2004.

énergies renouvelables. Dans ces nouveaux domaines, peu ou pas réglementés jusqu'ici et non affectés à une autorité, la question de la répartition des compétences doit être soulevée, car ils sont fortement interdépendants avec la protection de l'environnement, elle-même soumise à des compétences très enchevêtrées. Le recours au principe de l'activité dominante doit pouvoir permettre d'octroyer la compétence à l'une ou l'autre des collectivités.

L'examen de répartition des compétences (cf. CD-ROM) conduit aux quelques remarques suivantes.

■ Les compétences de l'État se limitent au contrôle des stocks stratégiques pétroliers, à celui des grands barrages au titre de la réglementation en matière de sécurité civile (article 21, III, 5 de la loi organique) et, pour les mines, aux substances utiles à l'énergie atomique.

■ Les compétences sur le contrôle des grands barrages pourraient être transférées de l'État à la Nouvelle-Calédonie afin d'assurer une cohérence quant à la gestion de ces activités au titre de l'eau ou de l'électricité. Le transfert des compétences en matière de sécurité civile n'est toutefois envisagé qu'après modification de la LO, ainsi qu'il en a été décidé lors du Comité des signataires, le 8 décembre 2008. Le rapport Viret[41] explicite les différentes problématiques liées à ce domaine. Aucune autre compétence directe en matière énergétique n'est actuellement conservée par l'État.

■ *Les communes* ont quant à elles les compétences de droit commun des collectivités locales de même niveau en métropole dont, notamment, la concession de distribution électrique et une compétence de droit commun en matière de pollutions.

■ *Les Provinces* ont de nombreuses responsabilités de réglementation et de contrôle dans le domaine de l'environnement et des espaces naturels.

■ *La Nouvelle-Calédonie* n'a aucune compétence générale en matière de changement climatique, comme on l'a vu dans la précédente partie. En revanche, elle a des obligations environnementales de droit commun en matière de gaz à effet de serre puisque les dispositions du code de l'environnement relatives à la lutte contre l'intensification de l'effet de serre s'appliquent explicitement à elle.

[41] *Le transfert de compétences à la Nouvelle-Calédonie en matière de sécurité civile,* Jean Viret, août 2008, 73 p.

Ainsi, la Nouvelle-Calédonie et la Dimenc, en son sein, fixent les normes techniques de transport et de distribution et les communes fixent le cahier des charges des concessions. Cette situation, qui était compliquée à gérer sur le terrain, a fait l'objet d'une clarification à travers une récente modification de la loi organique.

De l'analyse de cet état des lieux, nous souhaitons retenir six aspects essentiels

1. Compte tenu de ce qui précède, l'enchevêtrement des compétences ne paraît pas être aujourd'hui une difficulté majeure **dans le domaine de l'énergie** en Nouvelle-Calédonie. C'est ce que prouve le faible contentieux dans le domaine (une donnée confirmée lors de notre audition avec le conseiller d'État Jean-François Merle, le 22 avril 2009). La seule question qui méritait d'être tranchée concerne la construction des lignes électriques de distribution, ce qui a été fait avec une récente modification de la loi organique.

2. Le découpage est plus imbriqué **dans le domaine environnemental** qui a des conséquences non négligeables sur le droit de l'énergie. Les compétences concernant l'intégration des enjeux environnementaux et énergétiques dans les politiques de la Nouvelle-Calédonie sont en effet partagées entre la Nouvelle-Calédonie et les Provinces. Le flou existant sur les responsabilités respectives des communes et des Provinces en matière de documents d'urbanisme ainsi que le peu de principes directeurs peuvent avoir une influence indirecte sur les orientations énergétiques. *Il apparaît donc aussi nécessaire, tant pour le secteur de l'énergie que pour celui de l'environnement, de clarifier les compétences en matière environnementale*. Bien que l'expertise n'ait pas cette vocation, elle ne peut faire l'économie d'une alerte sur cet aspect. Nous avons souligné plus haut le poids et les délais qu'entraînerait une modification de la loi organique. Néanmoins, sans que cela doive paralyser les initiatives, il nous semble qu'il serait pertinent d'engager une réflexion relative à une telle modification pour régler la question des compétences dans le domaine de l'environnement.

3. Si les niveaux de responsabilités paraissent non adaptés, **la mutualisation de compétences** au sein d'une seule administration, la Dimenc, est une solution pratique. La réglementation des activités polluantes, de l'eau, des études d'impact et des enquêtes publiques, qui portent sur des domaines de grande technicité nécessitant une centralisation des compétences, sont de la

responsabilité des Provinces, alors qu'elles nécessitent un niveau plus global d'implication afin d'impulser de la cohérence. Toutefois, cette administration qui agit à la fois pour le compte du gouvernement, de l'État et des Provinces, n'a pas une responsabilité pleine et directe ; elle est face à des orientations qui ne sont pas clairement définies par une politique ou un texte fondateurs et qui peuvent s'avérer divergentes ou, à tout le moins, non cohérentes entre elles.

4. Les première et deuxième parties du rapport montrent la difficulté à construire des réglementations et des tarifications s'imposant aux opérateurs publics et privés. Faut-il rééquilibrer le jeu des acteurs pour traiter cette question de manière plus équitable ? Le poids dominant des opérateurs par rapport à celui des régulateurs est souvent considéré comme un frein à la mise en œuvre d'une réglementation adaptée. C'est ce qui a conduit la France (dans le cadre des règlements européens) à mettre en place une Commission de régulation de l'énergie (la CRE), et à dissocier la gestion du réseau de transport électrique dans une filiale d'EDF (la RTE).

5. Lorsqu'un corpus de réglementations est mis en place, il y a nécessité d'un réel contrôle sur leur mise en œuvre afin de garantir leur efficacité ; les moyens humains de contrôle doivent donc être suffisants.

6. En ce qui concerne le climat, la dimension « environnement industriel » ne recouvre pas tous les thèmes. La gestion des territoires pour la production de biomasse est en relation étroite avec la politique agricole et forestière : il faut en introduire les acteurs correspondants dans le processus de production des politiques.

Propositions d'orientations en matière de gouvernance

Afin de donner une véritable impulsion au secteur de l'énergie et de la réduction des émissions de GES dans le développement de la Nouvelle-Calédonie, la mise en place de nouvelles formes de régulation peut être envisagée. Une redéfinition, si elle est envisagée, de la répartition des compétences entre les quatre niveaux de responsabilités devrait se fonder sur un certain nombre de principes, dont :

- la taille des projets et les relations avec les usagers (qu'ils soient de dimension très locale ou non) ;

■ le savoir-faire acquis dans tel ou tel domaine par tel ou tel niveau de l'administration ;

■ l'objet même des compétences en cause : compétence d'investissement pour l'avenir, compétence de gestion de services, d'édiction de normes générales ;

■ la compétence structurante au niveau de la Nouvelle-Calédonie, par exemple en matière fiscale ou de fonction publique. Une vision d'ensemble structurante doit être élaborée dans ces domaines, dont l'exécution peut ensuite être confiée aux Provinces ;

■ la cohérence des attributions pour en faciliter la mutualisation (par exemple, la Nouvelle-Calédonie est déjà compétente en matière de mines, de domaine public, de propriété foncière, de PPI et d'électricité) ;

■ les attributions de compétences n'ayant pas directement le même objectif mais qui sont fortement imbriquées entre elles, afin de favoriser leur optimisation (par exemple, attribuer les compétences sur le changement climatique à l'autorité chargée de l'énergie).

Nous avons traité deux enjeux pouvant servir de références au chantier de cette redéfinition des compétences : les instruments de la coordination entre les acteurs de l'énergie et du climat et, en s'inspirant des exemples étrangers, le renforcement possible de l'autorité administrative en charge de la régulation du secteur.

La coordination dans le domaine de l'énergie

Elle a débuté avec la création de l'Observatoire de l'énergie et du Comité consultatif de l'énergie, en 2008, qui participent désormais à la réflexion sur les décisions dans le domaine de l'énergie. La Dimenc joue un rôle de coordination technique pour ces différentes initiatives.

Selon les informations que nous avons obtenues, l'Observatoire de l'énergie prend actuellement la forme d'une base de données construite par Enerdata Services, qui est alimentée et mise à jour par le site internet de la Dimenc et qui permet également de répondre aux diverses demandes de statistiques qui lui sont adressées. Quant au Comité consultatif de l'énergie, il fera intervenir un représentant des différentes collectivités (la Nouvelle-Calédonie, les 3 Provinces, les maires), un représentant de l'ADEME et un autre de la Dimenc. Son programme de travail n'est pas encore fixé.

La poursuite de l'effort de coordination est liée à la mise en place d'orientations de politique énergétique ainsi que recommandé plus haut. En outre, des partenariats ou collaborations peuvent et doivent être développés, comme cela a pu être fait ponctuellement, afin de mettre en œuvre les recommandations des deux premières parties. L'ADEME a un accord-cadre avec chacune des Provinces. Quant au partenariat sur le volet énergie, il existe depuis 1983, suite à la création de l'AFME. Ajoutons qu'une analyse fonctionnelle de la gestion du réseau électrique pourrait être utile (l'augmentation des producteurs d'énergie renouvelable intermittente renforce ce besoin).

Les renforcements possibles de la capacité de régulation, dans une perspective d'intégration des dimensions énergie et climat

Dans un domaine d'action collective comme l'énergie et le climat et, plus généralement, l'environnement, il ne suffit pas de disposer d'un observatoire et d'un comité permanent regroupant les acteurs principaux pour avoir une bonne gouvernance. La capacité à piloter et à préparer les décisions doit être assurée par une structure administrative forte.

Plusieurs solutions sont envisageables, entre lesquelles il ne nous appartient évidemment pas de choisir : depuis la poursuite de l'organisation actuelle, que l'on corrigerait aux marges (en particulier, en augmentant les moyens), jusqu'à la création d'une autorité indépendante, distincte à la fois de la Nouvelle-Calédonie et des Provinces (structure que l'on imagine mal dans le contexte institutionnel et politique actuel du Territoire). Entre ces deux options, la mise en place de structures plus ou moins autonomes a été expérimentée par plusieurs pays.

Quelle que soit la structure choisie, son champ de compétences doit, si possible, englober à la fois l'énergie et le climat et comprendre toutes les composantes de l'énergie : les énergies fossiles, les énergies renouvelables, l'électricité, le gaz ainsi que les mines, mais aussi la maîtrise de l'énergie et celle des gaz à effet de serre.

Forte de cette vision globale, une telle structure pourra appréhender les aspects contradictoires d'un secteur comme celui de l'énergie, et intégrer les économies d'énergie et la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre dans sa politique générale.

Quelques exemples de structures administratives autonomes

De telles structures existent ainsi au Canada (avec l'Agence de l'efficacité énergétique, qui est une agence d'État avec personnalité morale, ou avec l'Office national de l'énergie, un organisme fédéral indépendant), en France (l'Autorité de sûreté nucléaire ou la Commission de régulation de l'énergie, qui sont des autorités administratives indépendantes) ou encore à Malte. La création de ces agences, de statuts différents, répond au souci de disposer de structures (légères ?) qui chapeautent plusieurs fonctions pour plus d'efficacité.

L'exemple de l'île de Malte retient plus particulièrement l'attention : il s'agit de la Malta ressources Authority, instituée par une loi de 2000 (cf. annexe de « Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la N.-C. ? » dans le CD-ROM) Tout en ayant une personnalité morale, elle est directement liée au ministre responsable des Ressources minières, énergétiques et de l'Eau. C'est ce dernier qui nomme les membres de l'Autorité ; celle-ci a des missions très larges et pour fonction de réglementer, de contrôler et de réviser le fonctionnement et les activités dans ses domaines de compétences.

Dans le domaine spécifique de l'énergie, elle a pour mission de promouvoir, encourager et réglementer le développement et l'utilisation de toutes les formes d'énergie et d'encourager l'utilisation des sources d'énergie alternatives, par le biais de taxes sur les énergies non renouvelables et de subventions pour la production à partir d'énergies renouvelables. Elle a également pour mission de gérer la distribution et la vente de pétrole. Ses ressources sont multiformes – taxes, impôts, prêts publics. Ajoutons qu'elle est composée de huit personnes et possède trois composantes : énergie, eau et minerai[42].

D'autres structures administratives existent également, sans personnalité morale, sur le modèle de l'Agence France nucléaire international ou de l'Agence Iter France (cf. CD-ROM) : ces agences disposent d'une autonomie administrative et budgétaire ; elles ont des missions précises, mais sont intégrées dans une structure publique existante. L'intérêt de ces agences est qu'elles sont autonomes, même si elles sont sous tutelle directe de l'organisme au sein duquel elles sont intégrées ; elles s'appuient d'ailleurs sur

| [42] Pour plus d'informations : http://www.mra.org.mt/home.shtml

les moyens humains et fonctionnels dudit organisme, ce qui leur permet de mutualiser les fonctions support.

Dans les deux cas, il conviendrait d'associer un conseil exécutif collégial, comme le Comité consultatif de l'énergie, en intégrant à la fois les autorités concernées actuelles, mais aussi les autorités coutumières, afin que l'énergie devienne une problématique commune et consensuelle dans une perspective de développement durable, avec des mandats à moyen terme, renouvelables une seule fois et, éventuellement, une présidence tournante.

Dans la situation de la Nouvelle-Calédonie, et dans le prolongement de l'existence de la Dimenc et de son partenariat original avec l'ADEME au sein du CTME, il faut affirmer le besoin d'un pilotage cohérent dans la préparation et la mise en œuvre des politiques de l'énergie et du climat. Quelle que soit la forme de cette capacité de pilotage, elle doit permettre la préparation des stratégies et des programmes, la définition des règlementations et leur mise en œuvre.

Dans cette optique, il faut souligner l'importance de la liaison des politiques de l'énergie avec celles du climat, et les liens à établir avec celles concernant l'utilisation du territoire pour l'agriculture, la forêt et la production de biomasse.

Il ressort de l'étude des organisations administratives existantes, notamment au sein des micro-États, que l'énergie est en général réglementée dans le respect de l'environnement, mais n'est pas nécessairement confiée aux mêmes autorités. Toutefois, la tendance dans de nombreux pays est actuellement à associer l'énergie et le climat – c'est ce que la France a fait en créant le ministère chargé de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, ainsi que des négociations sur le climat (le MEEDDM).

La création des Dreal (Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement) dans les régions françaises va dans le même sens, même si les leviers des politiques pour l'agriculture et la forêt manquent à cet ensemble.

Concernant la *réorganisation des compétences entre les communes, les Provinces et la Nouvelle-Calédonie* en matière de réglementation de l'énergie et du climat, les cas de la Nouvelle-Zélande et des îles Fidji peuvent être utiles : ces compétences sont octroyées à la même autorité, comme en France. Mais

pour parvenir à cette solution en Nouvelle-Calédonie, une modification de la loi organique de 1999 serait nécessaire.

Quoi qu'il en soit, la question du climat et de la lutte contre les GES est plus globale que celle de la protection de l'environnement au niveau local et doit être regroupée ou mutualisée avec celle de l'énergie. L'observation des émissions des gaz à effet de serre (de tous les gaz) doit être assurée dans cette logique. À ce jour, la compétence relative à la lutte contre l'effet de serre appartient à l'État (les articles du code de l'environnement sont applicables à la Nouvelle-Calédonie), mais sa mise en œuvre concrète n'a pas encore eu lieu (des articles législatifs du code de l'environnement sur la lutte contre les GES pourraient être mis en application par voie réglementaire).

Quels sont les processus d'élaboration des décisions publiques ? L'approche sociopolitique

Comment et selon quels processus doit-on élaborer aujourd'hui la décision publique alors que la méfiance est souvent forte dans l'opinion, que l'expertise issue de la recherche se veut davantage accessible et que le débat public est prôné comme indispensable ?

La Nouvelle-Calédonie fait l'expérience d'une démarche originale et ambitieuse pour l'élaboration du « Schéma d'aménagement et de développement de la Nouvelle-Calédonie », engagée en mars 2008, et rythmée par des conférences des acteurs, à Koné le 14 mai 2008, et au centre Tjibaou, le 5 mars 2009.

Le chapitre qui suit propose d'apporter quelques éléments d'expériences extérieures à la Nouvelle-Calédonie, pour inciter à prolonger cette expertise collégiale sous la forme d'un processus, dans l'esprit de la démarche de l'élaboration du Schéma d'aménagement et de développement.

Dans la « fabrication » des décisions, l'expertise et le débat cherchent leur place

Avec Lucien Sfez[43], nous disons qu'une décision est le résultat d'un processus, d'une élaboration, qui ne se limite pas à la boîte crânienne d'un

| [43] *La décision*, L. Sfez,Que sais-je 2181, 3e édition corrigée, décembre 1994.

prétendu « décideur » tout puissant. C'est en fait la traduction de l'anglais *decision making*, le verbe *to make* voulant bien dire « fabriquer ».

Les responsables des décisions publiques demandent souvent beaucoup à l'expertise issue de la recherche. On l'a vu dans toutes les crises sanitaires ou environnementales, de même lorsqu'un Premier ministre a déclaré : « je suivrai strictement les avis des chercheurs ». Ce qui a eu pour effet de paralyser leurs avis…

Si la décision se fonde sur une rationalité scientifique, ce n'est pas le seul élément à prendre en compte ! On ignore, en particulier, très souvent le fait que la rationalité scientifique se construit dans des limites qui ne couvrent pas tous les aspects de la question posée : elle est bornée par les données apportées, les compétences rassemblées et les imperfections des échanges entre spécialistes…

Les limites du dialogue entre experts et décideurs se constatent régulièrement. Les acteurs à un titre ou à un autre (entreprises, usagers, voisins, partenariat, élus des collectivités territoriales) réclament leur place. Les processus d'enquêtes publiques ont montré leurs limites qui sont liées à leur genèse : il s'agissait à l'origine de légitimer la possibilité de limiter le droit de propriété privée, droit constitutionnel et sacré.

D'où une demande d'information publique et de participation à l'élaboration des décisions, à travers des débats publics. Différentes formes en ont été données. Nous en relevons deux en France, bien documentées.

■ La conférence de citoyens, organisée à Paris en juin 1998, par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques (OPECST), portait sur le thème : « L'utilisation des organismes génétiquement modifiés en agriculture et dans l'alimentation ». La démarche a effectivement permis, notamment grâce au relais médiatique, une implication des citoyens dans les débats politiques. Mais ses conclusions n'ont pas été reprises…

■ Les débats publics désormais consacrés au niveau législatif depuis la loi du 27 février 2002 sur la démocratie de proximité, et organisés par la Commission nationale du débat public (CNDP), dont certains portent maintenant sur des politiques (avec le cas des déchets radioactifs, en 2006) et non plus seulement sur des projets. Dans les expériences que la France a connues, le débat reste un objectif en soi, mal relié aux étapes qui l'ont précédé et

sans que le processus de la suite soit bien connu. L'exemple du débat public sur le choix du site d'un 3e aéroport dans la région parisienne est typique de cela. Les questions portaient en fait beaucoup plus sur « pourquoi un 3e aéroport ? » ! La même aventure a été vécue lors du débat préalable à la décision de construction de l'EPR à Flamanville.

Il y a donc des limites au débat, qui ne prend sens que dans un système de décisions.

La CNDP en exprime le souci, quand elle demande un dossier clair du maître d'ouvrage qui explicite les raisons de la proposition faite ou des alternatives proposées au débat, et quand elle exige qu'une décision soit prise au vu des résultats du débat. C'est reconnaître aussi qu'il y a des étapes dans l'élaboration des décisions.

Ainsi l'expertise issue de la recherche et le débat public cherchent encore, chacun de leur côté, leurs relations avec la décision publique.

Pour une ingénierie des processus de décision adaptée à notre temps

Nous affirmons qu'il n'est plus possible de se contenter d'améliorer les relations entre « recherche » et « décideur public » pour réussir une gestion des risques dits bio-sociaux – et, plus largement, toute politique publique. Il faut bâtir des processus impliquant tous les acteurs, par étape, fondés sur une recherche proactive (en particulier sur l'analyse des impacts des nouvelles technologies), laissant le temps au débat.

Parce que l'on ne peut plus décider les actions publiques comme avant, dans l'après-guerre au temps des pénuries ou de crises graves, s'impose une prise de décisions au sein d'une stratégie élaborée dans une relation entre trois groupes d'acteurs : les responsables des politiques publiques, les experts et chercheurs, les représentants des partenaires intéressés de la société dite civile. Cela exige un double mouvement l'un vers l'autre de l'univers de la décision et de celui de la recherche, au sein de ces processus, en intégrant les préoccupations des uns et des autres, de tous les partenaires, acteurs économiques et citoyens.

Le Schéma d'aménagement et de développement de la Nouvelle-Calédonie correspond bien, dans sa définition, dans son agenda et dans le rôle donné aux acteurs, à ce type de processus. La méthode, qui consiste à s'appuyer sur *l'élaboration en commun de scénarios pour le futur*, permet

de mieux dégager les points d'accord ou de désaccord, en créant des moyens de communication entre les scientifiques, les autorités responsables et le public.

Deux autres exemples

Deux cas, assez proches de celui de « L'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie » peuvent éclairer la suite à donner à cette expertise collégiale : l'élaboration des plans d'exposition aux risques inondation dans la moyenne vallée du Rhône (département de la Drôme) et la définition du programme Ecophyto pour la réduction par deux de l'usage des pesticides en France.

L'élaboration des plans d'exposition aux risques inondation dans la moyenne vallée du Rhône

L'élaboration des PPR Inondations est fondée sur un processus de décision, avec une identification des 3 groupes d'acteurs retenus ci-dessus : les instances de décision, les maires, le département et l'État ; les instances d'étude et d'expertise ; les instances de concertation avec toutes les parties prenantes.

Un Comité territorial de concertation a été créé, avec un animateur spécialisé chargé de faire reformuler les questions et de passer la parole pour que la participation soit réelle. Un cahier de séance est élaboré par le groupe des experts dont le secrétariat est assuré par la Diren Rhône-Alpes.

Il faut retenir de ce cas l'importance de l'organisation tripolaire, avec le pilotage politique du processus, particulièrement délicat quand plusieurs autorités doivent coordonner les efforts, le groupe des acteurs et, enfin, l'association d'une expertise organisée.

La définition du programme Ecophyto pour la réduction par deux de l'usage des pesticides en France

L'expertise collective réalisée en 2005 par l'Inra et le Cemagref[44] a révélé que peu de connaissances étaient acquises sur l'utilisation des pesticides et les risques associés. Plus ou moins en lien avec cette expertise, plusieurs décisions ont été prises, dans le cadre d'un plan interministériel de réduction des risques liés aux pesticides 2006-2009, dit le PIRRP.

| [44] « Pesticides, agriculture et environnement, réduire l'utilisation des pesticides et en limiter les impacts environnementaux », décembre 2005

Pour connaître les voies possibles de réduction significative de l'usage des pesticides, les ministères concernés ont décidé d'une étude de deux ans (dite Ecophyto R&D) sur l'élaboration de scénarios de rupture plus ou moins radicale par rapport aux pratiques courantes actuelles, et sur la définition d'un système nouveau, plus complet, d'acquisition et de diffusion de références, en rapport avec l'objectif affiché.

Une attention particulière a été apportée à la structuration des acteurs. On y retrouve à peu près le dispositif tripolaire défini plus haut :

- l'Inra est chargé de coordonner les experts ;
- un comité de pilotage, qui se réunit tous les deux mois, regroupe les directions des ministères concernés de l'Agriculture et de l'Écologie, responsables de porter la décision ;
- un comité d'orientation regroupe les acteurs potentiels, en tant qu'institutions.

Il faut retenir de ce cas la relation entre une expertise collégiale et la préparation des décisions sur un sujet difficile. L'expertise permet de poser un problème, d'en fournir la structure à partir de laquelle les acteurs peuvent mieux se saisir du sujet, et renseigne des scénarios possibles pour atteindre un objectif, lui-même donné en conclusion du Grenelle de l'environnement.

Prolonger l'expertise par un processus d'élaboration des politiques de l'énergie et du climat

Des expériences et travaux théoriques en nombre donnent des perspectives à une élaboration des décisions qui fasse appel à une meilleure mobilisation de l'expertise – en particulier, celle issue de la recherche – et permette un dialogue enrichissant entre toutes les parties. C'est un enjeu très important pour bâtir une société démocratique dont le développement soit fondé sur la connaissance. C'est essentiel pour que la confiance se construise dans des choix de plus en plus techniques et sensibles. C'est indispensable pour que les acteurs autonomes rentrent bien dans la même logique d'action collective.

Nous proposons donc que l'expertise collégiale sur « L'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie » soit prolongée par un processus, dans l'esprit de ce qui se fait pour le Schéma d'aménagement et de développement de la Nouvelle-Calédonie. Il devra s'appuyer sur une expertise, le

plus possible localisée sur son territoire, apte à assurer les approfondissements considérés comme indispensables, au vu des insuffisances repérées par l'expertise, ou qui se dégageront des discussions à venir.

Recommandation : mettre en route un processus de définition d'une politique de l'énergie et du climat, associant les acteurs concernés, mobilisant une expertise la plus locale possible, avec un pilotage légitime, et s'appuyant sur les résultats de l'expertise, complétée par des études plus précises sur les points qui le méritent, selon les orientations principales et les objectifs généraux retenus.

Conclusion

Au service des actions possibles dans les domaines que sont l'habitat, les transports, la production d'énergie et l'industrie métallurgique, l'analyse technico-économique permet de donner quelques priorités : les solutions techniques n'ont pas toutes le même coût ni la même échéance. L'aménagement du territoire et la prise en compte des contraintes foncières permettent de bâtir des réponses durables sur le long terme.

S'agissant des moyens d'action possibles, il est indispensable que les orientations générales soient traduites juridiquement, que des actions d'éducation et de sensibilisation soient généralisées, et que les instruments réglementaires, tarifaires et fiscaux soient mobilisés.

Les acteurs de l'énergie et du climat ont besoin de l'appui de la formation aux métiers, tout particulièrement dans le domaine du bâtiment, avec les démarches de haute qualité environnementale. L'action économique en faveur des entreprises pourrait également être un levier bien utile, même si nous n'avons pas eu la possibilité d'en approfondir les modalités. Enfin, la Nouvelle-Calédonie doit avoir accès à un potentiel de R&D au service des activités qui concernent l'énergie et le climat.

Concernant la gouvernance, l'approche juridique a permis de montrer des pistes pour une répartition des responsabilités et quelles coordinations il convient de mieux organiser. L'approche sociopolitique, ensuite, a permis de définir le processus qui pourrait utilement prolonger cette expertise collégiale – puisque celle-ci n'a pas vocation à établir des priorités opérationnelles ni à livrer des programmes d'action clé en main…

Recommandations

Pour le détail des recommandations exposées ci-dessous, le lecteur pourra se reporter aux fiches de recommandations rassemblées à la fin de la synthèse, après la partie « Conclusion et recommandations ».

1. Mettre en route un processus de définition d'une politique de l'énergie associée à celle du climat :

- mobilisant une expertise structurée, la plus locale possible, s'appuyant sur les résultats de l'expertise, et complétée par des études plus précises sur les points qui le méritent, selon les orientations principales et les objectifs généraux retenus ;
- avec un pilotage légitime par une autorité publique ;
- associant les acteurs concernés, au sein d'un comité d'orientation.

Transformer les conclusions du processus de définition d'une politique de l'énergie et du climat par une délibération du Congrès.

2. Lancer la définition d'un plan climat pour chaque Province, pour le Grand Nouméa et la zone VKP (Voh-Koné-Pouembout).

3. Inscrire les productions de biomasse non alimentaires dans des politiques de développement pour réduire la dépendance de la Nouvelle-Calédonie en matière alimentaire, forestière et énergétique, tout en contribuant à la réduction des émissions mondiales de GES.

4. Engager un travail de clarification des responsabilités des acteurs publics sur l'environnement et les impacts sur le climat : il s'agit de construire une répartition des compétences adaptée à ces nouveaux enjeux.

5. Définir les priorités des actions de maîtrise de l'énergie, de développement des ENR et de réduction des émissions, en introduisant des critères de coûts et d'impacts.

6. Soutenir les filières industrielles et de service liées à la production et à la maîtrise de l'énergie, adaptées à la dimension de la Nouvelle-Calédonie : la formation aux métiers, l'action économique en faveur des entreprises, le potentiel de R&D auquel il faut avoir accès.

7. Mettre les instruments économiques ou réglementaires au service de la politique de l'énergie et du climat.

8. Engager un programme d'actions d'éducation et de sensibilisation pour favoriser un changement des pratiques.

En conclusion, pour quatre objectifs possibles, des recommandations synthétiques

Les cinq parties ont permis de faire le point de l'état des connaissances sur les différents aspects de l'énergie et du climat dans le contexte de la Nouvelle-Calédonie et du diagnostic établi pour le Schéma d'aménagement et de développement « Nouvelle-Calédonie 2025 ». Chacune de ces parties est conclue par quatre à dix recommandations spécifiques. Il s'agit ici de fournir une vue synthétique de ces recommandations.

Une expertise collégiale, réalisée dans un champ aussi large que celui de l'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie, ne peut fournir un plan d'action « clé en main ». Comme toute expertise scientifique collective de ce type, elle n'en a pas la vocation, ni les possibilités d'ailleurs. Elle contribue en revanche – et c'est là sa plus-value essentielle et une des responsabilités du collège des experts – à asseoir avec rigueur et recul une structuration de la question posée, à documenter les différents aspects de cette question, en définissant des pistes possibles et en en fermant d'autres, et sur les sujets qui s'y prêtent, à proposer des scénarios de réponses alternatives. Il faut aussi que les acteurs concernés puissent s'approprier ces recommandations et qu'elles soient insérées dans un processus.

Celles-ci doivent être mises au service de quatre objectifs, correspondant à la situation particulière de la Nouvelle-Calédonie et pour son développement. Ces objectifs devraient placer les ambitions de la Nouvelle-Calédonie sur trois plans différents :

- la réduction des consommations d'énergie, pour laquelle nous proposons d'inverser la tendance actuelle à la croissance de toutes les formes d'énergie ;
- l'augmentation de l'utilisation des ressources locales, avec l'objectif de produire à terme l'équivalent de la consommation d'électricité des ménages et des services sous forme d'électricité renouvelable ;
- la prévention du changement climatique, en engageant la Nouvelle-Calédonie dans une dynamique de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre.

Nous traduisons ces objectifs en dix recommandations, dont trois relatives à la gouvernance et au processus d'élaboration de la politique sur l'énergie et la réduction des émissions de gaz à effet de serre, qui devraient prolonger le travail engagé avec la présente expertise. Ces recommandations constituent autant de lignes directrices considérées comme prioritaires, qui doivent être développées localement pour orienter les mesures opérationnelles en vigueur ou inspirer celles à venir.

Quatre objectifs :

Objectif 1 : **inverser la tendance à l'augmentation des consommations** d'énergie dans l'habitat, les transports et l'industrie, et viser sur ce point à constituer une référence régionale.

Objectif 2 : réduire les importations d'énergie fossile en visant un objectif de **production d'énergie électrique** utilisant des sources renouvelables **à hauteur de la consommation des particuliers et des services à une échéance à définir**.

Objectif 3 : **insérer la Nouvelle-Calédonie** dans le processus international de **lutte contre le changement climatique**, avec l'élaboration progressive d'objectifs de stabilisation et de réduction des émissions de GES.

Objectif 4 : installer une **gouvernance adaptée en matière de politique de l'énergie,** facteur de développement, **et de maîtrise des émissions de GES**.

Recommandations synthétiques

1. Normes, règlements et incitations au service de l'objectif 1

Mettre en place un dispositif instrumental (information, incitations, réglementation) pour réduire les consommations d'énergie dans l'habitat, les transports et l'industrie, s'appuyant notamment sur la réglementation thermique, la classification énergétique des équipements ménagers, le recours obligatoire à l'eau chaude sanitaire (ECS) solaire dans les constructions neuves, un système de bonus/malus sur les voitures, des audits dans l'industrie, etc.

Pour plus de détails, voir les recommandations de la 1re partie, p. 389-402.

2. Former et informer, accroître la place des questions de l'énergie et du climat dans le débat néo-calédonien

Renforcer/développer les actions déjà engagées dans le domaine de la sensibilisation aux questions de l'énergie et du climat par des campagnes d'informations (cf. ADEME en particulier), d'éducation et d'incitations, visant à faire évoluer les préférences et les comportements des Néo-Calédoniens.

Pour plus de détails, voir les recommandations de la 1re partie, p. 389-402, et la n° 8 de la 5e partie, p. 443.

3. Développer la production d'électricité éolienne et photovoltaïque

Poursuivre le développement de l'électricité éolienne et solaire photovoltaïque en définissant des tarifs d'achat appropriés. Faciliter l'insertion de cette production intermittente en préparant le développement de réservoirs de stockage hydraulique (pompage, turbinage), en assurant la coordination entre producteurs, distributeurs et gestionnaire de réseaux, et en expérimentant les réseaux électriques « intelligents ».

Pour plus de détails, voir les recommandations n° 1, 2, 3 de la 2e partie, p. 403 à 408.

4. Dans les îles

Dans les îles, rechercher une plus grande autonomie et une meilleure sécurité d'approvisionnement en levant les obstacles au développement de petites productions décentralisées, de bioénergie ou de systèmes hybrides et examiner les conditions de relance de la filière coprah.

Pour plus de détails, voir les recommandations n° 6 et 7 de la 2e partie, p. 412 à 414.

5. Mettre le signal tarifaire au service des enjeux de l'énergie et du climat

Pour soutenir les efforts de maîtrise de la demande et le développement de la production renouvelable, établir *une tarification de l'énergie* adaptée aux enjeux de l'énergie et du climat : suppression des subventions, rééquilibrage diesel/essence, introduction d'un signal-prix approprié dans le secteur électrique (base/pointe) et étude de l'introduction d'une valeur carbone.

Pour plus de détails, voir les recommandations de la 1re partie, p. 389-402, et la n° 7 de la 5e partie, p. 442.

6. Insérer la Nouvelle-Calédonie dans les objectifs de stabilisation du climat mondial

Réaliser des bilans annuels d'émissions de GES, élaborer un plan climat énergie (objectifs de réduction, moyens d'action) pour la Nouvelle-Calédonie et des plans climat territoriaux pour le Grand Nouméa et pour chacune des trois Provinces : définition d'objectifs et mise en œuvre de politiques de réduction des émissions de GES s'appuyant notamment sur les actions de maîtrise de la demande d'énergie et le développement des énergies renouvelables.

Pour plus de détails, voir les recommandations n° 1, 2, 4 de la 3e partie, p. 419 à 422 et 425.

Explorer les possibilités de réduction des émissions de CO_2 dans la production d'électricité et dans l'industrie métallurgique dans trois directions : économies d'énergies, substitution partielle du charbon par de la biomasse en chaudières, réservation d'emprises pour un futur captage du CO^2.

Pour plus de détails, voir les recommandations n° 6 de la 1re partie, p. 398, n° 4 de la 2e partie, p. 409, n° 3 de la 3e partie, p. 423, n° 3 de la 5e partie, p. 436.

7. Renforcer les activités économiques

Il s'agit :

■ d'intensifier les efforts de **formation professionnelle**, particulièrement dans le cas du bâtiment à destination de l'ensemble des intervenants (architectes, bureaux d'études, entreprises de construction, artisans, etc.), sur les nouvelles technologies « basse consommation » d'énergie, et les démarches HQE ;

■ d'utiliser les leviers disponibles de **l'action économique** au service de filières technologiques (production/importation, vente, installation d'équipements, entretien et maintenance, etc.) et des entreprises engagées dans les enjeux énergétiques et du climat, après mise à plat de l'ensemble des mesures existantes et identification des freins ;

■ de permettre aux acteurs de l'énergie et du climat **d'avoir un accès à la recherche développement** avec, localement, un investissement particulier sur les techniques du bâtiment en milieu tropical, la technique et la gestion des réseaux électriques de moyenne et petite tailles, et la production de biomasse agricole et énergétique en milieu tropical développé.

Ces secteurs d'activité doivent faire de la Nouvelle-Calédonie une référence régionale.

Pour plus de détails, voir les recommandations n° 8 de la 2e partie, p. 415, n° 5 de la 3e partie, p. 427, n° 1 de la 4e partie, p. 429, n° 6 de la 5e partie, p. 440.

Et pour la gouvernance :

8. Au-delà de cette expertise collégiale, mettre en route un processus de définition d'une politique de l'énergie et du climat, qui associe les acteurs concernés, mobilise une expertise la plus locale possible, avec un pilotage légitime, et s'appuie sur les résultats de l'expertise, complétée par des études plus précises sur les points qui le méritent, selon les orientations principales et les objectifs généraux retenus.

Pour plus de détails, voir les recommandations n°s 1 et 5 de la 5e partie, p. 433 et 439.

9. Construire une répartition des compétences sur l'environnement, l'énergie et le climat, qui préserve la subsidiarité et l'articulation entre les politiques locales des communes et les décisions au niveau de la Nouvelle-Calédonie.

Pour plus de détails voir la recommandation n° 4 de la 5e partie, p. 438.

10. Renforcer la coopération avec les États voisins, ou ayant les mêmes contraintes spécifiques, dans le domaine de la recherche, de l'innovation technique et institutionnelle (y compris dans le cadre de la Convention des Nations unies sur le climat) et de la veille technologique.

Pour plus de détails, voir les recommandations nos 2, 3, 4 de la 4e partie, p. 430 à 432 et n° 6 de la 5e partie, p. 440.

Fiches de recommandation

Partie 1
La maîtrise de l'énergie : un enjeu majeur pour le développement durable de la Nouvelle-Calédonie et sa sécurité énergétique

Recommandation n° 1
Inciter aux actions maîtrise de l'énergie dans les domaines du bâtiment et de ses équipements

Pour engager un réel mouvement dans un marché et créer des conditions de compétitivité de nouvelle filière, il est nécessaire dans un premier temps de combler tout ou partie du surcoût d'une action de maîtrise de l'énergie. Dans ce type d'action, les institutions souhaitent modifier de façon active la grille de décision du décideur final en fonction d'objectifs qu'elles se sont fixées.

Les incitations peuvent être d'ordre :

- financière pour l'aide à la décision : diagnostic thermique, faisabilité énergétique pour certaine filière… ;
- tarifs d'achats des énergies renouvelables ;
- aides directes pour supporter une partie du surinvestissement nécessité par la mise en œuvre d'une action d'efficacité énergétique ou ENR ;
- fiscale par des règles de défiscalisation, crédit d'impôt ;
- indirecte par la mise en place de label, permettant éventuellement d'obtenir des compensations (bonification de Coefficient d'occupation du sol…) ;
- indirecte encore par l'obligation d'affichage énergétique attesté par un diagnostic de performance énergétique.

La finalité est d'améliorer la rentabilité économique des actions. Ces incitations n'ont pas, en général, vocation de perdurer au-delà de l'atteinte d'une certaine maturité de marché devenu concurrentiel.

La puissance publique peut imposer aux concepteurs de bâtiments l'obligation de respecter des règles de conception précises, interdire certaine catégorie d'appareils et prescrire des comportements (cf. la recommandation suivante). Mais il s'agit souvent d'entériner les bonnes pratiques et de les imposer au plus grand nombre.

Partie 1
La maîtrise de l'énergie : un enjeu majeur pour le développement durable de la Nouvelle-Calédonie et sa sécurité énergétique

Recommandation n° 2
Adopter une réglementation thermique dans le tertiaire et l'habitat neuf et existant, et développer prioritairement le solaire thermique partout ou existe une demande d'eau chaude

La colonne vertébrale d'une politique de maîtrise de l'énergie repose sur la mise en place d'une réglementation thermique. En effet, une réglementation thermique exprime, donne toute la cohérence et la lisibilité à la politique énergétique et environnementale. Le chantier d'une réglementation nécessite une connaissance précise des tenants et aboutissants, c'est-à-dire le climat, les consommations, les consommateurs et les acteurs. Cette connaissance fine traduite en termes d'indicateurs, de garde-fous, de niveaux de référence à atteindre en fait un référentiel pour toutes les actions y compris pour les labels ou certifications qui s'appuient dessus pour définir leur propre objectif. Par exemple, le label Bâtiment basse consommation se définit comme un niveau de consommation 50 % moindre que le niveau de référence définit par la réglementation. C'est donc un instrument incontournable qui oblige à définir des objectifs clairs et précis sur le long terme.

Le chantier lourd d'une réglementation comporte plusieurs étapes essentielles :

	Étape nécessaire	**Objectifs**
Le climat	Connaissance du climat	Zonage de l'île Détermination des conditions de base pour dimensionner les installations
Les consommations	Connaissance fine du profil de consommation et puissance appelée de chaque secteur Projection sur moyen et long terme	Détermination des objectifs énergétiques et environnementaux à moyen et long terme

Suite

Les études préalables	Structurer la réglementation	Se fixer les objectifs à long terme Définir les indicateurs Se donner un cadre de référence pour fixer les curseurs réglementaires
La concertation avec les acteurs	Fixer les curseurs en fonction de l'acceptabilité des acteurs économiques	Établir des scénarios énergétiques, environnementaux et économiques Approche économique avec les maîtres d'ouvrage pour régler les curseurs aux niveaux des bonnes pratiques

Comme indiqué dans la recommandation n° 1, il s'agit souvent d'entériner les bonnes pratiques et les imposer au plus grand nombre : il est important de bien les repérer.

Le solaire thermique doit être développé prioritairement partout où existe une demande d'eau chaude. La production par pompe à chaleur ne doit être envisagée que dans les cas où cette solution n'est pas envisageable. Le solaire thermique souffre en l'état actuel d'une concurrence insuffisante due à la volonté, louable, de faire émerger les filières solaires locales. Cependant les coûts constatés sur le terrain sont élevés. Le soutien aux filières locales devrait *a minima* être conditionné au développement du volume de chauffe-eau vendu à prix raisonnable et en contre partie d'une promotion de l'emploi local, afin de décourager la pratique actuelle de faible volume à prix élevés.

Partie 1
La maîtrise de l'énergie : un enjeu majeur pour le développement durable de la Nouvelle-Calédonie et sa sécurité énergétique

Recommandation n° 3
Réaliser des études pour améliorer les connaissances sur le secteur des transports

Le secteur des transports (voyageurs et marchandises, urbain et régional) est deuxième consommateur de pétrole, juste après la production d'électricité. C'est aussi un secteur dont l'efficacité énergétique pourrait probablement être fortement améliorée par des politiques judicieuses. Malheureusement, comme le montre notre analyse, les données disponibles en Nouvelle-Calédonie sont trop imprécises pour évaluer finement les effets des politiques envisageables.

On ne sait pas, par exemple, quelle est la part du gazole qui est consommée par les camions et celle qui est consommée par les voitures particulières. Les données disponibles ne permettent pas non plus d'estimer comment la consommation de carburants est influencée par le prix de ces carburants.

Le débat métropolitain à propos de l'impact de la taxe carbone sur le budget des ménages pauvres ne manquera pas de se poser dans les mêmes termes en N.-C., si notre recommandation suivante, taxer les carburants, était appliquée. Or, les données existantes sur la consommation des ménages et sur les pratiques de déplacements des Calédoniens sont actuellement trop lacunaires pour alimenter objectivement un tel débat.

Enfin, il semble que des économies substantielles sont réalisables par une redistribution du transport de fret entre les avions et les bateaux, mais, là aussi, il est impossible, à partir des informations existantes, de justifier les modalités que pourrait prendre une telle politique de report modal.

Plusieurs actions nous semblent nécessaires pour combler ces lacunes.

- Compléter les responsabilités de l'observatoire de l'énergie de la Dimenc dans le domaine de la consommation de carburant par les différents types de transport. La Dimenc pourrait ainsi estimer les kilométrages annuels des différents types de véhicules (voitures, poids lourds, utilitaires légers, par types de carburants et types d'usages).
- Conduire rapidement une analyse spécifique des résultats de l'enquête Isee « Budget consommation des ménages (BCM) – 2008 » qui n'étaient pas disponibles

Suite

au moment de notre mission pour évaluer l'incidence de différentes mesures fiscales sur le budget des ménages selon le lieu de résidence et selon la catégorie socio-professionnelle du chef de ménage.

- Réaliser une enquête « Déplacement des ménages » comme en réalisent périodiquement les villes de métropole pour connaître les pratiques de déplacement des ménages, la répartition modale, les distances parcourues, etc.
- Réaliser une enquête sur le camionnage (types de marchandises, origine-destination des liaisons routières, types de véhicules…) pour permettre d'identifier les possibilités de report modal et l'impact probable d'incitations fiscales (redevances ou subventions) aux économies d'énergie.
- Réévaluer les systèmes de tarification et de subventionnement des transports intérieurs aérien et maritime à la lumière des enjeux souvent contradictoires d'économie d'énergie et d'intégration territoriale.

Partie 1
La maîtrise de l'énergie : un enjeu majeur pour le développement durable de la Nouvelle-Calédonie et sa sécurité énergétique

Recommandation n° 4
Supprimer les distorsions fiscales qui affectent les choix des automobilistes, instaurer une taxe carbone et une vignette automobile assise sur la consommation de carburant

En N.-C., le gazole est deux fois moins taxé que l'essence alors qu'il est plus polluant et la fiscalité à l'achat des *pick-up* est plus légère que celle des voitures alors que leur contribution à l'effet de serre est généralement 50 % plus élevée.

Les distorsions de prix qui en résultent incitent les Néo-Calédoniens à choisir et à utiliser des véhicules polluants et voraces.

Trois mesures pourraient être prises pour que le signal prix reflète mieux le coût environnemental des choix des automobilistes.

- La suppression du différentiel de taxation en faveur du gazole et des véhicules de type *pick-up*.

Actuellement la fiscalité totale sur l'essence est 2,3 fois plus élevée que sur le gazole. Cette différence n'a pas de justification économique. Si l'on prend en compte la circulation urbaine, c'est même une incitation à polluer plus car les véhicules diesel sont plus polluants que les véhicules à essence. Ce différentiel devrait être supprimé. De même, le taux réduit de TGI sur les *pick-up* double cabine instauré en novembre 2005 semble avoir eu un effet pervers sur la composition du parc et mériterait un réévaluation.

- L'instauration d'une taxe carbone

Si la N.-C. appliquait une taxe carbone de 30 euros par tonne de CO_2, comme elle est envisagée dans plusieurs pays européens, cela correspondrait à une taxe carbone de 9 et de 10 XPF, respectivement sur le litre d'essence et le litre de gazole. L'augmentation du prix de vente qui en résulterait, de l'ordre de 6 %, est à comparer à la forte fluctuation du prix qui a accompagné la flambée du prix du pétrole l'année dernière : en moins d'un an, de mai 2008 à mars 2009, le prix du gazole a d'abord augmenté de 33 XPF pour ensuite baisser de 52 XPF. Pour suivre le scénario européen, la taxe carbone calédonienne sur les carburants pourrait progressivement atteindre une trentaine de XPF à l'horizon 2030.

Suite

Ce montant doit-il être le même pour tous les combustibles fossiles ? Logiquement oui, c'est le principe et la justification même de la taxe carbone, mais il faut noter que cette taxe aurait pour effet de doubler le prix du charbon importé. On peut dès lors s'interroger sur l'impact d'une telle taxe sur l'industrie métallurgique et, au-delà, sur la balance commerciale de la N.-C. (mais une telle problématique dépasse l'ambition de notre contribution).

■ L'instauration d'une vignette automobile assise sur la consommation de carburant

Dans la plupart des pays de l'OCDE, il existe une taxe sur la possession de véhicules comme la défunte « vignette » et, presque partout, cette taxe a été modifiée plus ou moins récemment pour tenir compte de l'impact environnemental du véhicule (contribution à l'effet de serre et/ou à la pollution locale). Dans l'Union européenne, c'est même devenu une obligation à terme. La plupart des pays appliquent aussi une fiscalité à l'achat (ou un système bonus/malus) modulé directement ou indirectement selon la contribution potentielle du véhicule à l'effet de serre. La N.-C. devrait sans doute suivre cet exemple en restaurant la vignette automobile avec une grille de tarifs assise sur les rejets de CO_2 par km calquée sur des modèles européens.

Comme nous l'avons expliqué dans la fiche précédente, il nous paraît souhaitable que ces réformes fiscales soient précédées d'une évaluation d'impact sur les budgets des ménages pour s'assurer qu'elles seront supportables par les ménages les plus pauvres et mettre en place d'éventuels mécanismes de compensation.

Partie 1
La maîtrise de l'énergie : un enjeu majeur pour le développement durable de la Nouvelle-Calédonie et sa sécurité énergétique

Recommandation n° 5
Mettre en œuvre des propositions du PDU de Nouméa

Dissuader l'usage de l'automobile au moyen de taxes sur les carburants, et la multimotorisation des ménages au moyen de taxes sur la possession de véhicules, comme nous le recommandons dans la recommandation précédente, rencontrera d'autant moins de résistance que des solutions alternatives seront rendues plus attrayantes.

Les recommandations du Plan de déplacement de l'agglomération nouméenne (PDAN) vont dans ce sens en préconisant l'amélioration de la desserte en transports collectifs (fréquence, vitesse, extension du réseau), la création de pistes cyclables, etc. Mais il en faudra sans doute plus pour que des automobilistes consentent à laisser occasionnellement leur voiture au garage et se résolvent à utiliser les transports collectifs. Il faudra améliorer leur confort. Les projets de climatisation des autobus de Nouméa y contribueront certainement. Le bilan de cette opération en termes de rejets de gaz à effet de serre sera d'autant moins négatif qu'elle réussira à attirer vers les transports collectifs des personnes qui autrement se déplaceraient en voiture.

Il existe en N.-C. un secteur qui n'est peut-être pas utilisé au mieux de son potentiel, il s'agit des VLC (Véhicule de location avec chauffeur). Pour l'instant, leur marché est principalement constitué par le transport scolaire. En cela, les VLC contribuent à réduire l'usage de la voiture particulière car ils dispensent les parents d'avoir à conduire leur progéniture en voiture vers les écoles. Ils pourraient sans doute faire beaucoup plus car, contrairement aux taxis, leurs prix sont libres et sans doute proches de leurs coûts réels. Ces coûts pourraient baisser substantiellement en réduisant les temps morts entre les courses ce que permettent, à des prix maintenant très bas, les technologies combinées de l'informatique, de la localisation par GPS et des communications GPRS.

Dans la plupart des pays de l'OCDE ce secteur, qui se distingue de celui des taxis en cela qu'il ne peut répondre qu'à des commandes de courses passées par téléphone, est de plus en plus souvent sollicité pour offrir un service complémentaire à celui des transports collectifs de grande capacité, en particulier en

Suite

heure creuse, en zone de faible densité ou encore quand un meilleur confort est nécessaire de porte-à-porte. Il tient aussi une place centrale dans les « plans de déplacements d'entreprise », des systèmes par lesquels les entreprises incitent leurs employés à délaisser leur voiture quand ils viennent travailler.

Une étude spécifique pourrait être conduite pour examiner comment ces expériences de politiques de mobilité pourraient être acclimatées à la N.-C. en mettant à profit le potentiel des VLC.

Partie 1
La maîtrise de l'énergie : un enjeu majeur pour le développement durable de la Nouvelle-Calédonie et sa sécurité énergétique

Recommandation n° 6
Améliorer l'efficacité énergétique des procédés industriels

L'efficacité énergétique, et tout particulièrement quand il s'agit de la production d'électricité et des processus industriels, est très directement liée à la réduction des émissions de GES. La stratégie est donc de mettre une priorité sur une diminution du rapport tonnes de $CO_{2,émis}$/kWh_{utiles} dans les procédés de conversion (production d'électricité) et pour la fabrication du produit (Nickel).

Dans ce double objectif, les efforts pourraient porter sur :

■ **Une optimisation des procédés**
– Identifier et évaluer, grâce à des campagnes de mesures *in situ*, les pertes énergétiques et les gains potentiels d'efficacité énergétiques afin d'élaborer des bilans énergétiques et de carbone des grandes entreprises industrielles ; mettre en œuvre du matériel performant et optimisé.

– Intégrer et coupler les systèmes énergétiques (par exemple, centrale/usine ; fours/sécheurs/le produit/…).

– Utiliser des approches systémiques et des outils performants pour la conduite, le contrôle, la régulation et la gestion optimisée des procédés.

– Produire un bilan financier (économique) et environnemental (minimiser les émissions de polluants tels que les oxydes d'azote, de soufre, de particules, de suies) favorable. Considérer l'impact de ces nuisances sur la santé des ouvriers et des populations.

■ **Préparer à un captage et un stockage du CO_2** émis par les usines métallurgiques et la centrale (procédé de combustion adaptable à une capture du CO_2, réserver l'espace à proximité de la centrale).

■ **Valoriser les déchets de chaleur**, pour une utilisation extérieure à l'usine : énergie des fumées pour la climatisation ; création d'un réseau de transport et de distribution du froid (climatisation) dans la partie de l'agglomération de Nouméa ; transformation de biomasse en biocarburants…

Suite

En s'inspirant des décisions récentes d'industriels et des gouvernements européens présentées précédemment, le gouvernement calédonien pourrait se donner comme objectif d'imposer une réduction des émissions de CO_2 à l'horizon 2020 (des négociations bipartites peuvent être envisagées sur des procédés spécifiques). En conséquence, les industriels calédoniens devraient, comme il est tenté dans le monde, améliorer de 20 % l'efficacité énergétique de leur procédé (objectif affiché du plan climat), avant même la capture du carbone.

Ces évolutions technologiques conduiront à terme à une diminution des coûts de l'énergie dans le produit final, donc à une meilleure rentabilité, une économie pour le client et des empreintes économiques et environnementales améliorées.

Partie 1
La maîtrise de l'énergie : un enjeu majeur pour le développement durable de la Nouvelle-Calédonie et sa sécurité énergétique

Recommandation n° 7
Sensibiliser l'usager final (grand public, entreprise) aux enjeux énergétiques et climatiques et le convaincre de leur importance

L'usager final – grand public, entreprise – connaît mal sa consommation d'énergie et les implications qu'elle induit sur la collectivité et l'environnement. Faire partager au plus grand nombre les enjeux énergétiques et climatiques et l'intérêt des actions de maîtrise de l'énergie fait partie du premier socle de base d'une politique énergétique et environnementale. Dans le cadre du débat mondial sur la raréfaction des ressources fossiles d'énergie et de la concrétisation des premiers effets tangibles de l'effet de serre, on peut dire qu'il existe une réelle attente de messages clairs pour placer les usagers dans l'action plutôt que dans un stress synonyme d'impuissance. Les différents modes de communication peuvent être engagés : campagne grand public (par exemple, spot publicitaire), sensibilisation scolaire, faire connaître les incitations fiscales, organisation de séminaires et salons sur les économies d'énergies, campagne de sensibilisation à destinations de certains secteurs ou maître d'ouvrage, visites d'opération exemplaires, voyage d'étude…

Un deuxième niveau d'information consiste à aller au-delà des cordes sensibles du civisme (lutte contre l'effet de serre), du patriotisme (indépendance énergétique), pour se situer sur le terrain de la raison. Il s'agit de montrer, preuve à l'appui, que l'intérêt de la collectivité et celui du décideur final coïncident. L'exercice consiste à se placer sur le terrain économique et à démontrer l'intérêt des démarches ou solutions proposées pour le décideur. On distingue deux cas de figure :

- des solutions permettant des économies d'investissement (ou sans surinvestissement) et de fonctionnement (par exemple, conception bioclimatique liée à l'orientation, la forme du bâtiment, etc.) ;
- des solutions à moindre coût de fonctionnement, mais nécessitant un surinvestissement initial.

Dans le deuxième cas, plus fréquent, l'exercice consiste à démontrer l'intérêt économique en termes de coût global ou temps de retour. La difficulté surgit

Suite

lorsque l'investisseur et le futur usager ou gestionnaire (celui qui empoche les bénéfices de l'action) ne sont pas confondus.

Le mode de diffusion de ce type d'information utilise des canaux comme les fiches ou brochures permettant d'optimiser les choix techniques, argumentaire économico technique des bonnes pratiques, guide de conception, opérations de démonstrations, des émissions ou reportages thématiques audiovisuels.

Cette recommandation est complémentaire de la recommandation n° 8, p. 443, du chapitre : « Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ? ».

Partie 1
La maîtrise de l'énergie : un enjeu majeur pour le développement durable de la Nouvelle-Calédonie et sa sécurité énergétique

Recommandation n° 8
Réaliser des enquêtes qualitatives de type socio-anthropologique pour avoir une connaissance et une compréhension fine des discours et des pratiques des Néo-Calédoniens en matière d'énergie

Critères :

– étude indispensable pour une meilleure connaissance des pratiques et discours des Néo-Calédoniens en matière énergétique

– coût faible (les enquêtes socio-anthropologiques qualitatives ne sont pas très coûteuses)

Horizon : 2 ans

Le volet anthropologique de cette expertise a montré le manque crucial de connaissances sur les discours et les pratiques que les habitants de N.-C. ont en matière d'énergie. Il n'existe pas, à ce jour, d'enquêtes qualitatives portant sur les comportements des Néo-Calédoniens en matière énergétique, ni même sur les discours qu'ils peuvent tenir en matière d'économie d'énergie, d'énergies renouvelables, etc. Il serait donc tout à fait utile de lancer des enquêtes qualitatives, de type socioanthropologique, portant sur les comportements et les discours que les habitants de N.-C. ont en matière d'énergie. L'enquête devrait être menée auprès de différentes catégories de populations, selon leur situation socio-économique (niveau de revenu, niveau de diplôme) mais aussi selon leur localisation géographique (le centre de Nouméa, le Grand Nouméa, les habitants de la Province Nord (des bourgs comme Koné ou Pouembout, mais aussi des tribus), et les habitants des îles Loyauté.

Plutôt que de confier la réalisation d'une telle enquête à une seule personne, il pourrait être intéressant de constituer un groupe de travail, composé en partie d'étudiants du master Recherche de l'université de N.-C. (Espaces, Sociétés et Littératures des Mondes océaniens) qui pourraient mener les enquêtes sous l'encadrement de chercheurs de l'université de N.-C., du groupement de recherches « Nouvelle-Calédonie Enjeux sociaux contemporains » et de l'IRD de Nouméa.

Partie 2
Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie

Recommandation n° 1
Déployer plus largement la production d'électricité éolienne et photovoltaïque raccordée au réseau sur la Grande Terre

Critères : enjeux énergétiques, facilité de déploiement/coût

Horizon : moyen terme

En ce qui concerne la production d'électricité, notamment sur la Grande Terre où le réseau est déjà largement présent, nous préconisons un déploiement plus ambitieux des technologies éoliennes et photovoltaïques (sur les bâtiments et éventuellement sous forme de fermes centralisées).

Ces technologies sont relativement matures et leurs coûts, bien qu'encore élevés, sont soit les plus favorables soit les plus susceptibles de baisses significatives pour la production d'électricité d'origine renouvelable. Le coût du photovoltaïque va diminuer encore de façon importante ce qui, compte tenu de l'ensoleillement favorable et du coût de ces technologies, offre des perspectives de compétitivité intéressantes à moyen terme. Les perspectives de réduction de coût peuvent sembler moins favorables pour l'éolien, mais les coûts devraient également diminuer et la complémentarité temporelle avec le PV présente des opportunités intéressantes (à étudier). Le déploiement simultané des deux technologies est à envisager pour un mix énergétique diversifié.

Ce déploiement pourra nécessiter un renforcement du réseau électrique et certainement une meilleure optimisation de sa gestion pour tenir compte de ces apports intermittents : incitations tarifaires adaptées (effacement des pointes, tarifs heures de pointes/heures creuses…), une planification exploitant une prédiction météorologique avancée et de faire en sorte que toutes les informations de productivité et de production soient transmises par les exploitants de façon totalement transparente au gestionnaire du réseau.

Les recommandations n° 2 et 3 (p. 405 et 407) proposent respectivement des mesures à prendre dans ce sens et une évaluation des possibilités de stockage hydraulique gravitaire massif pour pallier l'intermittence de la production.

Suite

Enfin, pour atteindre des objectifs ambitieux de production d'électricité renouvelable nous recommandons l'adoption de tarifs d'achat appropriés. Si les tarifs d'achat utilisés en métropole peuvent servir de référence pour le PV, des tarifs spécifiques doivent être élaborés pour l'éolien compte tenu des coûts élevés de cette technologie en N.-C. Les tarifs d'achat doivent tenir compte de la double défiscalisation pour éviter les situations, possibles, de rente au producteur. De même, un dispositif de décroissance progressif doit être mis en place pour inciter à la baisse des coûts.

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Penser que le taux de pénétration de la production éolienne et/ou PV doit rester très limité (par exemple 10 ou 20 %). Notons que cette affirmation serait vraie si aucun effort n'était fait pour améliorer la gestion du réseau et/ou introduire des moyens de stockage.

Partie 2
Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie

Recommandation n° 2
Améliorer le système électrique pour permettre un plus grand déploiement de la production d'origine renouvelable intermittente

Critère : accompagnement de la recommandation n° 1, p. 403

Horizon : court/moyen terme

Un accroissement de la production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque (intermittente et non corrélée à la demande) pose des problèmes de stabilité des réseaux classiques dont le bon fonctionnement est fondé sur l'équilibre instantané production – consommation. En l'absence de moyens de stockage, si le taux de pénétration reste faible, la production intermittente d'électricité peut être traitée comme de la consommation négative. En N.-C., la puissance des systèmes de production intermittente représente déjà plus de 7 % de la puissance planifiable ; un développement massif de l'éolien et du PV nécessiterait la mise en œuvre de moyens spécifiques pour réaliser l'ajustement instantané offre – demande. Il est intéressant de noter, que compte tenu de l'arrêté du 23 avril 2008 de la République française, on considère aujourd'hui qu'au-delà d'un taux de 30 % d'origine intermittente, le stockage deviendra nécessaire notamment pour éviter les délestages de production que le gestionnaire réseau sera en droit d'opérer.

Les moyens à mettre en œuvre sont de différentes natures :

– Prévisions : de même que les profils de consommation font l'objet de prévisions liées aux activités humaines et à la météo, les profils de production intermittente doivent faire l'objet de prévisions fiables.

– Planification/gestion : amélioration de prévisions, meilleure communication entre les opérateurs et réglage optimal des moyens de production existants devraient permettre d'atteindre un taux de pénétration de l'ordre de 25 à 30 %. La valeur exacte du taux de pénétration ne peut être fournie avec précision sans une étude approfondie car elle dépend de nombreux paramètres.

– Foisonnement : mutualisation des productions pour bénéficier d'effets de foisonnement ; évaluer également la complémentarité éventuelle des productions éoliennes et photovoltaïques.

Suite

– Gestion de la demande : mettre en place des actions incitatives pour agir sur les profils de consommation, par exemple en incluant la possibilité de délester (moyennant des contrats spéciaux) durant les pointes, cela permettrait de pousser encore plus loin le taux de pénétration.

– Stockage : enfin, évaluer la possibilité d'implantation de moyens de stockage qui offriraient une souplesse beaucoup plus grande dans la gestion du réseau pour atteindre des taux de pénétration de tels moyens de production beaucoup plus élevés, très faiblement émetteurs de CO_2 et offrant une moindre dépendance. Le stockage hydraulique gravitaire constitue sans doute la technologie la mieux adaptée aux spécificités de la Grande Terre, en outre, c'est la technologie de loin la plus utilisée dans le monde.

En ce qui concerne les petites îles, des microréseaux de type photovoltaïques hybrides (avec groupe électrogène et stockage électrochimique) constituent des options intéressantes d'un point de vue technico-économique (cf. recommandation n° 7, p. 413).

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Penser que le taux de pénétration de la production intermittente doit rester très limité (par exemple, 10 ou 20 %).

Partie 2
Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie

Recommandation n° 3
Évaluer la possibilité de construire des centrales électriques de stockage par pompage

Critère : accompagnement de la recommandation n° 1, p. 403

Horizon : moyen/long terme

L'implantation de moyens de stockage massif augmenterait de façon significative la capacité du réseau à accepter un taux de pénétration élevé de production intermittente.

Nous préconisons d'étudier plus particulièrement le stockage hydraulique gravitaire car le relief de la N.-C. semble bien s'y prêter. La possibilité d'exploiter l'eau de mer dans le cas de systèmes situés en bord de mer pourrait permettre une économie d'investissement substantielle à condition que le bassin supérieur de stockage garantisse une totale étanchéité pour éviter des pollutions de l'eau douce et des écosystèmes. Il est également envisageable de tester d'autres solutions de stockage (électrochimique à circulation et sodium soufre), comme l'île de la Réunion l'a prévu actuellement.

Les stations de transferts d'énergie par pompage (STEP appelées également systèmes de stockage hydraulique gravitaire ou centrales de pompage-turbinage) constituent la technologie actuellement largement dominante dans les grandes puissances jusqu'à plusieurs GW. Les rendements sur cycle sont de l'ordre de 80 %. La contrainte majeure est liée à la nécessité de sites au relief adapté. Ces systèmes, malgré leurs grandes puissances, peuvent fonctionner aujourd'hui à vitesse variable ce qui permet d'ajuster la puissance finement et d'apporter une contribution de haut niveau à la stabilisation du réseau.

Récemment, le rapport de l'OPECST de mars 2009 (C. Bataille et C. Birraux) sur l'Évaluation de la stratégie de recherche en matière d'énergie rappelle la possibilité de construire de telles stations en mer en créant des atolls artificiels. Une digue s'élevant de 50 à 100 m au-dessus du niveau de la mer permettrait de stocker 2 à 8 GWh par km^2 pour des puissances possibles de plusieurs GW. Les technologies seraient disponibles et les coûts acceptables. Cela permet de penser que des STEP construites en bord de mer avec un relief important sur la

Suite

côte, permettraient de transférer l'eau de mer vers un bassin haut ce qui éviterait la construction du bassin supérieur. Bien sûr, il faudrait assurer une étanchéité suffisante pour éviter des infiltrations d'eau de mer dans les sols. Cette option pourrait être étudiée en N.-C. où les configurations semblent favorables.

Pour donner un ordre de grandeur des contraintes, un dénivelé de 100 m permettrait une capacité énergétique de stockage de 1 GWh (50 MW x 20 h) à condition de disposer d'un réservoir d'environ 4 millions de m^3 qui pourrait occuper une superficie de 40 ha sur une profondeur de 10 m. La puissance maximale dépend des groupes de pompage-turbinage et des sections de canalisation. Les coûts dépendent beaucoup du génie civil et il est difficile de donner des ordres de grandeur précis.

Nous recommandons d'étudier cette possibilité à la fois du point de vue technique, économique et foncier.

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Croire que l'électricité ne se stocke pas.

Partie 2
Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie

Recommandation n° 4
Évaluer les possibilités de valorisation de déchets méthanisables

Critère : indépendance énergétique/réduction des rejets de gaz à effet de serre

Horizon : moyen terme

Nous préconisons une évaluation du potentiel de valorisation des déchets (ordures ménagères, industries agro-alimentaires, abattoirs, boues de stations d'épuration…) pour la production de biogaz (méthane), en particulier dans les zones à forte densité de population comme Nouméa.

Les quantités d'énergie en jeu ne sont sans doute pas considérables, mais la récupération éventuelle du biogaz de centres d'enfouissement techniques peut permettre d'éviter le rejet d'un gaz à effet de serre à fort pouvoir radiatif.

Les industries agro-alimentaires, les stations d'épuration et des cultures spécifiques peuvent également produire du biogaz.

La valorisation de ce gaz sous forme de chaleur est la plus simple, mais elle suppose l'existence d'un besoin de chaleur à proximité du lieu de production (avec, éventuellement, des conduites de gaz vers quelques gros utilisateurs). On peut aussi l'utiliser pour la production d'électricité ou, après épuration, en tant que carburant.

Il faudrait donc :

– d'abord déterminer la taille du gisement, les possibilités de centralisation des déchets et de réalisations de co-digestions ;

– ensuite choisir la filière de valorisation la plus intéressante (chaleur, électricité ou carburant). Il faut pour cela notamment tenir compte des services après vente pour la maintenance des générateurs. Quand on dispose de suffisamment d'électricité peu émettrice de GES par ailleurs, comme en France et en Suède où la production d'électricité à base d'hydraulique et de nucléaire est élevée, mieux vaut valoriser le biogaz sous forme de carburant. En N.-C. la production d'électricité étant encore dominée par le charbon, toutes les options peuvent donc à priori rester ouvertes.

La valorisation du biogaz pour les transports suppose une flotte captive (par exemple, des bus de ville de Nouméa).

Partie 2
Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie

Recommandation n° 5
Évaluer le potentiel de production de biomasse ligno-cellulosique et son exploitation dans les centrales thermiques au charbon

Critère : coût/réduction des rejets de gaz à effet de serre

Horizon : court terme

La mobilisation de la biomasse ligno-cellulosique pour la production d'électricité est à étudier. La préparation du combustible est extrêmement simple et peu énergivore contrairement, par exemple, à la production de biocarburants. Les centrales électriques au charbon (les lits fluidisés circulant en particulier) peuvent absorber sans difficulté une proportion de combustible, par exemple de la biomasse ligno-cellulosique, avec un surcoût qui dépend essentiellement du coût de mobilisation de la ressource. Cette filière pourrait se révéler particulièrement intéressante en termes de réduction de la dépendance énergétique, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de création d'emplois.

La question de la ressource doit toutefois être examinée. On évoque, par exemple, des productivités de 16 MWh électriques par hectare, à propos de l'Acacia Mangium et l'Albiz(z)ia falcataria, qui forment la base des reboisements à croissance rapide à vocation papetière en Asie du Sud-Est. Mais on ne peut pas affirmer sans étude supplémentaire que les terrains miniers en N.-C. permettraient d'atteindre des rendements comparables. Il serait de fait imprudent de confondre la revégétalisation des terrains miniers avec des terrains destinés à produire des biomasses récoltables.

Pour avancer sur cette question de la ressource en biomasse pour l'énergie, nous proposons dans un premier temps que les informations disponibles et scientifiquement validées sur les potentialités de production de biomasses ligneuses ou herbacées (comme les Miscanthus) tenant compte des caractéristiques des sols, de la pluviométrie, etc. de la N.-C. soient rassemblées et rendues publiques.

Nous préconisons pour cela d'affecter du personnel de l'Institut agronomique calédonien à l'étude de cette question importante pour que soit réalisé un suivi historique des expérimentations déjà réalisées et de nouveaux essais en fonction

Suite

des sites où des productions de biomasses ligno-cellulosiques herbacées ou ligneuses pour l'énergie pourraient raisonnablement être envisagées.

Compte tenu de son importance potentielle, l'ensemble des conditions nécessaires à l'exploitation de cette ressource doit être examiné avec soin. Cette possibilité a déjà été étudiée par la SLN qui a estimé que le gisement calédonien était insuffisant et/ou insuffisamment organisé. Le rapport d'EEC nous conduit à insister sur l'intérêt d'apporter un regard nouveau à ce sujet.

- **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Penser que les difficultés organisationnelles constituent un blocage irrémédiable à l'exploitation de la biomasse.

Partie 2
Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie

Recommandation n° 6
Exploiter l'huile de coprah pour la production de biocarburant compatible avec les moteurs modernes

Dans les îles, la production d'huile de coprah a déjà été techniquement démontrée ainsi que sa combustion dans des groupes électrogènes diesel. Mais les nouveaux moteurs diesel à injection ne peuvent plus brûler directement de telles huiles. Aucun constructeur de moteur ne donne actuellement de garantie pour des utilisations d'huile brute.

John Deer (comm. pers. A. Riedacker) travaille actuellement en Allemagne à la mise au point d'un moteur de tracteur à huile brute. Sans ce type de moteur, il est nécessaire d'introduire une étape de transestérification pour obtenir un carburant compatible avec les moteurs modernes et leurs normes de rejets. Cette étape serait techniquement réalisable à l'échelle d'une île.

La faisabilité de cette filière dépend donc surtout de la garantie régulière de la fourniture de matière première et de sa viabilité économique. La durée limitée de notre expertise et le manque de connaissances des conditions sociales locales ne nous permettent pas d'apporter un avis définitif sur ces deux points.

En résumé, il nous semble que les conditions techniques sont réunies pour une exploitation de l'huile de coprah sous forme de carburant, ce qui présente un intérêt évident pour l'approvisionnement énergétique des îles. Toutefois, la connaissance du gisement techniquement mobilisable ne suffit pas, les conditions économiques et sociales de cette exploitation doivent être précisées et en particulier la volonté d'implication des acteurs locaux doit être réaffirmée avant d'envisager de développer ce type de filière.

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Penser que l'abandon de la filière coprah est la preuve de sa non-viabilité.

Partie 2
Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie

Recommandation n° 7
Évaluer la complémentarité éolienne photovoltaïque pour la réalisation de systèmes hybrides PV-éolien – groupe électrogène

Critère : approvisionnement énergétique des îles/coût

Horizon : moyen terme

En ce qui concerne les petites îles (N.-C. hors Grande Terre), des microréseaux de type photovoltaïques hybrides (avec groupe électrogène et stockage électrochimique) sont des options à considérer. En particulier pour les îles éloignées et lorsque la dynamique de demande reste faible (demande essentiellement centrée sur la consommation domestique), ils représentent un bon compromis technico-économique. Le coût de production de ces petits systèmes est élevé comparé aux moyens de production thermique de grande taille, mais le coût d'un raccordement sous-marin à la Grande Terre ne s'amortirait sans doute pas (en particulier dans un contexte d'augmentation future des coûts des combustibles traditionnels) et cette option serait source de risques de défaillances (rupture de câble). Par ailleurs, les systèmes alimentés par des sources locales et renouvelables permettent de réduire les coûts de l'approvisionnement en combustibles fossiles pour l'alimentation de groupes électrogènes de forte puissance. De tels systèmes hybrides peuvent être dimensionnés pour une très faible consommation de carburant des groupes électrogènes qui ne sont utilisés qu'en situation exceptionnelle (ensoleillement anormalement faible durant une durée imprévue, ou surconsommation imprévue ou défaillance).

Concrètement, un bilan approfondi de l'expérience internationale sur ce type de dispositif pour des conditions d'utilisation comparables (systèmes insulaires de petite taille, demande domestique ou petit tertiaire) est à réaliser. Si celui-ci est positif, des réalisations de démonstration doivent être envisagées pour déterminer non seulement les caractéristiques techniques optimales, mais également les modalités de fonctionnement et de maintenance. Au-delà, pour une diffusion plus large, les conditions de financement devront être examinées ; on observera que l'idée de prix garantis destinés à favoriser le développement des systèmes isolés de production d'électricité sur le mode des prix garantis utilisés

Suite

pour la production renouvelable centralisée apparaît dans certains pays (en Équateur, par exemple). Cette option pourrait être envisagée comme une alternative aux modes de subventions classiques apportés aux systèmes isolés pour faciliter l'extension ou le renforcement de l'électrification des zones insulaires isolées.

Enfin, le volet maintenance et entretien de tels systèmes est crucial. Nous préconisons d'étudier les modalités de maintenance, par exemple sur la base de ce qui se fait aujourd'hui sur les systèmes autonomes photovoltaïques par Enercal et dont le retour d'expérience semble très bon (qualité de service et performances en durée de vie).

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Penser que les microréseaux hybrides sont des solutions dépassées.

Partie 2
Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie

Recommandation n° 8
Évaluer le potentiel et la faisabilité de centrales solaires thermodynamiques à concentration

Critère : indépendance énergétique/réduction des émissions de gaz à effet de serre

Horizon : moyen/long terme

Les centrales solaires thermodynamiques à concentration peuvent constituer une voie de production d'électricité particulièrement attractive à moyen terme. Cette technologie, déjà relativement mature (centrales fonctionnant depuis plusieurs décennies et nombreuses constructions en cours), n'exploite que la part directe du rayonnement solaire, elle nécessite donc des sites bien exposés.

Nous suggérons tout d'abord une recherche de sites privilégiés en termes d'insolation directe disponible sur le territoire (superficies nécessaires de l'ordre de 1 ha par MW pour une productivité comprise entre 3 et 5 GWh/ha). L'un des avantages majeurs de ces usines de production d'électricité réside dans la possibilité de réaliser un stockage intermédiaire de chaleur qui permet un certain découplage entre la production électrique et le rayonnement solaire, et offre la possibilité de produire de l'électricité la nuit. L'insertion dans le réseau pourrait être grandement facilitée. Enfin, la taille des unités actuellement en construction dans le monde est bien compatible avec les exigences du réseau de la Grande Terre.

Plusieurs technologies sont disponibles (centrales à tour, à miroirs cylindro-paraboliques…) ; il est nécessaire de comparer ces différentes technologies dans le contexte néo-calédonien afin de déterminer la plus appropriée.

Les coûts de cette technologie sont encore élevés, mais les projets de développement en cours ou prévus dans différentes régions du monde laissent envisager une baisse significative au cours des prochaines années. Par ailleurs, le potentiel de développement important de cette technologie en Australie ouvre peut-être des possibilités de coopération régionale à considérer.

La Grande Terre pourrait accueillir sur son réseau une telle centrale. Nous recommandons une étude technico-économique pour évaluer les coûts, la productivité et la technologie la mieux adaptée aux spécificités locales.

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Rappelons que la production photovoltaïque n'est pas la seule solution de production d'électricité d'origine solaire.

Partie 2
Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie

Recommandation n° 9
Réaliser un atlas des ressources énergétiques

Critère : nécessité pour optimiser le déploiement des nouveaux moyens de production d'énergie (électrique et biomasse)

Horizon : court/moyen terme

L'équilibre du déploiement photovoltaïque et éolien et le dimensionnement de systèmes hybrides (PV éolien + éventuellement groupe électrogène) pourraient être mieux optimisés avec une meilleure connaissance des ressources en rayonnement solaire et vent sur l'ensemble du territoire. Pour cela, il serait utile de rassembler les données existantes et de lancer des campagnes d'acquisition supplémentaires.

L'exploitation des moyens de production thermodynamique solaire à concentration, dont la maturité et le potentiel de performances économiques nous semblent suffisamment élevés, nécessite une bonne connaissance des parts diffuse et directe du rayonnement solaire. Nous recommandons d'effectuer des relevés de rayonnement, au minimum sur un an, sur des sites potentiellement disponibles, pour installer de telles usines, et réputés pour leur rayonnement direct plus élevé.

Pour les déchets méthanisables (d'industries agro-alimentaires, de déchets ménagers de cantines, issus de cultures, d'élevages porcins, etc.), nous recommandons une évaluation du potentiel, notamment pour des applications centralisées.

En ce qui concerne la biomasse ligno-cellulosique, notamment les arbres et autres plantes à croissance rapide, il existerait un certain potentiel technique. Nous préconisons de l'évaluer au cas par cas notamment en fonction des types de terrain (contraintes foncières, rentabilité pour les propriétaires de terrains, volontés de réaliser des plantations avec des contrats d'approvisionnement à long terme avec des prix indexés, etc.). Cf. également la recommandation n° 5, p. 410.

L'énergie thermique des mers représentant une solution intéressante sur le long terme et plusieurs programmes redémarrant actuellement (par exemple, à la Réunion), nous suggérons d'effectuer des relevés de profils de température jusqu'à des profondeurs d'environ 1 000 m en différents sites.

Selon les coûts et les choix qui devront être opérés, on peut également recommander de compléter les campagnes de mesure déjà effectuées sur les ressources de la houle sachant que les technologies de houlogénération atteindront leur maturité sans doute dans 10 à 20 ans.

Partie 2
Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie

Recommandation n° 10
Effectuer une veille technologique sur les moyens de capture de CO_2 et de production d'énergie à partir de micro-organismes (micro-algues)

Critère : veille technologique sur filière à potentiel élevé

Horizon : long terme

La diversité et la faculté d'adaptation des micro-algues et cyanobactéries à des conditions environnementales diverses et parfois hostiles leur confèrent un intérêt important comme organismes capables d'assimiler le carbone inorganique tel que le CO_2 atmosphérique, pour le transformer, grâce à de la lumière, en matière organique et en dégageant de l'oxygène. L'intérêt est donc double : stockage de CO_2 et source de combustible.

Des études, encore embryonnaires et encore à l'état de recherche à long terme, tentent de lever les nombreux verrous scientifiques et technologiques existants et d'effectuer une analyse complète de cycle de vie.

Dans l'état actuel de la technologie, la croissance de ces micro-organismes peut être maîtrisée avec des conditions de culture adaptées : soleil, très importante surface d'exposition (bassins ouverts ou tubes), apport de CO_2 en proportion adéquate localisé à proximité d'un lieu d'émission. La N.-C. possède donc des atouts certains pour s'équiper en photobioréacteurs adaptés à l'assimilation du dioxyde de carbone inorganique.

La production de biocarburants à partir de ces algues est toutefois plus complexe. On pourrait cependant envisager de les méthaniser, puis épurer le gaz produit. Mais cette filière n'est pas à l'heure actuelle suffisamment attrayante sur le plan économique.

La production d'huiles végétales est plus complexe. La sélection des variétés d'algues ou la mise au point de micro-organismes génétiquement modifiées, le pompage des eaux, leur séchage, l'extraction et le traitement des graisses ou la récupération de l'hydrogène produit, sont des technologies non matures et encore très mal connues.

Les algues constituent probablement, à moyen ou long terme, une des solutions pour la capture du CO_2. Il faut impérativement insérer la réflexion dans le contexte de la biodiversité spécifique de la N.-C.

Suite

Les atouts de la N.-C. sont donc certains (ensoleillement, espaces…), les avancées sur cette technologie non mature doivent être suivies.

Par conséquent, vu le potentiel à long terme de cette voie aux applications multiples (production d'énergie et capture de CO_2), nous recommandons une veille technologique active.

Partie 3
Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie

Recommandation n° 1
Créer un pôle technique de maîtrise de l'énergie et des émissions de GES

Critère : faciliter la préparation de propositions pour la maîtrise des consommations d'énergie et des émissions de GES, en relation avec les choix politiques à retenir par le gouvernement de la N.-C.

Cette recommandation concerne les quatre premières parties et notamment les choix que pourrait faire la N.-C. sur le plan de l'énergie et des émissions de GES. Pour la maîtrise des émissions de GES, il va de soi qu'on ne peut se limiter aux secteurs de l'énergie et des forêts.

Cette cellule devra actualiser les divers inventaires de consommations d'énergie et d'émissions de GES de la N.-C.

Ce pôle devrait aussi pouvoir servir de point focal pour toutes les questions techniques concernant l'énergie et le climat, et suivre les négociations internationales.

L'adaptation aux changements climatiques pourrait être traitée par ailleurs, par exemple au niveau des Provinces, en instituant des concertations entre ce pôle et les entités chargées de l'adaptation.

Après les chocs pétroliers, la plupart des pays et régions se sont dotés d'agences de maîtrise de l'énergie. Leur champ s'est maintenant élargi à la maîtrise des émissions de GES.

Ce pôle devra évidemment avoir une bonne connaissance tout à la fois des contraintes et des possibilités locales, et du processus de négociations des accords pour la réduction des émissions mondiales de GES dans le cadre des Nations unies.

C'est sur la base du travail de ce pôle que le gouvernement de la N.-C. pourra arrêter ses choix. Ce pôle devra donc être capable de formuler des demandes d'expertises plus précises plus ponctuelles, rédiger ou corédiger des cahiers des charges pour des études ponctuelles comme, par exemple, l'utilisation de bois importé pour substituer une partie du charbon importé, cf. recommandation n° 3, p. 423.

Suite

Il devra ensuite hiérarchiser, pour et avec les décideurs, les actions à entreprendre en fonctions des coûts des actions et de leurs impacts (balance commerciale, sécurité énergétique, réduction des émissions de GES), des capacités techniques locales (entreprises, services après-vente, artisans, etc.), des contraintes et opportunités sociales et économiques de la N.-C. Les résultats des expertises extérieures (comme la présente expertise de l'IRD ou celle du ministère de l'Agriculture et de la Pêche sur les forêts) devront être pris en compte et passés en revue au travers du prisme local. Il est donc essentiel que cette cellule accumule de l'information et des compétences *à long terme* sur toutes ces questions.

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Se passer de la création d'une telle cellule en se fondant seulement sur des expertises extérieures.

Partie 3
Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie

Recommandation n° 2
Réduire les émissions de GES ne provenant pas des énergies fossiles (CFC et leurs substituts, méthane, etc.)

Critère : réduire les émissions de GES autres que celles CO_2 résultant des économies d'énergies et des énergies renouvelables

Ces GES ont un potentiel de réchauffement bien plus important que celui du CO_2 et ne permettent en général pas d'économiser directement de l'énergie fossile.

• Si les émissions de CFC répertoriés sous le protocole de Montréal diminuent, celles de leurs substituts en revanche augmentent, comme le montrent les inventaires du Citepa. Ces substituts sont répertoriés sous la convention climat et ont également un très fort potentiel de réchauffement.

• Le méthane. L'effet radiatif des émissions mondiales de GES devra être divisé par 2 d'ici à 2050. pour stabiliser le climat. Or, le pouvoir de réchauffement relatif du méthane par rapport au CO_2 est plus important à l'horizon de 50 ans que de 100 ans. Réduire ces émissions de méthane devient donc plus important. Mais celles-ci sont actuellement mal recensées (cf. également « Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie », p. 193). La priorité serait donc d'éliminer le méthane des décharges en brûlant le gaz en torchère dès que possible, et en le valorisant quand cela se justifiera économiquement ce qui sera le cas notamment quand la taxe sur les GES sera suffisamment élevée. Pour l'élevage, il s'agirait de bien nourrir les animaux pour réduire les émissions par kg de lait et de viande et également d'augmenter la charge du bétail par hectare.

Il semble y avoir peu d'émissions de SF6 et de N20 d'origine industrielle.

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Penser que l'élimination des effets des fluorocarbures sera réglée via le protocole de Montréal.

Penser que réduire les productions locales de lait et de viande, en important ces denrées, réduira les émissions mondiales de méthane des fermentations entériques.

Suite

Considérer seulement les productions de bioénergie sans tenir compte des productions agricoles et des changements d'utilisation des terres.

■ **Commentaires**

La maîtrise de l'énergie permet de réduire les consommations d'électricité (CO_2 du charbon) et de carburant (CO_2 du fioul), cf. « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie », p. 115. Les recommandations concernant les réductions de CO_2 des usines métallurgiques provenant de l'amélioration des techniques permettent en même temps de réduire les consommations d'énergie, donc d'obtenir des gains au niveau de la balance commerciale ainsi que pour l'utilisateur, certes avec des temps de retour pour les investissements plus ou moins longs.

Les variations d'émissions de GES, et en particulier de CO_2, provenant des espaces ruraux (stockage en forêts, agriculture, terrains miniers, productions de biomasse pour l'énergie, etc.) sont considérées dans la recommandation 3.

La substitution du charbon, dans les usines métallurgiques par des biomasses importées et complétées par des biomasses locales, est traitée dans la recommandation n° 4, p. 425.

Le stockage géologique du CO_2 qui ne génère pas d'économie d'énergie fossile (au contraire il augmente les consommations) est dans la recommandation n° 5, p. 427.

Toutes les considérations et recommandations concernant l'insertion de la N.-C. dans la stabilisation du climat via la Convention cadre des Nations unies sur le changement climatique et les instruments qui en dérivent (protocole de Kyoto, de Copenhague, etc.) figurent en revanche dans « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie », p. 281.

Partie 3
Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie

Recommandation n° 3
Créer un pôle néo-calédonien sur la valorisation des espaces agricoles et forestiers et des biomasses alimentaires et non alimentaires

Critère : exigences de la convention sur le changement climatique et du protocole de Kyoto, production de biomasses ou stockage de carbone

1. Déterminer les émissions nettes de CO_2 et d'autres GES d'origine anthropique résultant de l'utilisation et des changements d'utilisation des terres, sous la Convention climat d'une part, et sous le protocole de Kyoto et un éventuel protocole post-Kyoto, d'autre part.

On découpera l'espace conformément aux articles 3.3 et 3.4 du protocole de Kyoto et d'un éventuel protocole post Kyoto, afin de quantifier les crédits et les débits de GES attribuables aux différents territoires, cela en tenant compte des périmètres considérés suivant les engagements, soit avec la France, soit en tant qu'entité à part, selon les choix locaux.

2. Constituer un pôle néo-calédonien se consacrant à la production et à la valorisation des biomasses alimentaires et non alimentaires d'origine agricole et forestière. Celui-ci pourrait par exemple être appuyé et piloté par l'IAC, et prendre en considération simultanément les aspects économiques, sociaux et environnementaux de ces productions et établir des scénarios prospectifs d'utilisation des terres en N.-C.

3. Réduire les émissions nettes de GES, soit en augmentant les stocks de carbone dans l'espace rural, soit en produisant plus de biomasses pour l'énergie. Cela implique d'avoir un suivi des changements d'utilisation des terres et de faire régulièrement des mesures pour déterminer notamment les variations de stocks de carbone.

Pour améliorer les bilans de GES, il est par ailleurs recommandé de réellement mobiliser 3 ou 4 chercheurs locaux, sans doute de l'IAC, pour effectuer des recherches et des essais dans les domaines suivants :

• Étude des possibilités réelles de production de biomasses ligneuses ou herbacées à des fins de productions énergétiques : en recensant les résultats déjà obtenus, y compris les échecs, et les validant scientifiquement, etc. ; en installant

Suite

de nouvelles parcelles d'essais, tenant compte des résultats déjà obtenus, des potentialités de production ligneuses ou herbacées et des récoltes en considérant les projets locaux d'utilisation des terres. Ce qui suppose d'étudier cet aspect, et d'avoir une vision claire sur les priorités (plus d'autonome sur le plan énergétique, ou sur le plan alimentaire ou pour la fourniture de bois d'œuvre) ou augmenter les stocks de carbone en forêt (sous réserve que l'on puisse raisonnablement protéger ces stocks).

• Mise au point des méthodes peu onéreuses de « regonflages » de la végétation forestière, avec des techniques à mettre au point pour les conditions locales et avec les essences locales. On pourra certes s'inspirer d'expériences réalisées ailleurs, mais ne pas faire l'économie de recherches et d'expérimentations locales.

• Préservation des stocks de carbone des forêts en limitant les feux (un programme de recherches sur les feux a déjà été engagé avec l'ANR avec des équipes de la N.-C.). Il convient également de sensibiliser le grand public sur l'importance de la préservation des stocks de carbone.

Cela implique de mieux mobiliser tout à la fois les services forestiers et les recherches agronomiques et forestières et d'y affecter des moyens humains et matériels appropriés.

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Seulement s'intéresser à l'accroissement des stocks de carbone dans la végétation notamment dans les forêts, et penser que ceux-ci pourraient largement compenser les émissions provenant de la production de nickel ou que l'on peut indéfiniment augmenter les stocks de carbone en forêt.

Penser pouvoir obtenir des augmentations importantes de stocks sur terrains miniers.

■ **Commentaire**

Un début de travail a été engagé avec le ministère français de l'Agriculture et de la Pêche. Mais les éléments recueillis à ce stade sont encore très insuffisants pour répondre aux exigences de la Convention et surtout du protocole de Kyoto.

Partie 3
Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie

Recommandation n° 4
Lancer une étude de préfaisabilité sur les possibilités d'importation de bois, complétée en partie par des biomasses locales, pour remplacer du charbon importé

Critère : réduction des émissions de CO_2 des grandes chaufferies en substituant partiellement du charbon et du pétrole par des biomasses

La production de nickel et d'électricité à partir du charbon est très intensive en CO_2 par tonne de nickel ou par MWh.

Le bois et les biomasses renouvelées permettent de réduire les émissions de GES et en particulier quand ils sont utilisés pour remplacer du charbon.

Il y a un surcoût par rapport au charbon, mais pour des centrales électriques et les grosses chaufferies, ce surcoût est compensé dès que la tonne de CO_2 atteint une valeur suffisante comme, par exemple, sur le marché des droits d'émissions européens en 2008.

Il est à noter que les émissions de GES résultant du transport du bois par bateau sont en général faibles. Il faut donc identifier des possibilités de récolte à proximité des ports des pays voisins (Nouvelle-Zélande, Papouasie-Nouvelle-Guinée, etc.) ou même dans des pays plus lointains.

Il faut aussi :

– étudier la possibilité de passer des contrats d'approvisionnement à long terme avec d'éventuels pays fournisseurs ;

– envisager la logistique (réserver de la place pour le stockage, le conditionnement et éventuellement le reconditionnement des biomasses importées et des biomasses locales, modes de déchargement des navires et des transferts des biomasses vers la chaufferie, etc.) ;

– étudier les modifications techniques des installations (de nombreuses installations peuvent utiliser jusqu'à 20 % de biomasses avec du charbon sans nécessiter de trop grandes modifications).

Il conviendra de déterminer la meilleure forme de transport des biomasses (branchages et résidus compactés, copeaux, granulés, etc.).

Suite

Il convient d'envisager deux étapes :

– une première étape, en principe applicable dès maintenant, qui ne viserait qu'une substitution partielle du charbon pour réduire les émissions de GES ;

– une seconde étape applicable sans doute seulement après 2020, lorsque le captage et le stockage de CO_2 seront réalisables, afin d'obtenir des émissions négatives de CO_2.

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Penser que les émissions résultant du transport du bois par bateau vont annuler tous les gains qui pourraient résulter la substitution du charbon par des biomasses.

Faire dépendre la première étape de la faisabilité du stockage géologique.

■ **Commentaire**

L'utilisation des biomasses à la place du charbon peut compléter les réductions d'émissions que l'on peut obtenir en améliorant les procès au niveau des usines (cf. les recommandations, p. 187, dans « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie »), puis ultérieurement le stockage géologique du CO_2 (cf. recommandation n° 5, p. 427).

Partie 3
Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie

Recommandation n° 5
Développer les recherches sur le stockage géologique du CO_2 émis par les grandes installations, notamment dans les roches de la Nouvelle-Calédonie

Critère : il s'agit ici d'un programme important, mais à plus long terme : sans la mise au point et la mise en œuvre du stockage géologique du CO_2 on ne pourra pas stabiliser le climat d'ici à 2050

Dans tous les cas il faut donc penser à réserver dès maintenant des aires pour installer des systèmes de captage du CO_2 dans les usines et dans les centrales électriques.

Si les systèmes peuvent être couplés avec des utilisations des biomasses, avec substitution de charbon, il faut également penser à réserver dès maintenant de la place pour le stockage des biomasses (cf. recommandation n° 3, p. 423)

La N.-C. pourra profiter des progrès technologiques qui seront réalisés dans le monde pour le captage du CO_2 dans les usines.

Il faut ensuite envisager l'évacuation du CO_2. Si le stockage ne pouvait s'effectuer en Nouvelle- Calédonie, il faudrait le transporter par bateau vers des sites à l'étranger, peut-être vers l'Australie.

La filière complète pourrait devenir économiquement acceptable après 2020.

Le substrat géologique de la N.-C. paraît particulièrement favorable pour expérimenter des filières originales de stockage dans les péridotites. Cela demande encore des recherches et des mises au point, y compris pour abaisser les coûts de stockages qui ne pourront pas être effectués ailleurs.

À l'heure actuelle, on ne sait pas, en effet, quelles sont les filières qui seront les plus prometteuses, les plus fiables et les moins onéreuses. Il est donc important de recommander la mise en place et l'amplification des recherches non seulement pour réussir le stockage dans ces roches, mais encore pour le réaliser à bas coût et, si possible, éviter de transporter le CO_2 vers l'étranger.

Suite

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Penser que les recherches sur le stockage faites ailleurs seront suffisantes (la situation est différente pour le captage).

■ **Commentaire**

Des recherches ont déjà commencé notamment avec l'Université, l'ANR et les industriels du nickel. Mais cet effort est à poursuivre en s'intéressant plus particulièrement aux péridotites.

Partie 4
L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie

Recommandation n° 1
Structurer un pôle de compétence local sur le contexte régional dans les domaines de l'énergie et du climat

Critères :

– mesure à faible coût tirant le meilleur parti des compétences existantes

– suivi indispensable pour une action à moyen et long termes

Pour éclairer les décisions prises dans le domaine de l'énergie, il convient de s'appuyer sur une connaissance accumulée, systématique et suivie dans le temps de l'évolution des principaux partenaires régionaux. Il est nécessaire de suivre aussi bien l'évolution des principales puissances régionales que des petits États insulaires et d'aborder les dimensions de l'énergie, des activités minières et des émissions de GES.

À l'heure actuelle, ces évolutions sont peu étudiées de façon distanciée. Il existe en particulier un déficit sur l'étude des politiques publiques et des stratégies des acteurs économiques.

Pour cela, l'université de N.-C. et les organismes de recherche comme l'IRD peuvent être sollicités pour structurer un pôle de connaissance.

■ **Commentaire**

Ce travail pourrait aussi servir à appuyer davantage les actions considérées dans la recommandation n° 5, p. 439, de la partie « Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ? ».

Partie 4
L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie

Recommandation n° 2
Envisager toutes les options d'insertion de la Nouvelle-Calédonie dans les négociations sur le climat

Critère : des décisions doivent être prises à court terme dans un contexte complexe et avec des conséquences importantes pour la N.-C

La N.-C. n'est pour le moment pas concernée par le protocole de Kyoto, alors qu'en raison de l'activité du nickel, le pays est fortement émetteur de GES.

La position des États de la région est en train d'évoluer, avec en particulier la décision de l'Australie de ratifier le protocole de Kyoto. Par ailleurs, les petits États insulaires se sentent particulièrement menacés par le changement climatique.

Le gouvernement de la N.-C. ne peut ignorer ces enjeux et doit envisager les différentes possibilités d'insertion dans les négociations sur le climat en dialogue avec les partenaires locaux.

Trois scénarios principaux sont envisagés : la N.-C. pourrait s'aligner sur les positions françaises, elle pourrait négocier avec la France des quotas spécifiques, elle pourrait enfin avoir sa propre position.

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Maintenir un *statu quo* non explicité : celui-ci n'est pas tenable. Il risque de conduire à des tensions avec les autres États de la région et/ou à des accusations de dumping climatique à cause de la transformation du minerai de nickel.

■ **Commentaires**

Il est important de souligner que le mode de calcul des émissions par habitant ne convient pas pour les petits États insulaires ayant des activités industrielles ou minières comme, par exemple, l'Islande ou le Groenland.

Ne pas expliciter ce point compliquerait les actions évoquées dans la recommandation n° 3, p. 431.

Partie 4
L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie

Recommandation n° 3
Construire une action internationale forte et cohérente avec la diplomatie française dans le domaine énergie et climat

Critère : action à moyen terme qui doit être cohérente avec les autres orientations proposées

La N.-C. participe avec la France à différents forums régionaux et il existe des coopérations bilatérales.

En s'appuyant sur l'existant, il est possible de renforcer les actions proposées dans les autres recommandations en particulier dans les domaines de la recherche et de l'éducation ; du développement de technologies innovantes pour la production et le stockage d'énergie, de la capture et du stockage du CO_2.

La N.-C. peut ainsi proposer ses propres efforts et expériences aux petits États insulaires.

Avec l'Australie, des coopérations multiples peuvent être envisagées, associant des acteurs de N.-C. et de France métropolitaine, en particulier dans le stockage du CO_2.

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

S'en remettre à la seule diplomatie française.

Oublier de souligner les spécificités et l'inadéquation, pour des petits États insulaires ayant une activité industrielle, des calculs des émissions de GES par habitant ne prenant en compte que les émissions sur le territoire considéré.

■ **Commentaires**

Voir également les autres recommandations, notamment des trois premières parties, pour la maîtrise de l'énergie et les réductions d'émissions de GES.

Partie 4
L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie

Recommandation n° 4
Renforcer la sécurité énergétique dans le cadre régional

Critère : renforcer la sécurité énergétique

La sécurité des approvisionnements énergétiques gagne à être envisagée régionalement puisque les pays voisins et particulièrement l'Australie se trouvent dans une situation comparable à celle de la N.-C. pour les hydrocarbures, c'est-à-dire la nécessité d'importer des produits pétroliers.

Les pays émergents du Pacifique Sud organisent leur réflexion sur la sécurité énergétique et la gestion de crise dans le cadre de l'Apec (Asia Pacific Economic Cooperation). La N.-C. aurait intérêt à participer à ces forums.

Dans le cas de problèmes d'approvisionnements en produits pétroliers la gestion concertée des réserves stratégiques avec les pays voisins pourrait être avantageuse. La N.-C. devrait également s'assurer du niveau de ses stocks et envisager de les augmenter pour s'aligner avec les recommandations de stockage de l'AIE (90 jours).

La sécurité des approvisionnements en charbon paraît pouvoir être garantie par les mécanismes de marché et les stratégies des entreprises privées.

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Compter sur le développement de l'extraction d'hydrocarbures en N.-C. pour assurer la sécurité énergétique par la production locale.

Partie 5
Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ?

Recommandation n° 1
Mettre en route un processus de définition d'une politique de l'énergie et du climat

Critères de priorité : organiser le travail de la suite de l'expertise, pour une politique de l'énergie et du climat, et donner un cadre aux initiatives des différents acteurs.

■ Mettre en route un processus de définition d'une politique de l'énergie associée à celle du climat :

– mobilisant une expertise structurée, la plus locale possible, s'appuyant sur les résultats de la présente expertise collégiale, et complétée par des études plus précises sur les points qui le méritent, selon les orientations principales et les objectifs généraux retenus ;

– avec un pilotage légitime par une autorité publique ;

– associant les acteurs concernés, au sein d'un Comité d'orientation.

La structuration de **l'expertise** sur Climat et GES peut se faire par l'organisation d'un pôle technique (cf. recommandation « Créer un pôle technique de maîtrise de l'énergie et des émissions de GES », p. 419). L'expertise de l'administration, des opérateurs, des bureaux d'études et de l'Université sont à prendre en compte.

C'est à une autorité administrative de **piloter le processus**, soit un service comme la Dimenc renforcée et légitimée dans le domaine du climat, soit une autorité autonome sous forme d'une agence, mise en place à l'image de certains pays. Le lien avec le pilotage des politiques de l'agriculture et de la forêt est indispensable.

L'association des **acteurs concernés** : opérateurs, collectivités entreprises, autorités coutumières… est une nécessité.

■ Transformer les conclusions du processus de définition d'une politique de l'énergie et contribuant à la protection du climat par une délibération du Congrès.

Suite

En ce qui concerne particulièrement l'énergie, la loi de programmation de la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, dans son article 49, prévoit des orientations énergétiques pour la N.-C. Celle-ci peut s'appuyer sur ces orientations et/ou en définir de nouvelles, cet article n'étant pas impératif pour ce qui la concerne, dans ce domaine transféré.

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

L'expertise ne fournit pas un plan d'action, mais des éléments pour. Le bon usage d'une expertise collégiale suppose qu'elle soit prolongée dans un tel processus : les experts ne peuvent intégrer tous les éléments que les acteurs maîtrisent en N.-C.

Partie 5
Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ?

Recommandation n° 2
Lancer la définition d'un Plan climat territorial pour chaque Province, pour le Grand Nouméa et la zone VKP (Voh-Koné-Pouembout)

Critères de priorité :

– instrument de clarification de l'action

– le Grand Nouméa représente les consommations énergétiques les plus fortes par l'habitat, le tertiaire, l'industrie et les transports

Les plans territoriaux énergie – climat sont l'un des instruments privilégiés par la France pour la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. L'article 56 prévoit pour les départements et collectivités d'outre-mer d'« engager, dans le même temps, un programme de maîtrise des consommations, qui se traduira par l'adoption, dès 2012, d'un plan énergie-climat dans chaque collectivité territoriale ».

Pour la N.-C., le Grand Nouméa représente un enjeu essentiel du point de vue des consommations énergétiques, domestiques, industrielles et des transports, en incluant en particulier la dimension urbanistique. Mettre en œuvre un plan énergie-climat territorial, pour lequel il existe une méthodologie ADEME (*Construire et mettre en œuvre un plan Climat territorial, guide méthodologique*, ADEME, avril 2009) et des retours d'expérience en métropole (Nantes, Grenoble, entre autres), présenterait trois avantages principaux :

– faire un bilan précis des sources d'émissions de CO_2 et de consommation d'énergie à une échelle fine (par exemple, les écoles, les bâtiments publics et les administrations, les entreprises de transport, etc.) et par conséquent améliorer la connaissance de l'énergie ;

– impliquer un grand nombre d'acteurs et susciter un débat public (presse, télévision, etc.) sur le sujet ;

– fournir un cadre cohérent de diagnostic et d'actions. Dans le cas de VKP, en plein développement cela s'impose aussi.

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Penser qu'un plan énergie-climat pour la N.-C. remplacerait un plan énergie-climat local (provincial et par agglomération) : ces derniers appellent une analyse plus fine des situations, et impliquent des moyens d'action spécifiques.

Partie 5
Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ?

Recommandation n° 3
Inscrire les productions de biomasse non alimentaires dans des politiques de développement pour réduire la dépendance de la Nouvelle-Calédonie en matière alimentaire, forestière et énergétique, tout en contribuant à la réduction des émissions mondiales de GES

Critères de priorité : l'autonomie alimentaire, l'autonomie énergétique, l'accroissement des productions de biomasses et de la réduction des émissions de GES sont étroitement interdépendants.

Horizon : moyen terme

Orientations pour une politique alimentaire et forestière qui inclut les enjeux énergétiques

1. Pour les biomasses des surfaces actuellement boisées

– Améliorer *les dessertes permettant la récolte des biomasses*. Lorsque l'on considère les forêts, il faut que les biomasses produites soient récoltables. À défaut, on peut seulement envisager d'augmenter les stocks de carbone en laissant les arbres en forêt. Dans tous les cas cela suppose qu'on protège les stocks de carbone par une bonne *politique de maîtrise des feux de forêts*.

– Quand les biomasses forestières sont récoltables, on peut envisager d'augmenter les récoltes à conditions de mettre en place *des politiques de reboisement* pour reconstituer les stocks et renouveler la production. Cela suppose que les propriétaires soient motivés, notamment sur le plan financier, obtiennent des garanties de débouchés suffisamment rémunérateurs et acceptent de passer *des contrats de livraisons de biomasses à long terme* avec des entreprises utilisatrices (industries et Enercal) qui feront les investissements pour utiliser les biomasses produites. À défaut, mieux vaut récolter seulement du bois d'œuvre qui sera converti dans une scierie (demandant moins d'investissement qu'une chaufferie) et dont la rémunération pour le propriétaire forestier est actuellement supérieure à la valorisation énergétique des biomasses. Avec un prix de la tonne de CO_2 plus élevé, la situation pourrait néanmoins changer.

Suite

2. Pour les productions de biomasses sur des terres agricoles

Celles-ci peuvent entrer en concurrence avec les productions alimentaires. Selon les priorités (alimentaires, énergétiques, réductions des émissions de GES) définies localement on pourra décider soit d'augmenter les productions agricoles par hectare (via des rendements et des charges en animaux par ha plus élevées), soit les productions non alimentaires. Dans ce dernier cas, la problématique est similaire à la production de bois, sauf qu'en général les productions alimentaires rapportent davantage et plus vite que les productions ligno-cellulosiques.

Pour le climat, il faut déterminer ce qui est le plus intéressant pour le climat mondial (et pas seulement sur le bilan local) et mettre en place des politiques cohérentes à long terme.

Des experts extérieurs à la N.-C. ne peuvent aborder cette question dans toutes ses dimensions.

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Si l'on considère les conflits possibles dans l'utilisation d'un territoire limité, il faut comparer, dans l'objectif d'amélioration du climat mondial :

– une augmentation des productions de biomasses pour l'énergie sur le territoire de la N.-C. ;

– l'importation de produits alimentaires et de bois d'œuvre.

Il ne faut pas croire qu'augmenter la biomasse pour l'énergie soit nécessairement plus vertueux : l'importation, si elle réduit l'émission de GES sur son territoire, est responsable, par la consommation, d'émissions de GES ailleurs…

Croire qu'en reboisant des terrains miniers on obtiendra une production élevée de biomasse.

■ **Commentaires**

Les comptabilités sous le protocole de Kyoto compliquent encore cette approche. Mais on peut espérer qu'après 2012 on obtiendra une approche plus satisfaisante.

Partie 5
Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ?

Recommandation n° 4
Engager un travail de clarification des responsabilités des acteurs publics sur l'environnement et les impacts sur le climat : il s'agit de construire une répartition des compétences adaptée à ces nouveaux enjeux

Critère de priorité : après la définition des orientations et objectifs (recommandations n° 1 et 2), il faut organiser la cohérence des acteurs

Horizon : court terme

Engager au plus vite un travail de clarification des responsabilités des acteurs publics sur l'environnement et les impacts sur le climat : il s'agit de construire une répartition des compétences adaptée à ces nouveaux enjeux. Cela pourrait conduire à une modification de la loi fondamentale.

Deux écueils existent dans ce domaine : la confusion des responsabilités et le manque de moyens. Ces écueils sont bien connus et analysés depuis des années en N.-C. (cf. récemment l'atelier 6 de la NC2025 qui développe toutes les difficultés et met en avant ses richesses, ainsi que ses atouts).

Les principes – qui restent à travailler – devraient en être les suivants :

– réorganisation des compétences environnementales afin d'attribuer des compétences au niveau de la N.-C., notamment pour tout ce qui concerne le climat mais aussi pour permettre une action coordonnée et harmonisée au niveau de l'ensemble du territoire dans tous les domaines ;

– introduction d'une modification dans la LO de 99 qui précise les modalités de coordination des compétences en matière environnementale entre les 4 niveaux de collectivités (État, N.-C., Provinces et communes), avec l'avis d'un Comité *ad hoc* qui intègre des représentants des 4 niveaux ;

– permettre l'édiction des lois de pays dans le domaine de l'environnement ;

harmonisation de la réglementation à l'échelle de la N.-C ;

– détermination d'un chef de file pour chaque sous-domaine qui guidera les autres ;

– renforcement des moyens humains et financiers (absolument nécessaires pour que les choses avancent dans le domaine).

■ **Fausse piste ou « fausse bonne idée »**

Ne rien faire.

Partie 5
Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ?

Recommandation n° 5
Définir les priorités des actions de maîtrise de l'énergie, de développement des ENR et de réduction des émissions en introduisant les critères de coût et de terme d'impacts

Critère de priorité : il s'agit de travailler les priorités à donner aux différentes actions des parties précédentes

Horizon : court terme

Nous recommandons qu'un travail spécifique soit effectué en complément de la présente expertise qui viserait à établir un ordre de priorité parmi l'ensemble des actions proposées. Ce travail devra reprendre les recommandations faites et les ordonner en fonction de critères d'évaluation à élaborer devant refléter la diversité des préoccupations des acteurs en N.-C.

Dans le cadre de l'expertise, un premier classement a été opéré pour tenter d'indiquer, au-delà d'une première analyse essentiellement sectorielle, des priorités transversales. Ce travail s'est appuyé sur des critères indicatifs de gisement d'économie ou de production d'énergie, et de réduction des émissions de GES (importance de la ressource) et de coûts (coût du kWh ou de la tonne économisée).

Avec ces deux critères, certaines actions sont à considérer en priorité, notamment :

1. La maîtrise de l'énergie dans l'industrie.
2. La maîtrise de l'énergie dans les secteurs domestique et tertiaire (éclairage, électroménager…).
3. Un système de bonus-malus pour les véhicules.
3. L'extension des chauffe-eaux solaires.
4. L'utilisation de la biomasse dans l'industrie.
5. La réglementation thermique dans l'habitat.

…/…

Mais ces deux critères ne sont pas les seuls à considérer pour établir un ordre de mérite parmi l'ensemble des pistes proposées par l'expertise. Le travail à réaliser devra donc réexaminer les options proposées en introduisant des dimensions complémentaires pour aboutir à une liste d'actions prioritaires plus définitive.

Partie 5
Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ?

Recommandation n° 6
Soutenir les filières industrielles et de service liées à la production d'énergie et à la maîtrise de l'énergie, adaptées à la dimension de la Nouvelle-Calédonie : la formation aux métiers, l'action économique en faveur des entreprises, l'accès à un potentiel de R&D adapté

Critère de priorité : il s'agit là d'une proposition structurante, mais à long terme

1. Formation des acteurs dans le bâtiment

L'efficacité énergétique n'est pas qu'une question de techniques et de technologies : sa mise en œuvre nécessite des professionnels sensibilisés et bien formés.

Il y a des compétences à développer, à destination des responsables urbains, des maîtres d'œuvre et des entreprises.

En particulier :

- *Échelle urbaine* – se faire épauler par des conseils environnementaux formés à l'Analyse environnementale urbaine (AEU) et capable de simuler les impacts climatiques (vent, soleil) ;
- *Bâtiments neufs* – programmation et assistance à maîtrise d'ouvrage ;
- *Bâtiments existants* – audit énergétique pour optimiser les interventions et échafauder les meilleurs scénarios énergétiques et environnementaux de réhabilitation.

L'offre de formation existante dans ce domaine, aussi bien pour la formation initiale que pour la formation professionnelle continue, reste actuellement très déficitaire.

La HQE est un bon angle d'attaque pour réactualiser les pratiques. On peut tirer parti de deux expériences : Qualiclim en Guyane et Opticlim à la Réunion.

2. Action économique

Tirer parti des activités des organismes comme Oséo-Anvar, ou l'AFD. La N.-C. peut aussi accéder aux aides à la création d'entreprises innovantes.

Suite

3. Accès à un potentiel de R&D sur les sujets clés à travers plusieurs voies :

– veille sur les technologies, leur économie et leurs impacts, du niveau de cette expertise collégiale ;

– participation à des programmes de recherche non spécifique (industrie…) ;

– proposer la N.-C. comme terrain de recherche (stockage géologique du CO_2…) ;

– mettre des moyens en N.-C. sur 3 thématiques : habitat en contexte tropical ; organisation des réseaux électriques avec forte proportion d'ENR ; production de biomasse en pays tropical développé.

Bien prendre en compte les forces, mais aussi les limites des compétences actuellement rassemblées dans l'Université et dans les entreprises ou bureaux d'études.

Partie 5
Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ?

Recommandation n° 7
S'appuyer sur les instruments économiques ou réglementaires pour mettre en œuvre une politique énergétique en Nouvelle-Calédonie

Critère de priorité : indispensable pour la mise en œuvre d'objectifs pour l'énergie, en relation avec la recommandation n° 4, p. 438

Horizon : court et moyen termes

Les instruments tarifaires, fiscaux et réglementaires et leur déclinaison pour ce qui concerne la maîtrise de l'énergie (bâtiment, transport et industrie) et la production de nouvelles sources d'énergie (pour le climat, cf. « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie », p. 281) mobilisables sont :

1. Le signal tarifaire reflétant les coûts :

– suppression des écarts de fiscalité entre le diesel et l'essence, et réduction progressive des subventions dont bénéficient certaines catégories d'usagers ;

– intégration dans le signal tarifaire d'une composante « valeur du carbone » ;

– mise en place d'incitations économiques pour soutenir des filières ou technologies émergentes.

2. Dispositifs d'étiquetage énergétique

– pour l'électroménager performant ;

– dans le domaine des transports, affichage énergétique pour les véhicules, éventuellement associé à un dispositif de bonus-malus.

3. Pour les sources d'énergie

– adoption d'un dispositif de prix garantis assorti d'une obligation d'achat par le distributeur, et modulation des tarifs pour soutenir en priorité certaines filières ;

– aides complémentaires à l'investissement.

Les problèmes de raccordement au réseau qui doivent faire l'objet d'actions spécifiques (réglementation).

Pour la production d'eau chaude sanitaire solaire, l'expérience internationale suggère également les pistes à suivre pour soutenir le développement de la filière : incitation, puis généralisation par la réglementation.

La définition d'objectifs pour chacun de ces thèmes doit être accompagnée d'un dispositif de monitoring.

Partie 5
Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ?

Recommandation n° 8
Engager un programme d'actions, d'éducation et de sensibilisation pour un changement des pratiques

Critère de priorité : il s'agit d'une action structurante à long terme, mais qui doit être lancée aussi tôt que possible

La responsabilisation en matière d'énergie des citoyens consommateurs, parfois producteurs, passe par une indispensable étape de compréhension des notions associées. Les principales notions qui nécessitent d'être comprises concernent notamment :

- les définitions de l'énergie et de la puissance ;
- la réalité des ressources énergétiques ;
- et les impacts environnementaux associés à la consommation d'énergie, notamment les émissions de gaz à effet de serre.

Nous préconisons pour cela des formations à différents niveaux et pour différents publics.

Une première étape pourrait être la formation de formateurs et/ou conférenciers, les enseignants constituant sans doute le public le plus à même de devenir formateurs. Sa mise en place est sans doute l'étape la plus délicate car il faut trouver les bons mécanismes d'incitation et les formateurs initiaux (ADEME, autres personnes compétentes en N.-C. : à recenser).

Un appel à candidature pourrait être lancé à l'initiative du vice-rectorat de la N.-C.

Les programmes scolaires pourraient dès lors intégrer de façon modeste une formation à l'énergie. Une initiative métropolitaine parmi d'autres est citée dans la version complète du rapport.

Concernant les publics adultes, des conférences grand public et des expositions animées par des personnes compétentes (personnels ADEME, autres…) constituent sans doute la meilleure approche.

Annexes

Gérald CORTOT
Membre du gouvernement chargé des transports terrestres et maritimes, de la sécurité routière, des infrastructures, de l'énergie, de la météorologie, du schéma d'aménagement et de développement de la Nouvelle-Calédonie

Tel : (687) **24 65 91** Fax : (687) **24 66 26**

CS08.3166 - 0134 /DIMENC - BM

Nouméa, le 17 JUIN 2008

Monsieur le Directeur,

J'ai l'honneur d'accuser réception de votre devis relatif à l'expertise collégiale sur l'énergie

Par la présente, je vous signifie mon accord pour la réalisation de cette expertise collégiale sur l'énergie.

L'atelier initial, prévu par vos services en juillet 2008, permettra de réunir les membres du CTME ainsi que toute personne qualifiée dont les compétences peuvent éclairer les travaux du comité afin de finaliser le cahier des charges de l'expertise collégiale.

Le service énergie de la Direction de l'industrie des mines et de l'énergie (DIMENC) se tient à votre disposition pour toute information complémentaire

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Directeur, l'expression de ma parfaite considération.

Gérald CORTOT

Monsieur Fabrice COLIN
Directeur du centre IRD
de Nouméa
Délégué de l'IRD
pour le Pacifique Sud

Cahier des charges de l'expertise collégiale

Introduction : contexte de la saisine

La Nouvelle-Calédonie, collectivité territoriale d'outre-mer à statut particulier, est confrontée à l'enjeu de la dépendance énergétique et de la maîtrise de l'énergie. Dans sa région Pacifique sud et face à la croissance continue de la consommation d'énergie observée sur son territoire, elle doit être à même de connaître avec précision les déterminants de son développement en matière d'énergie, sur un plan tant technologique qu'économique, institutionnel et réglementaire. Une attention particulière doit, en outre, être portée aux questions de l'accès équitable à l'énergie et du coût de l'énergie.

De nombreux pays ont mis en place ou travaillent actuellement à la mise en place de mesures portant sur l'efficacité énergétique, les technologies nouvelles relatives aux énergies renouvelables et la réduction des gaz à effet de serre (GES). Il convient donc aujourd'hui d'identifier les stratégies et les outils les plus prometteurs en ces domaines, qui seront le cas échéant adaptés au territoire aux horizons 2020 et 2030.

Conformément à l'article 211 de la loi organique qui la régit, la Nouvelle-Calédonie élabore son Schéma d'aménagement et de développement pour 2025 dans un calendrier défini devant se conclure fin 2009. Un volet « énergie » y sera développé, probablement sous la forme d'un Schéma distinct. Des décisions importantes ont été prises pour la production d'énergie : trois usines sont programmées, chacune associée à une importante activité minière, sans que la Nouvelle Calédonie soit intégrée dans l'annexe 1 du protocole de Kyoto. Un plan pluriannuel d'investissements pour la production électrique (PPIPE) a été élaboré pour l'horizon 2015 et est actuellement soumis à l'approbation du Congrès. Un observatoire de l'énergie est, par ailleurs, en cours de création.

Dans le même temps, la Nouvelle-Calédonie assume de hautes ambitions environnementales, marquées notamment par le récent classement de la barrière de corail au patrimoine mondial de l'humanité.

Dans ce contexte, le Gouvernement de la Nouvelle-Calédonie a exprimé, par le biais du Comité territorial pour la maîtrise de l'énergie (CTME), le besoin de disposer d'un tableau complet des connaissances scientifiques qui permettra de définir la politique de l'énergie du Pays et de hiérarchiser les priorités de l'action des collectivités en ce domaine.

Il a décidé, pour ce faire, de solliciter l'Institut de recherche pour le développement (IRD) pour la réalisation d'une expertise collégiale.

L'expertise collégiale à l'IRD

L'IRD assure, au titre de ses missions, la réalisation d'expertises collégiales. Outil original de transfert des connaissances scientifiques vers la sphère des dirigeants et décideurs, l'expertise collégiale permet de réaliser, à la demande d'un ou plusieurs commanditaires, une analyse scientifique pluridisciplinaire sur un sujet déterminé à partir d'une revue complète de l'état de la connaissance scientifique.

L'expertise collégiale peut donc constituer une aide précieuse à la prise de décision en matière de politiques publiques.

L'expertise collégiale telle que conçue et mise en œuvre à l'IRD relève d'un modèle méthodologique spécifique, certifié ISO 9001.

L'IRD a examiné et donné suite à la demande adressée à lui par le Gouvernement de la Nouvelle-Calédonie, au vu des trois critères principaux habituellement retenus :

– identification claire de la volonté d'action du demandeur et des processus décisionnels en cours (rappelés ci-dessus) ;

– caractère central et indispensable de la connaissance scientifique pour la conduite des politiques publiques concernées ;

– existence d'une littérature, notamment scientifique, suffisante sur le sujet.

L'expertise collégiale est conduite par un collège d'experts pluridisciplinaire recrutés pour leur compétence individuelle de chercheur et leur connaissance avérée de la question abordée, sous la responsabilité de la coordination scientifique et de son président. Elle est suivie par ailleurs par un comité de pilotage, composé des représentants du commanditaire et de ses éventuels partenaires, qui est régulièrement informé de l'avancement des travaux.

Titre de l'expertise collégiale

Le titre retenu pour la présente expertise collégiale est : « L'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie » (sigle : EDNC).

Lignes directrices de l'expertise collégiale

Cinq grands axes thématiques complémentaires ont été retenus pour la présente expertise collégiale, à l'issue de l'atelier initial organisé à Nouméa du 15 au 17 octobre 2008 en présence de l'ensemble des acteurs locaux du secteur de l'énergie. Ils constituent en eux-mêmes les lignes directrices données à l'expertise :

1. La maîtrise de l'énergie
2. Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie
3. La réduction des GES et les moyens de compensation
4. La géopolitique de l'énergie et la coopération régionale
5. La gouvernance de l'énergie en Nouvelle-Calédonie

Liste des questions traitées par l'expertise collégiale

La liste détaillée des questions soumises à l'expertise collégiale est ordonnée selon le plan qui suit :

1	**La maîtrise de l'énergie**	**Coordonnatrice : Elsa Faugère**
1.1.1	Comment adapter à la Nouvelle-Calédonie les connaissances contribuant à : – la maîtrise de la demande d'énergie dans le bâtiment (réduction des besoins à confort égal) – l'efficacité énergétique des équipements (climatisation, ventilation, eau chaude, éclairage, appareils domestiques, appareils bureautiques, auxiliaires, gestion technique...) par la mise en œuvre des meilleures techniques disponibles adaptées au contexte calédonien. Un accent particulier sera porté sur la climatisation : maîtrise des apports climatiques par l'architecture, utilisation de l'énergie solaire pour refroidir, exploitation de la mer comme source froide... Quelle démarche spécifique pour développer l'usage des éco-matériaux et écoproduits (labels, certifications...) ? Quels signaux possibles (tarifaire, réglementaire, fiscal) pour conforter la maîtrise de l'énergie ?	**Mohamed Abdesselam**
1.1.2	Le potentiel d'efficacité énergétique des systèmes industriels, et la valorisation des déchets de chaleur	**Jean Michel Most**
1.2.1	Comment aborder et positionner dans la problématique générale la question des transports (de personnes, marchandises et minerais) en Nouvelle-Calédonie ?	**Richard Darbera**
1.2.2	Quels impacts possibles du signal tarifaire, réglementaire, ou fiscal pour les transports ?	**Richard Darbera**
1.3	Quels sont les discours et les pratiques actuels des différents acteurs vis-à-vis de l'énergie en Nouvelle-Calédonie ? Peuvent-ils évoluer ? Que sait-on des facteurs de différenciation sociale et culturelle ?	**Elsa Faugère**
1.4	Méthodologies d'évaluation des dispositifs repérés : gains potentiels, évaluation environnementale	**Mohamed Abdesselam, Richard Darbera**

2	**Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie** **Coordonnateur : Bernard MULTON**
2.1	Quelles nouvelles technologies mobiliser pour la Nouvelle-Calédonie ?
2.1.1	Technologies de production : **Bernard MULTON** – énergie des mers (thermique, courants, houle) – énergie solaire de concentration, production de froid (cf. 1.1 bâtiments), solaire thermique, éolien, photovoltaïque **Jean Michel MOST** – valorisation directe de la biomasse (co-combustible), les biocarburants (carburant de 1è et 2è génération, production algale de graisse ou hydrogène), valorisation des déchets (biogaz)… – petites centrales nucléaires *Expert associé CEA*
2.1.2	Technologies de stockage de l'énergie – hydraulique, piles, filière hydrogène – chaleur et froid Gestion des réseaux électriques avec raccordement des ENR **Bernard MULTON**
2.2.1	Que sait-on de ces nouvelles technologies sous l'angle de leur économie, de l'impact sur l'emploi, de l'évaluation environnementale et bilan CO2 ? Quelles solutions adaptées au cas des îles ? **Philippe MENANTEAU**
2.2.2	Quelle faisabilité pour les filières envisagées compte-tenu des contraintes liées à l'occupation du territoire ? **Arthur RIEDACKER**
2.3	Comment le contexte réglementaire influence-t-il le développement des ENR : typologie des solutions tarifaires et fiscales, systèmes d'aide, différenciations tarifaires **Philippe MENANTEAU,** avec **Richard DARBERA** pour les agrobiocarburants
2.4.1	Les données de milieux sont-elles rassemblées ou non (ensoleillement, vents, courants, thermique des mers…), quels dispositifs d'observation ? *Christophe Menkes (expert associé IRD),* mouvements de l'océan et de l'atmosphère dans le Pacifique
2.4.2	Quelles filières expérimenter en Nouvelle-Calédonie ? Partagé entre les experts, **coordonnés par Bernard MULTON**

3 Les moyens de réduction des émissions de GES
Coordonnateur : Arthur RIEDACKER

3.1 Captage et stockage du CO_2*
– quelles sont les technologies de captage de CO2, existantes ou en recherche ?
– comment la Nouvelle Calédonie pourrait-elle tirer parti de son contexte géologique en matière de programmes de recherche et d'expérimentation sur les technologies de stockage du CO_2
(ne pas oublier les autres gaz à effet de serre (méthane, fluides frigorigènes…) ?
Jean Michel MOST, Patrice BABY

3.2 Forêts et émissions de GES

3.2.1 Variations des stocks de carbone dans l'espace rural
– par boisements (reboisements, végétalisation des sites Miniers…) et déboisements
– dans les forêts existantes par suite des gestions forestières et hors espace rural
– dans les constructions, via l'utilisation du bois

3.2.2 Utilisations éventuelles de biomasses forestières pour substituer des combustibles fossiles, notamment du charbon.
Examen des possibilités futures de couplage de ces substitutions avec la séquestration géologique dans le cas de sites fortement émetteurs de CO_2 (industries, centrales électriques)

3.2.3 Quels outils d'évaluation du stock ?
Pierre COUTERON et Arthur RIEDACKER,
avec des contacts Cirad Forêts Montpellier (Olivier Hamel)
et Institut agronomique calédonien Nouméa

3.3 Aspects économiques de la réduction des émissions nettes de GES (CO_2 et autres gaz) :
comparaison des potentialités et des coûts des différentes options présentées dans les axes 1, 2 et 3, principalement à moyen et long terme
Arthur RIEDACKER, Philippe MENANTEAU

4 La géopolitique de l'énergie et du climat, la coopération régionale — **Coordonnateur : Sébastien VELUT**

4.1 Quels scénarios d'approvisionnement en combustibles fossiles et comment peuvent-ils affecter la sécurité énergétique ? Que sait-on de la géologie de la zone, en termes de ressources énergétiques ? — **Sébastien VELUT, avec Patrice BABY**

4.2 Explorer toutes les dimensions de la coopération régionale énergétique : échange d'expériences et de compétences, négociations d'accès aux ressources — **Sébastien VELUT, Yves LE BARS**

4.3.1 Quels scénarios possibles d'insertion de la Nouvelle-Calédonie dans la dynamique internationale de la convention des Nations-Unies pour le climat, en intégrant en particulier la valeur du CO_2 émis, les contraintes et les bénéfices ; réduction et compensation ; présentation de cas voisins — **Arthur RIEDACKER**

4.3.2 Analyse juridique des obligations internationales attachées à ces scénarios et de leur impact sur la gouvernance — **Laetitia GRAMMATICO**

5 La gouvernance de l'énergie en Nouvelle-Calédonie Conclusions — **Coordonnateurs : Yves LE BARS et Sébastien VELUT**

5.1 Quelle concrétisation, dans le contexte spécifique de la Nouvelle-Calédonie, des options sur l'énergie au regard :

5.1.1 de l'aménagement du territoire — **Richard DARBERA**

5.1.2 de la problématique foncière — **Elsa FAUGERE**

5.1.3 des dispositifs tarifaires, réglementaires, fiscaux souhaitables visant à la maîtrise de l'énergie, au développement de nouvelles énergies et à la réduction des impacts environnementaux ? — **Philippe MENANTEAU avec Richard DARBERA**

5.1.4 de constitution de filières d'entreprises : formation, amorçage… — **Mohamed ABDESSELAM**

5.1.5 d'éducation à l'environnement et de sensibilisation aux éco-gestes en matière d'énergie, pour un changement de pratiques ? — **Bernard MULTON**

5.2	Quelles responsabilités peuvent être assurées par les différents acteurs (communes, provinces, congrès, gouvernement, Etat, producteurs, concessionnaires…) : formes de régulation, de coordination et de mutualisation	**Laetitia GRAMMATICO**
5.3	Quels axes de recherche privilégier dans le prolongement de l'expertise ?	Partagé entre les experts

ANNEXE 3

Présentation du collège des experts

Mohamed Abdesselam
Directeur de la société Solener
Société Solener
48, rue Gustave Nadaud
59000 Lille
mohamed.abdesselam@solener.fr

Patrice Baby
Directeur de recherche
IRD
LMTG
14, avenue Edouard Belin
31400 Toulouse
patrice.baby@ird.fr

Pierre Couteron
Directeur de recherche
IRD
UMR Amap, Cirad Montpellier
Bd de la Lironde
TA A-51/ P 52
34398 Montpellier cedex 5
pierre.couteron@ird.fr

Richard Darbéra
Chargé de recherche
CNRS
École nationale des Ponts et Chaussées
Cité Descartes
77455 Marne la Vallée
darbera@enpc.fr

Elsa Faugère
Chargée de recherche
Inra
Ecodéveloppement site Agroparc
84914 Avignon
faugere@avignon.inra.fr

Laëtitia Grammatico
Responsable juridique
CEA – Agence Iter France
laetitia.grammatico@cea.fr

Yves Le Bars
Ingénieur général honoraire Génie rural eaux et forêts
Société YLB Conseils
YLB Conseils
47, avenue Léon Blum
92160 Antony
ylb.conseils@orange.fr

Philippe Menanteau
Ingénieur de recherche
CNRS/Université de Grenoble
LEPII
BP 47
38040 Grenoble cedex 9
philippe.menanteau@upmf-grenoble.fr

Jean-Michel Most
Directeur de recherche
CNRS
Ensma
Laboratoire de combustion et de détonique
1, avenue Clément Ader
BP 40109
86961 Futuroscope cedex
jean-michel.most@lcd.ensma.fr

Bernard MULTON
Professeur des universités
ENS Cachan
Satie – CNRS
Campus de Ker Lann
Avenue Robert Schuman
35170 Bruz
bernard.multon@bretagne.ens-cachan.fr

Arthur RIEDACKER
Directeur de recherche
Inra
91, bis avenue Georges Gosnat
94200 Ivry
a.riedacker@wanadoo.fr

Sébastien VELUT
Professeur des universités
Université de Paris-3 Sorbonne nouvelle
Institut des hautes études d'Amérique latine
Directeur adjoint
Centre de recherche et de documentation sur l'Amérique latine
28, rue Saint-Guillaume
75007 Paris
Sebastien.velut@univ-paris3.fr

Présentation du comité de suivi

Constitué pour délivrer aux deux commanditaires de l'expertise collégiale (Gouvernement de la Nouvelle-Calédonie, Représentation territoriale de l'ADEME en Nouvelle-Calédonie) une information régulière et recueillir leurs observations en relation étroite avec l'évolution des travaux du collège des experts, le comité de suivi a été réuni à cinq reprises. Le directeur du Département expertise et valorisation, Stéphane Raud, ainsi que le représentant de l'IRD en Nouvelle-Calédonie, Fabrice Colin, ont animé ces réunions. Yves Le Bars, président du collège des experts, a été convié à l'ensemble de ces réunions.

Lors de sa dernière réunion, le 16 décembre 2009, le comité a donné acte de la remise du rapport final.

À l'initiative des commanditaires qui ont souhaité associer au suivi de l'expertise collégiale les diverses parties prenantes en Nouvelle-Calédonie, le comité était composé ainsi qu'il suit :

Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME)
Véronique Reix
Représentante territoriale de l'ADEME
101, promenade Roger Laroque
BP C5
98844 Nouméa cedex
Veronique.reix@ademe.fr

Association des maires de Nouvelle-Calédonie
Daniel Fisdiepas
Président
Centre ville 32, rue Galliéni
98800 Nouméa cedex
BP 4018
98846 Nouméa cedex
amnc@amnc.asso.nc

Association française des maires de Nouvelle-Calédonie
Yves Magnier
Représentant le président
Plum 3804 route du Sud
98809 Mont-Dore
ydmagnier@lagoon.nc

Congrès de la Nouvelle-Calédonie
J.-L. d'Anglebermes, puis **Christine Goyetche**
Chargée des questions relatives à la recherche
cgoyetche@congres.nc

Conseil économique et social (CES)
Robert Lamarque
Président
BP 4766
98847 Nouméa cedex
ces@gouv.nc

Direction de l'industrie, des mines et de l'énergie de Nouvelle-Calédonie (Dimenc)
Adeline Fabre, puis **Aurélien Louis**
Directeur
BP 465
98845 Nouméa cedex
Aurelien.louis@gouv.nc

Électricité et eau de Nouvelle-Calédonie (EEC)
Yves Morault
Directeur général délégué
BP F3
98848 Nouméa cedex
eec@eec.nc

Société néo-calédonienne d'énergie (Enercal)
Jean Begaud
Directeur général
87, avenue du Général de Gaulle
BP C1
98848 Nouméa cedex
jbegaud@canl.nc

Ensemble pour la planète (EPLP)
Benjamin Vives, puis **Martine Cornaille**
Présidente
BP 2357
98846 Noumea cedex
cornaille@mls.nc

Gouvernement de la Nouvelle-Calédonie
Gérald Cortot, membre du gouvernement, en charge de l'énergie
puis **Philippe Gomes**, président du gouvernement,
en charge des mines, de l'énergie et du transport aérien international,
et des questions relatives aux transferts de compétences et à la recherche
Artillerie 8 route des artifices
BP M2
98849 Nouméa cedex

Gouvernement de la Nouvelle-Calédonie
Service de l'aménagement et de la planification
Roger Kerjouan
Chef de service
Immeuble Jacques Lékawé
14, rue Georges Clémenceau
BP M2
98849 Nouméa cedex
sap@gouv.nc

Province des Iles Loyauté
Jacques Wamalo
Secrétaire général
BP 50
Wé 98820 Lifou
wamalo@loyalty.nc

Province Nord
Laurent Lebrun
Directeur - Direction du développement économique
BP 41
98860 Koné
presidence@province-nord.nc

Province Sud
Serge Newland
Secrétaire général
BP L1
98849 Nouméa cedex
cabinet@province-sud.nc

Société d'Équipement de la Nouvelle-Calédonie
Aude Elandaloussi
Chargée d'études
BP 2517
98846 Nouméa cedex
aude.elandaloussi@secal.nc

Sénat coutumier
Ambroise Doumai
Président
BP 1059
98845 Nouméa cedex
senat-coutumier@gouv.nc

Synergie
Barbara Vlaeminck
Présidente
Syndicat des professionnels des énergies renouvelables
36, rue Jules Calimbre
98800 Nouméa cedex
b.vlaeminck@srp-nc.com

Société de services pétroliers (SSP)
Philippe Nicolet
Directeur général
BP L2
98849 Nouméa cedex
pnicolet@pacificpetrole.com

Société Le Nickel (SLN)
Maurice Verne, puis **Frédéric Ferret**
Société Le Nickel
BP E5
98848 Nouméa cedex
m.verne@eramet-sln.nc

Union Fédérale des consommateurs - Que Choisir Nouvelle-Calédonie
Laurent Tourette, chargé de la cellule environnement à l'UFC-Que Choisir, représentant le président **Michel Davarend**
BP 2357
98846 Nouméa cedex
nouvellecaledonie@ufc-quechoisir.org

Vice-rectorat de la Nouvelle-Calédonie
B. Masson
Enseignant, représentant M. le Vice-recteur
BP G4
98848 Nouméa cedex
Vanessa.Calvet@ac-noumea.nc

Abréviations

ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AEE	Agence pour les économies d'énergie
AEU	Analyse environnementale urbaine
AIE	Agence internationale de l'énergie
ANR	Agence nationale de la recherche
ANU	*Australian National University*
Apec	*Asia Pacific Economic Cooperation*
Asean	*Association of South East Asian Nations*
BBC	Bâtiment basse consommation
BCA	*Building code of Australia*
BREEAM	*Building Research Establishment's Environmental Assessment Method*
CCNUCC	Convention cadre des Nations unies sur le changement climatique
CCS	*Carbone dioxide Capture and Storage*
CEE	Certificat d'économie d'énergie
CER	*Certified Emission Reductions*
Cesi	Chauffe-eau solaire individuel
CFC	Chlorofluorocarbones
Citepa	Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique
CNDP	Commission nationale du débat public

CNRS	Centre national de la recherche scientifique
CNRT	Centre national de recherche technique
CO2CRC	*Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies*
CPS	Commission du Pacifique sud
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSIRO	*Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation* (en Australie)
CSP	*Concentrated Solar Power*
CTME	Comité territorial pour la maîtrise de l'énergie
Dafe	Direction du service d'État de l'agriculture, de la forêt et de l'environnement
DDEE	Direction du développement économique et de l'environnement
DDR	Direction du développement rural
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
Dimenc	Direction de l'industrie, des mines et de l'énergie en Nouvelle-Calédonie
Dreal	Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement
DTSI	Direction des technologies et services de l'information
ECS solaire	Eau chaude sanitaire solaire
EER	Coefficient d'efficacité frigorifique
EESI	Efficacité énergétique des systèmes industriels
EMHV	Esters méthyliques d'huiles végétales
ENR	Énergies renouvelables
ETM	Énergie thermique des mers
F CFP	Franc Pacifique

FCME	Fonds de concours pour la maîtrise de l'énergie
FED	Fonds européen de développement
FTME	Fonds territorial de maîtrise de l'énergie
GES	Gaz à effet de serre
Giec	Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat
HFC	Hydrofluorocarbones
HQE	Haute Qualité environnementale
HVB	Huiles végétales brutes
IAC	Institut agronomique calédonien
ICPE	Installations classées pour la protection de l'environnement
IFP	Institut français du pétrole
Isee	Institut de la statistique et des études économiques
LBC	Lampe basse consommation
LCD	*Liquid crystal display*
LED	Diode électroluminescente
LEED	*Leadership in Energy and Environmental Design*
LFC	Lit fluidisé circulant
MDE	Maîtrise de la demande en énergie
MDE	Marché des droits d'émissions
MDP	Mécanisme de développement propre
MEEDDM	Ministère chargé de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
Ogaf	Opérations groupées d'aménagement foncier
OMM	Organisation mondiale de la météorologie

OPECST	Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques
Otec	*Ocean Thermal Energy Converter*
OTTV	*Overall Thermal Transfer Value*
PDAN	Plan de déplacement de l'agglomération nouméenne
PDU	Plan de déplacement urbain
PFC	Perfluorocarbones
PNAEE	Plan national d'amélioration de l'efficacité énergétique
PNAQ	Plan national d'allocation des quotas
PNLCC	Plan national de lutte contre le changement climatique
PNUE	Programme des Nations unies pour l'environnement
PPIPE	Programmation pluriannuelle d'investissements pour la production électrique
Prerure	Plan régional des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie
PRG	Potentiel de réchauffement global
PRME	Programme régional de maîtrise de l'énergie
PTE	Permis temporaire d'exploitation
PTME	Programmes territoriaux de maîtrise de l'énergie
PV	Photovoltaïque
RAP	Récupération assistée de pétrole
SAE	Surface agricole entretenue
Saem	Société anonyme d'économie mixte
Scan	Schéma de cohérence de l'agglomération de Nouméa
Shon	Surface hors œuvre nette
SLN	Société Le Nickel

SMG	Salaire minimum garanti
STCPI	Société territoriale calédonienne de participation industrielle
Step	Stations de transfert d'énergie par pompage
TAG	Turbine à gaz
TER	Taxe parafiscale pour les énergies renouvelables
UE	Union européenne
UICN	Union internationale pour la conservation de la nature
ZEE	Zone économique exclusive

Personnes à remercier pour leur contribution

Michel Allenbach, chargé de mission, Université de la Nouvelle-Calédonie

Gilles Beaudou, directeur adjoint, Direction de l'agriculture, de la forêt et de l'environnement

François Berger, directeur de la Distribution EEC

Andrew Blakers, directeur, Centre for Sustainable Energy Systems

Philippe Bourgine, forestier, Direction du développement rural Province Sud

Yann-Eric Boyeau, chef de projet, Direction des technologies et des services de l'information, Nouméa

Martin Brinkert, Direction du développement économique et de l'environnement, Province Nord

Jacques Buguet, conseiller diplomatique, Haut-commissariat

Jean-Jérôme Cassan, ingénieur Environnement, DDE Province Nord

Sylvie Christophe, attachée de coopération et d'action culturelle, Ambassade de France en Australie

Dominique Cluzel, géologue, Université de la Nouvelle-Calédonie

Peter Cooke, directeur général, CO2 CRC

Martine Cornaille, présidente, Ensemble pour la planète

Guillaume Dréau, ingénieur Énergies nouvelles, Société de recherche du Pacifique

Glenne Drover, Department of innovation, industry and regional development, State government of Victoria

Adeline Fabre, directrice, Dimenc

Eric Favre, responsable d'équipe, laboratoire des Sciences du génie chimique

Michel Filhol, ambassadeur de France en Australie

Guy Fohringer, président, Action biosphère

M.de Garrigue, directeur technique, Enercal

Hubert Geraux, coordinateur écorégional Milieux terrestres, WWF

Paul Graham, économiste, CSIRO

Caroline Groseille, Direction pour l'environnement, Province-Sud

Frédéric Guillard, chef du service Géomatique, Direction des technologies et des services de l'information, gouvernement de la Nouvelle-Calédonie

Glenn Hart, coordinateur de projet, CSIRO

Tanguy Jaffre, chercheur émérite, IRD

Ali Karimi, directeur Syndicat intercommunal du Grand Nouméa

Mme Kerjouan, UFC Que choisir ?

Roger Kerjouan, chef de service, SAP, gouvernement de la Nouvelle-Calédonie

Frédéric Lagut, Observatoire de l'énergie, Dimenc

Christophe Lapous, adjoint du directeur de la production, EEC

Jean-Louis Latour, chef de la mission économique, Ambassade de France en Australie

Jean Laurent, chef Service géologique, Dimenc

Jérôme Lefevre, ingénieur Modélisation fluidique, Institut de recherche pour le développement

Jack Legrand, professeur des universités, Université de Nantes

Guilhem Lenial, ingénieur Environnement, chargé de mission Énergie ADEME

Laurent L'huillier, Institut agronomique néo-calédonien

François Mademba-Sy, directeur, Direction du développement rural (DDR), Province Sud

Pierre Maurizot, géologue, BRGM

Jacques Mermoud, président, Point Zéro

Simone Mignard, PDG Secal

Christophe Menkes, chercheur océanographe IRD

Jean-François Merle, conseiller d'État

Yves Morault, directeur général d'EEC

Jean-Xavier Morin, directeur Recherche et développement, Alstom-Power Environment

Brendan Morling, chef de division, Department of Ressources, Energy and Tourism, Gouvernement d'Australie

Bastian Morvan, chef du service Energie, Dimenc

Jérôme Munzinger, chargé de recherche, Institut de recherche pour le développement

M. Nething, chef de service, Enercal

Anaïs Oddi, ingénieure forestier, Direction du développement rural, Province Sud

Jean-Louis Pantz, chef de service Études générales programmes, EEC

Christian Papineau, directeur du programme Forêt sèche

Gwen Paturel, directeur de Vergnet Pacific

Thierry Pitou, directeur Direction des infrastructures, de la topographie et des transports terrestres (DITTT), gouvernement de la Nouvelle-Calédonie

Glenn Platt, chef de projet, CSIRO

Christian Plazanet, chef du département Hydrométallurgie, Eramet

M. Poilve, SLN

Roger Poutyela, ingénieur Environnement, Direction du développement économique et de l'environnement, Province Nord

Jean-Jacques Reverdy, Direction des affaires industrielles, Eramet

Jérôme Révole, attaché commercial, ambassade de France en Australie

Nicolas Rinck, chargé de projets pour le développement durable, Direction pour l'environnement Province Sud

Patrick Roussel, ambassadeur, ministère de l'Outre-mer

Robert Rowland, chercheur, CSIRO

Joseph Saliga, président de Karuia (transport en commun de la ville de Nouméa)

Stéfan Sontheimer, directeur délégué Aérowatt NC

Jérôme Spaggiari, Conservation international

Anne Rosaire, chef du département Observatoire économique, Institut de la statistique et des études économiques

Michel Thibier, conseiller scientifique, ambassade de France en Australie

M. Tourette, UFC Que choisir ?

Maurice Verne, directeur de missions techniques de la SLN

Emmanuel Vincent, directeur de Tenesol Nouvelle-Calédonie

Benjamin Vives, Ensemble pour la planète

Jacques Wamalo, secrétaire général de la Province des Iles Loyauté

louisjean IMPRIMEUR
59, Av. Émile Didier
05003 Gap Cedex
Tél. 04 92 53 17 00
Dépôt légal : 122
Avril 2010
Imprimé en France

IMPRIM'VERT

Toutes les encres et les vernis utilisés sont certifiés d'origine végétale.
Les eaux de mouillage des machines, les plaques, les produits
de développement et les chutes de papier sont recyclés.
Imprimerie certifiée IMPRIM'VERT.

Energy in the development of New Caledonia

Energy in the development of New Caledonia

Scientific coordinators

Yves Le Bars, Elsa Faugère, Philippe Menanteau, Bernard Multon, Arthur Riedacker, Sébastien Velut

This expert group review was performed at the request of the Government News Caledonia and Agency for Environment and Energy Management.

IRD Éditions
INSTITUT DE RECHERCHE POUR LE DÉVELOPPEMENT
collection Expertise collégiale
Marseille, 2010

Coordination
Département Expertise et Valorisation, IRD

Editorial preparation
Marion Enguehard

English translation
Cabinet Champollion

Page makeup, cover and interior
Pierre Lopez

Layout
Bill Production

Production monitoring
Catherine Plasse

The first part of the review (synthesis report and recommendations) is presented in printed form in French. The second part (synthesis report and recommendations in printed form in English, and French analyses) is presented on the enclosed CD-Rom.

© IRD, 2010
ISSN : 1633-9924 / ISBN : 978-2-7099-1693-6

Composition of the expert group

Scientific coordination

Yves Le Bars, Chairman YLB Conseils (Consultancy Firm)

Elsa Faugère, INRA (French National Institute for Agricultural Research)

Bernard Multon, ENS Cachan (The Ecole Normale supérieure Cachan)

Arthur Riedacker, INRA (French National Institute for Agricultural Research)

Sébastien Velut, Université Paris-III, Institut des Hautes Études d'Amérique latine (Institute for Higher Latin American Studies)

Members

Mohamed Abdesselam (SOLENER)

Patrice Baby, Development Research Institute (IRD)

Pierre Couteron, Development Research Institute (IRD)

Richard Darbéra, CNRS (National Scientific Research Centre)

Laetitia Grammatico, CEA (French atomic energy commission)

Philippe Menanteau, CNRS (National Scientific Research Centre)

Jean Michel Most, CNRS (National Scientific Research Centre)

Other contributions to this expert group report

Rapporteur

Isabelle Bourboulon (Journalist)

Scientific editors

Jacques Percebois, Université Montpellier-I

Jean-Bernard Saulnier, CNRS (National Scientific Research Centre)

IRD – Department of expertise and valorization

Anne Geslin-Ferron (Information officer)

Alexandra Graziani (Assistant)

Stéphane Raud (Director)

Sylvain Robert (Head of expertise and consultancy Unit)

Contents

IRD Department of expertise and valorization and the Expertise collégiale report series 13

Experts' report for the IRD: objectives and method 15

Foreword 19

Introduction 21

The energy situation 27

■

Review and recommendations

ENERGY MANAGEMENT: A MAJOR CHALLENGE FOR NEW CALEDONIA'S SUSTAINABLE DEVELOPMENT AND ITS ENERGY SECURITY 41

Energy in theory and practice 44

The current situation as regards attitudes to energy and DSM in New Caledonia 44

The current situation as regards practices: household consumption of energy 50

An overview of the attitudes and practices in terms of demand side management outside New Caledonia 52

Proposals to change the attitudes and practices of New Caledonians towards increased management of energy 58

Energy management in the building and household equipment sector 59

The current situation as regards demand side management in the building and household equipment sector in New Caledonia 59

The current situation as regards demand side management in the building and household equipment sector outside New Caledonia 67

Proposals for improving demand side management in the building and household equipment sector in New Caledonia 77

The potential energy efficiency of industrial systems and recycling waste 80

To increase energy management in the industrial sector 80

Contributing to improving the energy efficiency of industrial systems in New Caledonia 82

Which primary fuel should we choose? 83

Energy efficiency strengths on the SLN site 84

The weaknesses of New Caledonian industry in terms of energy efficiency 85

What results should be expected from improved energy efficiency? 87

What possible encouragement/incentives could there be to promote innovation? 88

Conclusion 89

Energy management in the transport sector 90

The current situation as regards demand side management in the transport sector in New Caledonia 90

The current situation as regards demand side management in the transport sector outside New Caledonia: from energy to the environment 94

Proposals for improving demand side management in the transport sector in New Caledonia 96

The tax system when purchasing a vehicle (the bonus/penalty system) 99

Conclusion 103

Conclusions and recommendations 104

NEW ENERGY PRODUCTION AND STORAGE TECHNOLOGY 107

New technologies for consideration in New Caledonia 112

Traditional and alternative fuels 112
Electricity production technology 123
Energy storage technologies 138

Non-technological aspects 146
The economic performances of new technology 146
Conclusions 156
Feasibility of the systems under consideration, given the occupancy restrictions in the territory 157
The influence of regulatory framework on the development of renewable energy 160
Conclusions and potential for use in New Caledonia 166
Data availability 169
Conclusion and recommendations 170

EMISSIONS AND THE REDUCTION OF GREENHOUSE GAS EMISSIONS IN NEW CALEDONIA 175

The climate issue and greenhouse gas emissions 177
Climate change 178
Other greenhouse gas emissions 182
Greenhouse gas emissions from New Caledonia 184

Carbon dioxide capture and geological storage 186
The main technological directions in reducing the cost of capturing CO_2 188
The procedure under development for capturing CO_2 from heat generating plants 188
Separation and capture processes 194
Conclusion : Are these techniques of capturing CO_2 relevant to New Caledonia? 197
General conclusion regarding CO_2 capture at electricity generation sites and nickel processing in New Caledonia 198

How could New Caledonia make the most of its geological position in terms of research and experimentation into CO_2 storage technologies? 203
Brief survey of New Caledonia's geological situation 203
CO_2 storage in geological formations: best practice 206
How can New Caledonia make the most of its geological position? 210
Interest in CO_2 storage in Australia 213
Should New Caledonia's experience in CO_2 mineral sequestration be shared? 215
Conclusion 215

The potential use of imported lignocellulosic biomass and products locally as a substitute for coal in nickel production 217
Nickel: a highly coal-intensive industry 217
The appeal of lignocellulosic biomass in relation to coal in electricity generating plants and metal factories 218
The technical feasibility of using both coal and dry lignocellulosic biomass 219

Variations in coal stores in the vegetation of New Caledonia 221
Forests and rural spaces: institutional and social aspects 221
The vegetation of New Caledonia 225
What capacity is there to increase carbon stores and what are the risks of decreasing average stores in various plant formations? 232
Consequences of the commitments required of annex I countries under the climate change convention and the Kyoto protocol 236
Inventories to determine variations in stocks 240
Carbon stores in construction timber 243
Conclusions – Recommendations 244

Emission reduction considerations in particular via storage, and recommendations for New Caledonia 248
Actions to be considered to stabilise greenhouse gas emissions 248

Monitoring greenhouse gas emissions 249
Reducing fossil-based greenhouse gas emissions 249
Recommendations 252

NEW CALEDONIA'S INTERNATIONAL INTEGRATION 255
The Geopolitics of Energy 257
Energy Demands and Security Strategies 257
The energy situation of countries in the region 267
Major companies 269

What scenarios can be envisaged to integrate New Caledonia into the international dynamics of the United Nations Framework Convention on Climate Change? 272
History and context of negotiations 272
The Framework Convention on Climate Change and the obligations of countries which have ratified it 278
The Kyoto Protocol and the obligations of countries which have ratified it 280
The projected trends beyond 2012 288

Strategies for New Caledonia's international integration 291
New Caledonia's international relations 291
Regional organisations: the environment has caught up with energy 291
Bilateral cooperation 294
New Caledonia and international climate negotiations 295
Conclusion 302
Recommendations 303

WHAT FRAMEWORK FOR AN ENERGY AND CLIMATE POLICY PROMOTING THE DEVELOPMENT OF NEW CALEDONIA 305
Technical options, stakes, assets and constraints 308
The technical-economic analysis revealed a few priorities 310

The energy issue is linked to the land-use policy 315
The land ownership issue must be taken into consideration 317
What type of action is required to implement an energy and climate policy? 318

What governance is required in those domains? What roles for the different stakeholders? The legal aspect 331
New Caledonia's main energy sector stakeholders 331
Breakdown of the current powers of public authorities in the field of industrial environment and energy 332
Proposal of general principles concerning governance 335
Coordination in the field of energy 336
Possible increases in the regulation capacity, in the prospect of integration of the energy and climate dimensions 336
What are the processes involved in public decision-making? The socio-political aspect 339
Conclusion 344
Recommendations 345

In conclusion, summarised recommendations for four possible objectives 346
Summarised recommendations 347

RECOMMENDATIONS 352

■

Appendices

Appendix 1 – Lettre de saisine 411
Appendix 2 – Terms of reference for the expert report 412
Appendix 3 – Presentation of the Board of Experts 420
Appendix 4 – Presentation of the monitoring committee 423
Appendix 5 – Abbreviations 428
Appendix 6 – Acknowledgements 432

IRD Department of expertise and valorization and the Expertise collégiale report series

The Department of Expertise and Valorization (DEV) of the Institut de Recherche pour le Développement (IRD) is in charge of activities to further the valorization for the benefit of the countries of the South of the results of scientific research projects focused on the relation between humans and their environment in the tropical areas and with the social and economic world.

The IRD's collegiate expertise is in this perspective conceived as a form of research valorization, founded on well proven system of methods. The DEV leads and organizes all the constituent stages and guarantees the quality of the entire process, from treatment of the information acquired to publication of the report of the group of experts in the IRD "Expertise collégiale" report series. Ten such reports have been published since 2001.

D. Fontenille, C. Lagneau, S. Lecollinet, R. Lefait-Robin, M. Setbon, B. Tirel, A. Yebakima (éd.), 2009 – *La lutte antivectorielle en France*. Marseille, IRD Éditions, 536 p.

J. Marie, P. Morand, H. N'Djim, 2007 – *Avenir du fleuve Niger*. Paris, IRD Éditions, 288 p.

M.-L. Beauvais, A. Coléno, H. Jourdan, 2006 – *Les espèces envahissantes dans l'archipel néo-calédonien*. Paris, IRD Éditions, 260 p.

A.-M. Moulin, J. Orfila, J.-F. Schémann, 2006 – *Lutte contre le trachome en Afrique subsaharienne*. Paris, IRD Éditions, 296 p.

J. Guézennec, C. Moretti, J.-C. Simon, 2006 – *Substances naturelles en Polynésie*. Paris, IRD Éditions, 302 p.

M. Francois, R. Moreau, B. Sylvander, 2005 – *Agriculture biologique en Martinique*. Paris, IRD Éditions, 304 p.

R. Coriveau, B. Philippon, A. Yebakima, 2003 – *La dengue dans les départements français d'Amérique*. Paris, IRD Éditions, 208 p.

R. Barre, V. Hernandez, J.-B. Meyer, D. Vinck, 2003 – *Diasporas scientifiques*. Paris, IRD Éditions, 198 p.

A. Samé-Éboko, E. Fondjo, J.-P. Éouzan, 2001 – *Grands travaux et maladies à vecteurs au Cameroun*. Paris, IRD Éditions, 222 p.

J.-P. Carmouze, M. Lucotte, A. Boudou, 2001 – *Le mercure en Amazonie*. Paris, IRD Éditions, 494 p.

Experts' report for the IRD: objectives and method

As part of its mission as a public scientific and technological establishment the IRD undertakes to "develop an expert reporting capacity" (art. L 112-1 c b of research legislation in French law), in the form of collective scientific appraisals known as "experts' reports".

Given the scale of its objectives (development, the south, human relations with the environment in the intertropical zone) and its establishment in the various southern regions by means of its representations, the IRD's remit is to specifically cover complex global issues which, by definition, require both across the board use of the latest knowledge and transmission of the latter to society and social stakeholders. The compilation of experts' reports forms an integral part of the institute's missions and creates added value, in this area where the appropriate elements need to be gathered together and organised in order to clarify decisions in the public domain.

What an IRD experts' report is

An experts' report is fundamentally an original exercise designed to transfer scientific knowledge to the sphere of decision-makers and leaders (in short, those whose role within their institution is to make or organise decisions for the benefit of the community, on the basis of a mandate or otherwise), produced in response to an initial question posed by the latter. Its aim is to produce, on the request of one or more sponsors (public authorities, in the vast majority of cases), a multi-disciplinary scientific analysis of a pre-determined subject, based on a complete review of the current situation.

Conceived in this way, it always results in:

- a contractual relationship with the sponsor, based on a list of initial questions and the funding acquired,
- the delimitation of a question with a broad subject and numerous challenges, on a national or regional level, which a single disciplinary approach could not purport to cover on its own,

■ the establishment of a multi-disciplinary panel of experts from various scientific communities and establishments (bodies, universities, agencies), recruited for their individual skills and their proven knowledge of the issue in question,

■ the putting into perspective and translation of the initial question, based on a review (possibly already carried out, to a certain extent) and available data, as well as on a multi-disciplinary process,

■ the formulation of conclusions and recommendations, designed to clarify or even support the forthcoming decision or public action.

The experts' report is produced in close and monitored connection with decision-making processes or mechanisms, most frequently in the field of "public policies" within the remit of the state or regional or local authorities. It differs, in this respect, from the work of producing scientific knowledge in the strictest sense. The independence and joint responsibility of the panel of experts is therefore combined with the requirements and deadlines attached to the request and the sponsor.

It therefore represents an original way of promoting/developing research, which makes use of the latest knowledge and also opens up new avenues for research in the forefront of a number of scientific fields. The "experts' report" approach therefore does not stand alone but adds to the implementation of ongoing and/or future research programmes. The experts involved – professional researchers or research lecturers in the vast majority of cases – vouch for the benefits of this practice, on both a professional and personal level.

To summarise, the experts' report truly helps to make research "speak", by basing it in a context where it meets a need.

Identification of a project that lends itself to an experts' report: criteria and method

The key task at the project stage is to identify the request (confirm its sources, its precise subject, its context and its sponsors) and to formalise it, until such a time as it becomes an order. A request may be issued directly by an entity, which is itself the financial backer or not. Where the need is underlying, on site representatives of the IRD and its researchers represent a

valuable intermediary and help the partner to formulate a request: they are perfectly placed and qualified to make the best use of their local networks (institutional, scientific, interpersonal) and their knowledge of the field.

Where a request is adequately identified, the IRD's Reporting and Evaluation Department examines it, explores it in detail and adapts it to the process of "expert reporting" on the basis of the three principal criteria usually applied:

■ clear identification of the expression of the requestor's needs and the decision-making processes involved,

■ the central and essential use of a summary of scientific knowledge to clarify, evaluate and analyse the public policies involved and the challenges faced,

■ the existence of adequate literature (scientific, published or unpublished, but also professional reviews, sector-based dossiers, etc.) and consolidated and available data on the subject.

These points are verified as far as possible upstream by cross-checking the available information and making use of bibliometrics. Where one of these three criteria is not met, the IRD retains the right not to continue with the project.

The sequence for an experts' report

An experts' report, as designed and implemented by the IRD, is governed by a tried and tested, ISO 9001:2000 certified, methodological model. It is based on a set of standards, rules and practices, which the Reporting and Evaluation Department deploys and updates as assignments are carried out.

The IRD's Reporting and Evaluation Department itself manages and gathers together all the operations involved in the "expert reporting" process, from the initial request and recruitment of experts until the final report is issued and the work is published.

All expert reporting processes officially begin when the agreement is signed by both parties (IRD, sponsor). Concluding agreements, recruitment, establishment of bodies, working methods, etc. take place during the subsequent period.

The precise terms of questions associated with an order are defined with the greatest care by the organisation, during the "initial workshop", an in-depth exchange of information/opinions between the sponsor, representatives of the scientific communities in question and, possibly, the various stakeholders. There is actually a need to precisely objectivise the expectations of all parties and to clearly delimit what can be covered from a scientific point of view and what cannot. Certain questions, which are, without a doubt, crucial for political decision-making, cannot even refer to a scientific approach in their terms; they should therefore be rejected. On the other hand, however, it is vital that the experts have an excellent knowledge of the political context and the decision-making processes in question.

Work is therefore carried out over a period of one year by the panel of experts, under the leadership of its chairman and scientific coordinator (one coordinator for each thematic area). A monitoring committee made up of representatives of the sponsor and the latter's possible partners, is kept up to date on the progress of work. The comments it makes are passed on to the panel of experts, which examines them.

On completion of the work, between twelve and fifteen months after the initial workshop was held, the final report, including the summary and complete wording of experts' contributions, is issued to the sponsor. This report is published in the "Experts' report" collection of IRD publications.

Foreword

In a letter dated 17th June 2008, the Government of New Caledonia and the Environment and Energy Management Agency (ADEME), by means of its territorial representation, commissioned the Development Research Institute (IRD) to produce a scientific report entitled *Energy in the development of New Caledonia*. The IRD undertook this work, under the leadership of its Reporting and Evaluation Department, using a specific tool and method that it has been offering to its French southern and tropical overseas partners for ten years now, known as an "experts' report".

At a time when the IRD is redefining its strategic focus as well as its scientific and geographic priorities, this first piece of work devoted to the issue of energy and related challenges deserves attention, in particular given the current backdrop in New Caledonia and decisions that the territory is about to make. In actual fact, the aims were ambitious in light of this multi-facetted subject and the interrelations between numerous disciplines. A decision was made, with the sponsoring authorities, to cover the subject as broadly as possible, rather than restricting it to one or two aspects, although this may have meant not having the same depth of understanding of the entire spectrum. The expert panel specifically deemed it necessary to incorporate issues relating to climate and the reduction of greenhouse gas emissions, which are inextricably linked to that of energy in the strictest sense, wherever possible

Rapidly formed on the day after the initial workshop was held in Nouméa at the end of October 2008, and arriving on the ground for the first time in March 2009, this multi-discplinary panel of experts brought together researchers, research lecturers and specialists from scientific communities, normally working remotely from each other, and various establishments (research bodies, universities, ENS Cachan). Their expertise and knowledge were incorporated and put "into production" under the active chairmanship of Yves LE BARS, honorary engineer-general for land, water and forestry, in order to cover one of the five thematic areas included in the report's specification.

At the same initial workshop - the physical embodiment of a genuine desire to bring together all stakeholders on the part of the Government of New Caledonia - a monitoring committee, comprising both sponsors and stakeholders involved in the subject, was formed. Meeting five times over the course of the next twelve months, it was kept up-to-date on the progress of work by the panel of experts, in order to pass on comments to the latter. At its final meeting on 16th December, it approved the issue of the report.

I now have the honour of providing the reader of this work with the final experts' report. In addition to the unabridged contributions of the authors, gathered together on a CD-ROM, any reader wishing to immediately view the main conclusions of this work can find the recommendations compiled by the panel of experts at the end of the summary. Of the numerous points raised by these recommendations, I would like to highlight the need for New Caledonia to devise a sustainable and autonomous system for training/education, research, technological monitoring and expert evaluation, which capitalises on regional experiments and innovation in terms of the geological storage of CO_2 and adjustment to climate change, which the Grand observatoire de l'environnement et de la biodiversité terrestre et marine du Pacifique Sud (GOPS) *(Observatory for the environment, land and marine biodiversity for the South Pacific)* could naturally support.

On behalf of the IRD, I would finally like to thank all the stakeholders and partners who have enabled this experts' report to be completed within the limited time frame for this operation.

Michel LAURENT
Director General of the IRD

Introduction

Report background: change in requested information

An initial report request was submitted on 21 May 2007 in which the government of New Caledonia limited the board of experts' investigation to the field of renewable energy. The report was requested in order to provide the "stakeholders and decision-makers in the energy sector a valuable work tool to create a well-rounded development plan for electric power and multi-year investment planning for electrical production (PPIPE). In addition, this tool would also be used by Enercal to create an electric power transmission plan".

The scope of the expert report was then significantly broadened. At the close of the initial workshop held in Nouméa on 15 and 16 October 2008, it was decided in the presence of all the stakeholders that the focus of the report would be "energy in the development of New Caledonia". This decision was made in order to provide the most comprehensive information possible for the energy section of the Land Use and Development Plan for 2025, which in compliance with article 211 of the institutional act that governs the Territory, must be adopted by the end of 2009. Thus, this publication provides a complete picture of all the available scientific information that can be used to define the country's energy policy, including the issue of greenhouse gas emissions, and prioritize the efforts of the various authorities, communities, and stakeholders in these fields.

In addition to the objective considerations on the need to meet the growing challenges of energy dependence and energy management, this change in the information requested for the report results from the excellent dialogue conducted by the New Caledonia public authorities and the Development Research Institute (IRD).

Data shared by the experts on the situation in New Caledonia

Because future development decisions were to be based on the country's research potential, it was essential that the experts thoroughly understand the country's current situation from an economic, energy, political, and social perspective. The starting point of our expert report was the New Caledonia energy audit, which is included in another chapter that the reader will find in the following pages.

In regards to the economy, let us quickly review some data, mainly derived from the "New Caledonia 2025" project, which the experts found very beneficial. A sparsely populated territory (10 inhabitants/km^2) greatly marked by the growth of the Southern Province and Nouméa metropolitan area (60 % of the total population), in which most of New Caledonia's economic activity is concentrated. With nearly half the population under the age of 25, the country clearly has a dynamic demographic profile.

Industrially, the nickel sector has dominated the Territory's economy for decades, making up more than 95% of its export revenues, and represents the largest portion of energy needs in New Caledonia. Today, it is estimated that the economic variability of nickel, the technological advances that reduce its use (already nearly half of the nickel used in metallurgy is recycled) and the country's strong dependence on it, are among the risk factors that could be controlled by finding ways to diversify.

New Caledonia has been experiencing strong economic growth since 1998, with an average annual increase in GDP of more than 3.5%. This in turn has created a large number of jobs (more than 4.3% per year on average), particularly in the dominant service sector, even though the country has not reached full employment (7% of the active population is unemployed). Nevertheless, with the exception of the lowest salaries, including the minimum wage (SMG), which significantly increased (between 15 and 20%), wages for both private and public workers have declined in constant francs during the last nine years (source: *Institut national de la statistique et Direction du Travail* [National institute of statistics and work bureau], March 2009).

It is also noted that the country is highly dependent on imports, including in vital areas such as agricultural products and fossil fuels. The cost of living is

particularly high in New Caledonia. Based on a study published by the Syndex firm in 2009, the operating margin rate for business jumped from 48.6% in 1998 to 61.1% in 2007, which is significantly higher than mainland figures.

The public sector, which represents 34.9 % of salaried employment, is widely involved in development that has been initiated or supported in the provinces by local public-private partnerships since the Matignon-Oudinot Agreements were signed. The network of companies is shared between several major corporations and a multitude of small businesses, with no real middle level. Outside of nickel, tourism and aquaculture, business in New Caledonia revolves almost entirely around the domestic market. It is faced with a specific set of obstacles such as remote location, isolation, an insufficient labour force, and an almost internationally unknown currency, the Pacific franc.

However, New Caledonia has a series of assets that can serve as a base for developing new sectors, including natural resources, a lagoon listed as a World Heritage site, a developed industrial infrastructure, relative proximity to Asia, which carries considerable economic weight, and its location in the Pacific (growing regional trade with Australia and New Zealand).

Finally, with regard to the environment, the amount of resources allocated for waste treatment, water management and sanitation, biodiversity protection, energy demand management and renewable energy remains low.

From a political and social perspective, the 1988 Matignon Agreement successfully resolved a major issue for New Caledonia by enabling separatist Kanaks to share power in a country in which they had become minorities. The 1998 Nouméa Agreement ratified the new model in effect, a model that was unprecedented in the history of the French Republic: a consensual democracy instead of a majority democracy, a government with proportional representation, and a gradual transfer of powers from France to New Caledonia. Thus, the pluralist government has been operating for ten years based on what Dr. Jean-Yves Faberon, a professor at the University of Montpellier, calls a "required consensus" desired by all parties.

The 2025 New Caledonia plan goes beyond the implementation of the Noumea Agreement, and includes a future land use and development plan that will offer a solid framework for establishing public policies. We wish to emphasize that this framework will be the focus of our expertise. However,

the current definition of expertise set forth by the institutional act poses major difficulties (legal insecurity affecting certain texts, complex discussions on who possesses which legislative jurisdiction, lack of procedure to secure consensus, etc.). In our area of interest, there is relative ambiguity about the responsibilities of the different stakeholders due to the fact that both energy and the environment concern the provinces, certain municipalities, New Caledonia, and the State.

The question of land is also a political and social issue. The status of land ownership is complex, particularly due to the customary claim to New Caledonian land, on which the Kanak identity is based. The experts measured the complexity of the land, which must be taken into account for possible access to biomass forests to substitute fossil fuels or store CO_2 in carbon sinks.

Also note that, although there has been no opinion survey on the subject, there is no real awareness yet of the environmental and energy constraints. However, New Caledonia shows significant promise in this area, marked notably by the recent addition of its coral reef to the World Heritage list. Efforts have already been undertaken, such as an awareness campaign conducted by the Environment and Energy Management Agency (ADEME) and the New Caledonia Department of Mines and Energy (DIMENC) as part of the Territorial Energy Management Committee (CTME) on the High Quality Environmental Standard (HQE) for building. For its part, the University of New Caledonia has established an education program that focuses on training geologists for jobs with major employers in the administration and the nickel industry. Needless to say, the Territory has an obvious role to play in this issue and needs to find partners. New Caledonia could even join forces with Australia to become an innovative laboratory for energy security, energy conservation, and renewable energy for the entire South Pacific region, which in turn could provide them with significant industrial advantages. This expert report is designed to support this ambitious plan.

Five-part report

To provide solutions to meet the main challenges of energy security, environmental protection (particularly reducing greenhouse gases), and New Caledonia's regional integration through energy, the board of experts cre-

ated a logical, five-part plan based on the initial list of submitted questions. A coordinator is responsible for each part, which in turn is organized into two sections: a documented review of the issue addressed and recommendations classified by priority and date.

References to scientific literature and academic papers on the subject can be found on CD-ROM.

Energy management: a major challenge to the sustainable development of New Caledonia and its energy security

Energy management offers a significant amount of flexibility and can have major consequences for other components of an energy policy. Therefore, it made sense to focus the report on this area first by providing all sector-specific information, particularly regarding the energy efficiency of equipment in the building (notably, air-conditioning). Reducing energy consumption also implies changes in behaviour. Therefore, it is important to fully explain the diagnosis, tools (environmental education and raising awareness about eco-friendly behaviours) and possible means (tariff, regulatory, tax) of promoting energy management.

New energy production and storage technology

This part presents all of the new production (water and land) and energy storage technologies. It also analyses their impact, particularly on jobs, and studies their feasibility for New Caledonia, taking into account environmental data and occupancy restrictions in the Territory. In the previous section, there is also a focus on regulations and how they can strongly influence the development of renewable energy (tariff and tax differences and solutions, support systems, etc.).

Greenhouse gas reduction and compensation methods

Here, too, we identify all of the existing technology (or technology being researched) for capturing and storing CO_2, highlighting in particular storage assessment tools. Among possible compensation methods, there is a great deal of interest in the possible use of forest biomass to replace fossil fuels (coal), paired with geological storage for sites that emit large amounts of

CO_2 (factories, power plants, etc.) We will also address the economical aspects of reducing CO_2 emissions by evaluating the medium and long-term costs of various capture and storage options.

Energy geopolitics and regional cooperation

This part studies the scenarios for fossil fuel supplies and the way in which it can affect New Caledonia's energy security. We will then explore all aspects of regional energy cooperation (experience and skill sharing, access to resources, etc.). Particular attention will be paid to possible scenarios for integrating New Caledonia into the international United Nations climate convention effort, as well as legal analysis of the related global obligations and their impact on governance.

Energy governance in New Caledonia

Based on all of the information in the previous sections, what are the responsibilities of the various stakeholders, both institutional and private - communities, provinces, congress, government, the nation, producers, and businesses? This topic will cover all of the legal (regulatory measures), economic, land, and planning aspects of various scenarios envisioned for the New Caledonia energy policy. This section will include proposals for training and developing technical skills, as well as ideas for energizing markets (through business start-up incentives) in the areas concerned.

The energy situation

The expert report was keen to collate and bring some perspective to the few broad-brush general data available and explain them in this introduction. These data relate on the one hand to potential changes in global energy consumption by 2050, with or without climate constraints, and on the other hand to the energy situation in New Caledonia. It is this common body of data which the experts shared at the start of their respective analyses before adding to it through specific additional investigations. In this first chapter, we also present a brief overview of the bodies involved, both institutional and private, and the energy companies.

Forecast changes in global energy consumption by 2050

It is always difficult to make predictions. Very often in the past, the predictions made by specialists have exceeded actual consumption witnessed subsequently. To put these challenges into context, we can nevertheless turn to two extreme models of the probable changes in consumption obtained by a National Scientific Research Centre (CNRS) laboratory and the Pierre Mendès France University in Grenoble. In the first scenario, known as going with the flow, because there are no limitations on the reduction in greenhouse gas emissions, global consumption of coal and oil would continue to increase exponentially, probably doubling by 2050. That would of course have an impact on fuel prices.

In the second scenario, designed to stabilise the climate by halving global greenhouse gas emissions, consumption in 2050 would be 40% lower than in the first scenario, reaching just 13 Gtep rather than 23 Gtep[1]! However, since this would not be sufficient to stabilise emissions, around one third of the 16 billion tonnes of CO_2 generated by these fuels would need to be cap-

[1] Gtep: gigatonne equivalent of petroleum (billion tep), which equates (based on lower heating value – LHV) at 11 600 billion kWh or 41.8 EJ (exajoules, billions of billions of joules)..

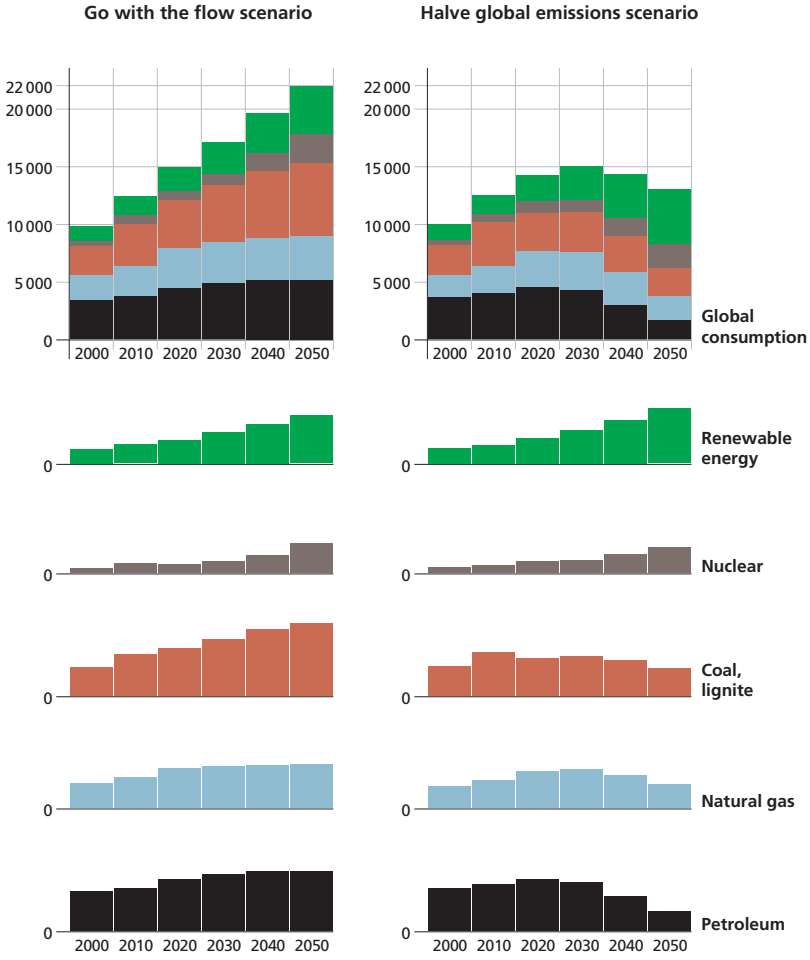


Figure 1

Global energy consumption projections to 2050 in billion tons are equivalent out of oil

According to the POLES model (global energy system simulation model to 2050) showing a scenario with unrestricted greenhouse gas emissions (on the left) and a scenario where the objective is to stabilise the climate (on the right).
Source : Modèle POLES du LEPII (Laboratoire d'économie de la production et de l'intégration internationale pour le Conseil d'analyse stratégique, 2008).

tured as it leaves the large power plants, and stored in the earth's crust. Under this scenario, energy with no net CO_2 emissions would account for 55% of the total energy supplied in 2050[2].

It should be noted that, since publication of this study and the latest economic crisis, these scenarios (from the International Energy Agency, for example) no longer consider such great increases in consumption, even anticipating a possible decline in energy consumption due to the huge reserve represented by energy efficiency.

This constraint is even greater in industrialised countries. In mainland France, under the framework act dated 13 July 2005 which determines the focus of energy policy, these emissions indeed need to be cut in four by this deadline. Furthermore, deforestation will need to be halted and, if possible, the forestation of non-cultivated land encouraged at the same time as producing bioenergy[3]. In summary, intensively applying policies which promote energy efficiency and accelerating the penetration of renewable energies, coupled with carbon storage (use of rural spaces, capture at an acceptable cost at the outlet of large-scale production units), could prove to be powerful accelerators in reducing greenhouse gas emissions.

The energy situation in New Caledonia

Energy consumption: demand to double within five years

Demand in New Caledonia is met fully by relatively traditional means. Electricity is produced using thermal flame, turbine or internal combustion technologies (fuel oil, diesel fuel, coal), using hydraulics and, to a lesser extent, wind power and photovoltaic generators. Transport needs are met by liquid fuels (diesel, petrol). However, future projections reveal a more complex problem given that energy needs are going to change and require the deployment of new methods of production.

[2] Criqui P., 2009 – Vers une rupture profonde du modèle énergétique mondial, La Documentation française, Questions internationales *Le climat risques et débats*, no. 38 July-August 2009, 67-75.

[3] Dameron V., Barbier C. and Riedacker A., 2005 – Les réductions potentielles d'émissions de CO_2 par des plantations forestières sur des terres agricoles dans le monde à l'horizon 2050, *Cahier du Clip*, no. 17 September 2005, 41-91.

In terms of energy consumption, the mining industry (extraction and the metal industry) currently accounts for around two-thirds of primary energy consumption in New Caledonia, a proportion that is set to increase considerably with the increase in power at the plants at Vale Inco (Goro Nickel), followed by Koniambo. The change in industrial consumption thus risks masking completely consumption from other forms of usage and, in the case of energy management in particular, there is the risk that this could discourage initiatives which are nevertheless essential. To better identify the specific objectives and actions within these different sectors, we feel it is necessary to distinguish between the needs – and, certainly, the associated methods of production – of the mining industry and those of the rest of the country's energy activities.

In 2008, primary energy consumption in New Caledonia was just below one million tonnes equivalent of petroleum (or 1 Mtep, megatep or 1 million tep) and the electricity produced accounted for just below 2 TWh (1 terawatt hour = 1 billion kWh), of which one third was for public supply. In 2007, a year for which detailed data are available, primary energy consumption including the consumption of coal for energy (metallurgy industry) was split between the different sources as follows (table 1).

It should be noted that, prior to construction and commissioning in 2008 of the first unit of the Prony Energies power plant, coal was used by the metal industry for energy purposes (91 and 67 ktep in 2007 and 2008), and non-energy purposes respectively (79 and 70 ktep in 2007 and 2008). This resulted in emissions in 2008 of at least 548 kt of CO_2. The 2008 consumption figures for the first unit of Prony are not indicative because some commissioning difficulties apparently resulted in fuel oil also being burned, and the electricity production/coal consumption ratio is unclear.

Once the two units (50 MW each, using pulverised coal) of Prony Energies have become operational (in 2010 according to the information obtained, coal consumption for electricity production only will increase to 360 000 tonnes per annum, or around 220 ktep primary and 920 GWh electrical which will meet the needs of the Vale Inco plant and a part of public supply, thus achieving a reduction in the consumption of heavy fuel oil.

In the longer term, towards 2014, replacement of the LSN heavy fuel oil plant at Doniambo (4 x 39 MW units) with a new coal-fired circulating flu-

Table 1 – Primary energy 2007-2008, in tonne equivalent of petroleum (tep)

Source	Diesel	Petrol	Kerosene and lamp oil	L PG	Heavy fuel oil	Energy coal[4]	Primary electricity	Total
ktep 2007	191	69	38	9	458	0	37	802
% of the total	*23,8*	*8,6*	*4,7*	*1,1*	*57,1*	*0*	*4,6*	*100,0*
ktep 2008	210	68	37	9	420	10	41,6	998,3
% of the total	*26,4*	*8,5*	*4,6*	*1,1*	*52,8*	*1,3*	*4,2*	*99,9*
% change 2008/2007	*9,9*	*-1,5*	*-2,6*	*2,8*	*-8,2*	–	*13,7*	

Data 2007-2008, Dimenc source
(the coal consumed by the production process of the iron-foundries was withdrawn).

[4] "Energy" coal is coal used either to produce electricity or to help heat ore in the nickel metallurgy process. "Non-energy" coal is used in chemistry to carry carbon to the process.

idised bed (CFB) power plant (3 x 70 MW units), followed by construction of another new CFB power plant (2 x 135 MW units) coupled with the start-up of the metal industry plant in Koniambo in the North Province will increase New Caledonia's energy coal consumption considerably. By this date, which is not yet certain, consumption of primary energy by these two power plants could increase to around 900 ktep (or more than 1 400 000 tonnes of additional coal[5] per annum, with emissions increasing by at least 3 600 kt of CO_2). In comparison with the situation in 2008, and not including increases from other areas of consumption (transport, residential), this would mean a virtual doubling of primary energy consumption and more than double the CO_2 emissions from New Caledonia.

Table 2 – The final energy consumption

	Electricity GWh	Fossil fuels keep	Total GWh	% of the total	% excluding nickel
Agriculture	242	2	509,75	8	15
Fishing		2			
Other industries		17			
Services		2			
Metal sectore	1 153	102	2 339	36,8	—
Mining	27	50	608	9,6	
Transport	0,0	201	2 337	36,8	68,6
Residentiel	236	7	317	5	9,3
Public services	139	4	185,5	2,9	5,4
Public lighting	10	0,0	10	0,2	0,3
Other	0	4	46,5	0,7	1,4
Total	**1 807**	**391**	**6 352,75**		

elec : MT privé

2008 data, source Dimenc

[5] For coke, the estimate is around 0.66 tep/tonne.

With regard to electricity, the only data obtained, provided by The Mining Industry and Energy Board of New Caledonia (Dimenc), do not provide any detail regarding consumption by agriculture, fishing, services and other industries (all these consumption records are grouped together under the "private medium voltage" sector). The respective proportion of final energy consumption in each of the different sectors detailed in this table cannot therefore be clearly identified. By converting the final consumption of fossil fuels into GWh (1 ktep = 11.6 GWh), we arrive at a final, total consumption of 6 900 GWh of which the nickel industry (mining and the metal industry) represents 53% (second to last column on the right). The final column indicates the proportion of final consumption excluding the nickel industry. It would therefore appear that transport accounts for 68% of final energy. Within consumption by transport, road, air and sea represent, respectively, 79, 16 and 3% of the total.

If final electricity consumption only is of interest here, the nickel industry in itself consumes 64% and public supply the remaining 36%. Consumption by public supply is split between the residential sector (55%), medium voltage private supply (services, other industries – 24.2%), public services (19.2%) and public lighting (1.5%).

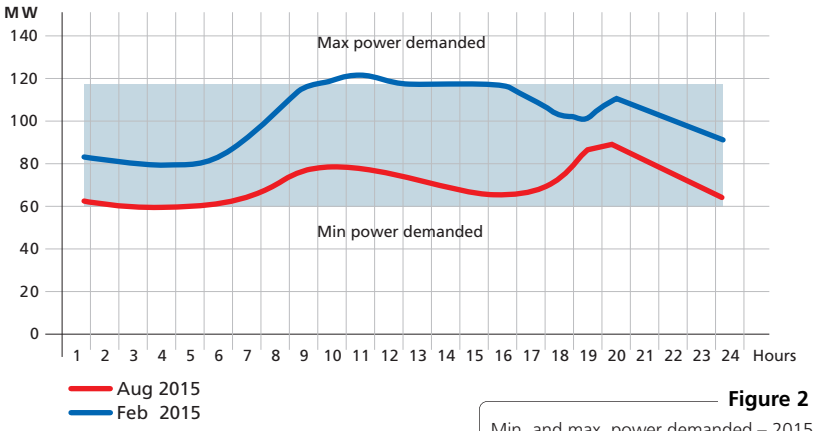


Figure 2

Min. and max. power demanded – 2015 (public supply)

Enercal data – Enerdata report, March 2007.

It should be stated that the network load curve (time profile of power demanded) has two characteristic forms according to the season: in summer, the curve increases throughout the whole day and in winter, there are two peaks in the morning and in the evening. Figure 2, taken from the Enerdata report, shows two examples of public supply load curves as envisaged for 2015 (we do not have the industrial consumption curve but, given no unforeseen process disruptions, it should be more or less continuous).

From all this data, it can be seen that in New Caledonia, efforts to manage energy demand and greenhouse gas emissions need to be intensified in the metal industry and transport sectors.

Decisions already taken regarding the future

It should also be stated at this stage that the experts, within their study, took account of certain energy-related decisions affecting the future of New Caledonia prior to commencing this experts' report: these include the planning for the three heat generating plants and the choice of coal to feed them, as well as the decision regarding an inter-connected electricity network across the whole of Grande Terre. In addition to these decisions, the government has issued certain preferences with regard to the development of renewable energies or the policy decision to equalise electricity prices (everyone pays the same price regardless of access location).

Moreover, we should not forget that New Caledonia is currently outside the Kyoto protocol and thus not required to manage a quota for its greenhouse gas emissions. However, emissions from New Caledonia and the Territorial Overseas Communities increased by 63.5% (+ 1.8 million tonnes equivalent of CO_2) between 1990 and 2007 (cf. "Emissions and the reduction of greenhouse gas emissions in New Caledonia"). Within this group, 70 to 90% of CO_2 emissions most probably come ("according to expert opinion") from New Caledonia. If the emissions associated with the manufacture in New Caledonia of products for export are taken into account, these figures place it among the biggest emitters in the world per habitant. This comes in a changing regional environment – Australia has ratified the protocol – and in the knowledge of the likely shape of international climate negotiations which could impact the country's economy given its high dependence on imported energy.

The institutional energy landscape in New Caledonia

New Caledonia is no longer an overseas territory as defined in article 74 of the French Constitution since the Noumea Agreement of 1998. It is now a community *sui generis* which does not belong to any pre-existing category, and with institutions conceived for it alone[6]. It is made up of three assemblies including Congress which is the deliberative assembly and legislative body. Congress votes on the "laws of the land" which are presented to it by the government or put forward by members elected to Congress.

The Congress is made up of 54 members elected from the Assemblies of the three provinces. It works with internal committees one of which – "Public Infrastructures and energy" – handles energy. It elects the government of New Caledonia which is the executive body. The government comprises administrative departments including The Mining Industry and Energy Board of New Caledonia (Dimenc) which is responsible for energy-related issues (including on behalf of the provinces, although solely by delegation – cf. "What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia").

In term of energy, Dimenc collaborates on the direction and implementation of New Caledonia's energy policy, participates in developing technical and economic studies in the areas of energy and in promoting projects designed to deliver energy savings or develop new energy sources, in particular renewable energy. It is also charged with advising on and preparing the wording used to fix the price of liquid hydrocarbons, gas and electricity, managing electrical energy transport installations and supervising the Rural Electrification Fund Management Committee department (FER, around 800 000 000 Pacific Francs (F CFP)) and the Territorial Energy Management Committee (CTME). It proposes price updates, negotiates pricing structures with the three oil companies on an annual basis, re-examines the price per kWh together with Enercal and EEC, calculates the balance of equalised prices, studies requests – in collaboration with the departments – for the authorisation of classified installations (ICPE), monitors classified installations and monitors petrol pumps (service station pumps)…

[6] Account of the grounds for the Organic Law project, a document issued by the National Assembly, no. 1229, 25 November 1998 and Jean-Yves Faberon, *La nouvelle donne institutionnelle en Nouvelle-Calédonie*, RFDC, 1999.

The Energy Observatory of New Caledonia, formed by decision no. 378 of 23 April 2008 and adopted by Congress, is the means by which New Caledonia's energy policy is implemented. It is incorporated within the Dimenc energy department so as to collate various information regarding the energy situation in New Caledonia as provided by the energy stakeholders, i.e. the importers, producers, transporters, distributors and consumers of different types of energy. This database serves as an evaluation and control tool for the measures designed to manage energy and develop renewable energies. A permanent energy committee has also been formed under the aforementioned decision to be led by Dimenc, which also coordinate thinking on the topic of energy in New Caledonia. It will suggest the formation of working groups and help to define the country's energy policy. Its aim is also to draw up a balanced development plan as defined under article 4 of the institutional decision.

Currently, Dimenc appears to be working primarily with data provided by the manufacturers and it seems that few statistical and overall studies have been conducted into the import of energy resources and energy production and supply within the territory. The Energy Observatory, if it is to meet the targets set of it, will need to establish an accurate database to be made available to policy decision-makers, manufacturers, associations and private individuals.

There is also an institutional body to implement renewable energy and energy management promotional campaigns in New Caledonia which is the Energy Management Competition Fund (FCME). This organisation receives financial support from New Caledonia and the Environment and Energy Management Agency (ADEME). New Caledonia's contribution is paid out of a tax on petrol – the parafiscal tax for renewable energies (TER). Activities liable for total or partial subsidy by the FCME are included within the general objectives regarding the rational use of energy, the promotion of renewable energies and saving primary energy sources.

These activities are funded jointly by the ADEME and New Caledonia, or solely by New Caledonia. In addition to this programme of activities supported annually to the sum, in 2009, of 1 759 800 euros, or 210 000 000 Pacific Francs (F CFP), the FCME contributes to the annual rural electrification programme by subsidising electrical installations in New Caledonia and domestic air cooling equipment powered, at remote sites, by a photovoltaic

generator installed under the rural electrification fund. The FCME is managed by the Territorial Energy Management Committee (CTME).

The CTME, for example, lends its support to energy saving bulbs markets and individual solar water heaters (Cesi), to the development of thermal performance ratings in new homes (Ecocal) and, earlier, the biofuel system (coprah in Ouvéa, sunflower in North Province). Among the projects supported, of particular note are the electrification of private homes by means of photovoltaic and wind installations and the case study involving the Tina toll station, which since July 2007 has been equipped with a photovoltaic farm attached to the supply network and, more recently, implementation of Bilan Carbone + to measure carbon footprint.

Industrial stakeholders in the production of nickel

The nickel economy is known to be a very important component in the general economy of New Caledonia.

The Société Le Nickel (SLN) and the Doniambo plant

A global leader in the production of ferronickel, Société Le Nickel (SLN), founded in 1880 and with its head office in Noumea, is a subsidiary of the French conglomerate Eramet. Nickel production is exported in its entirety to Japan, Korea, China and Europe.

SLN has five mining centres, one in the south at Thio and four in the north at Kouaoua, Népoui, Tiébaghi, and Poum which opened at the end of 2007, plus a plant at Doniambo which will be capable of producing up to 72 000 tonnes of nickel per annum. It also subcontracts the working of two mines, Étoile du Nord in Kaala Gomen (North), and Opoué (Païta) in the south.

Eramet holds 56% of the shares in SLN, STCPI has 24% and Nisshin Steel, its main Japanese customer, 10%. STCPI (Société territoriale calédonienne de participation industrielle) is made up of Promosud, the financial arm of the South Province which owns 50% of the shares, Nordiles, a Loyalty Islands Province association (via Sodil, which holds 25% of the shares), and the North Province (whose financial holding company, Sofinor, also holds 25%). By way of information, STPCI paid dividends of 2.3 billion F CFP (19.3 million euros) in 2007 against 2006 activities.

The Koniambo project, expected commissioning date 2012

This pyrometallurgy plant project is managed by the joint venture Koniambo Nickel SAS (KNS) based in New Caledonia, with 51% of its shares held by Société minière du Pacifique sud (SMSP) and 49% by Xstrata Nickel. This latter, which is headquartered in Switzerland, is a major mining concern and is quoted on the London and Zurich stock exchanges.

SMSP is majority owned by the North Province of New Caledonia, *via* Sofinor. SMSP is also involved in other projects in partnership with South Korea (a company called Posco). Sofinor, a North Province finance and investment company, is a public-private partnership belonging to the North Province and founded in October 1990 to acquire SMSP.

Vale Inco Nouvelle-Calédonie and the Prony Energies heat generating plant

Vale Inco Nouvelle-Calédonie (formerly known as Goro Nickel) after its main technology partner and principal shareholder, was founded in order to mine the deposits at the Goro plateau. Apart from Vale Inco (69%), its

Table 3 – Comparison of the two pant projects

Project	Koniombo	Goro Nickel
Main contractor	Xstrata (Falconbridge take over)	CVRD (Inco takeover)
Massif resources (ore)	150 million tonnes	120 million tonnes
Nickel content	2,2 %	1,5 %
Traitement process	Pyrometallurgie	Hydrometallurgie
Production capacity	60 000 t of nickel per annum	60 000 t of nickel and 5 000 t of cobalt per annum
Estimated cost	300 billion F CFP	310 billion F CFP
Electricity generating station	Coal and fuel oil (390 MW)	Coal (100 MW)
Job created (at completion)	1 000 direct and 2 500 indirect	800 direct and 1 700 indirect

Source : *La Nouvelle-Calédonie en 2006*, IEOM, 2007 ; A. Comoul and J.M. Eberlé, BRGM, april 2007.

shareholding is made up of the Japanese company Sumic Netherlands Nickel (21%), South Province (5%) and North and Loyalty Islands Provinces (5%).

The gradual kick-off of the mining and industrial complex, currently under construction, began in 2009, with full production capacity expected in 2013.

Vale Inco Nouvelle-Calédonie has made available to Prony Energies (which is held 75% by Enercal and 25% by Elyo, a subsidiary of the Suez group) the land required to build an electricity generating station comprising 2 x 50 MW units using coal as the fuel. The project's energy requirements will take up only 50% of the total energy production, enabling the other half to be used to meet New Caledonia's public electricity supply needs which, with no management policy in place, risk increasing.

Prony Energies will undertake construction of the plant itself. Vale Inco Nouvelle-Calédonie is, however, responsible for construction of the infrastructures necessary to its operation.

The electricity companies

Enercal

The New Caledonian energy company Enercal was founded in 1955 with the purpose of deriving hydroelectric power from the Yate (a river to the east of New Caledonia) to support the French nickel industry in underpinning its competitiveness in the global market.

As well as developing a production centre, Enercal has, since 25 August 1972, held the energy transport concession for New Caledonia. As such, it is responsible for ensuring that electrical energy is transported and distributed throughout the entire territory. In 1973, Enercal became a distributor of electrical energy in addition to its activities as a producer and transporter.

In 2008, the principle of the transfer of shares held in Enercal by the nation and the French Development Agency (AFD), set out when the Noumea Agreement was signed, was exercised and from that point, New Caledonia has held 54.4% of the shares in Enercal. The remaining shares are held by Eramet (16.3%), EDF (16%), Elyo (subsidiary of Suez, 10.8%); finally, the municipalities of New Caledonia collectively hold 2.5% of the shares, while the three Provinces hold a symbolic 0.003%.

Today, Enercal guarantees virtually all the electricity production along with all its transport and distribution to 27 of the 33 municipalities which make up New Caledonia (particularly rural municipalities) which have granted it a concession for the distribution of public electricity.

EEC

EEC, an electrical energy production and distribution company, is a subsidiary of Elyo (itself now known as Cofely following its merger with Cofathec), part of the Suez group. EEC Suez-Gdf began operating in New Caledonia in 1929 when it was granted the concession, under the name of Unelco, to produce and distribute electrical energy for the city of Noumea.

EEC's major shareholder is Suez Energie Services (SES), one of Suez's four sectors of activity.

Today, EEC manages the distribution of electricity to the municipalities of Noumea, Mont-Dore, Dumbéa, Bourail, Kaala-Gomen, Koumac and Lifou, where it also ensures the maintenance and operation of public lighting installations. The company also produces wind power, with farms on Grande Terre and at Lifou.

Energy management: a major challenge for New Caledonia's sustainable development and its energy security

The preoccupation with saving energy, rapidly renamed "Energy Demand Management or Demand Side Management" (DSM), emerged following the oil crisis in the early 1970s. In France, it led to the creation, in 1974, of the *Agence pour les Économies d'Énergie* (AEE *or* Energy Saving Agency*)*, then, in 1982, to that of the *Agence française pour la Maîtrise de l'Énergie* (AFME *or* French Energy Management Agency*)* followed by, in 1990, the establishment of the ADEME *(*Environmental and Energy Management Agency*)*, born of the merger of several bodies including the AFME.

Which definition of managing the demand for energy should we use? The most widely used is that coined by Gellings and used by Kaehler (1993) in his doctoral thesis on energetics: *"Demand side management covers actions taken by public authorities as well as energy producers and/or suppliers, designed to encourage and, occasionally, oblige users in a particular sector to change the way in which they use or consume energy."* This definition clearly refers to public policies, which are behind the drive towards energy saving in society. In the current political climate, where there are numerous calls for individual responsibility, it is worth remembering that politicians, elected officials and people's representatives also bear some responsibility.

Nowadays, energy related issues have increasingly come to the fore in public debate because of global warming, the prospect of the imminent exhaustion of oil resources, increasing oil prices, environmental awareness or the rapid industrialisation of countries such as India and China. However, despite the threat to the global environment, which is becoming increasingly apparent year-on-year, the continuation of current trends based on the paradigm prioritising energy supply, is causing a development stalemate, accentuating inequalities between rich and poor countries and contributing to social division.

And yet, demand side management issues are major ones. Changing practices in terms of housing, consumption, transport and industrial systems not only provides considerable room for manoeuvre in terms of energy security, but also major potential for saving energy. Certain countries have made a greater commitment in this respect than others (the Scandinavian countries, Germany and the island of Reunion, in particular).

Until now, New Caledonia has been developing within the framework of an energy-hungry market economy, based on the exploitation of mining resources and the metals industry. However, the creation, in 1981, of the *Comité territorial pour la maîtrise de l'énergie* (CTME *or* Territorial Energy Management Committee*)* demonstrated a desire to follow the route of saving energy and developing renewable energies (REN). New Caledonia actually has numerous advantages, which should enable it to become a leader in these areas.

Energy in theory and practice

The current situation as regards attitudes to energy and DSM in New Caledonia

Current attitudes to energy, to which we have access, stem mainly from those with a direct interest in energy-related matters. Conversely, little is known about what the majority of the inhabitants of New Caledonia actually think, as no sociological or anthropological surveys have been conducted in this field. It is nevertheless possible to put forward a number of theories, on the basis of anthropological studies of environmental issues, mining and deciduous forests in New Caledonia, in a press review, which we compiled using the daily paper *Les Nouvelles Calédoniennes*, and based discussions that we had during our trip to Nouméa in March 2009.

The question of practices poses similar problems. In effect, there are no studies outlining and analysing practices in terms of energy and demand side management by the various categories of the population. Although an ISEE survey into household consumption habits is being undertaken at the very time when this report is being written, this particular investigation is suffering from a lack of data on this subject.

Criticism from organisations

Ecological organisations have strongly criticised the energy choices made by the government, which is accused of favouring only the mining industry to the detriment of the population and the environment, of being responsible for the excessively high energy dependence of New Caledonia and of hindering the development of renewable energies and demand side management for which they are campaigning.

Action Biosphère has denounced what it sees as collusion between the French state, the government of New Caledonia, the electricity companies and the mine operators. The latter actually benefit from preferential kWh rates, while even the poorest households pay full price for their electricity,

which, according to the organisation, is equivalent to a hidden subsidy - with the added bonus of a tax rebate on imported fuel oil and coal. According to Action Biosphère, a very modest tax on each tonne of imported coal and fuel oil would create a substantial reserve; this could be used to support investment in the development of renewable energies (solar power, wind power), which would enable household demand for electricity to be met.

The network of ecological organisations and citizens ***Ensemble pour la planète*** (EPLP) *(*United for the Planet*)* points to the extremely high energy dependence of New Caledonia in terms of fossil fuels, which is inextricably linked to the choice of economic development focussed solely on the nickel mining and metals industry. EPLP highlights the absence of any political consistency in terms of these energy related issues and warns of a major impending energy crisis, caused by the scarcity and increased price of fossil fuels.

Ensemble pour la planète proposes a gradual withdrawal (over the next 30-40 years) from this nickel-based economy, with the development of an alternative economy (local processing industry, local tourism, agriculture, forestry, waste recycling, etc.) and energy generation. It proposes equipping New Caledonia with a real plan for managing energy consumption and developing renewable energies, similar to that implemented on the island of Reunion, adopting incentives (kWh buy-back rate, subsidies, loans at reduced rates) to enable everyone to generate their own electricity and for industry to offset its CO_2 emissions. Given that the development of renewable energies must be a primary objective, the association also proposes adopting measures enabling photovoltaic cells to be installed, developed and connected to the network, setting an incentive buy-back price for solar kWhs and introducing measures to support investment (70% of the cost of photovoltaic systems) as well as raising consumer awareness of energy management.

The attitude of the consumer association **UFC *Que Choisir*** is similar to that of ecological associations, but is less radical and less focussed on criticising mining development and the metal industry. As regards energy, it differs in the importance placed on demand side management, both in terms of household equipment, modes of consumption and housing.

UFC *Que Choisir* would like public authorities to pay more attention to demand side management, as there are potentially major opportunities for saving energy, including the application of beneficial rates for night-time electricity (off-peak hours) and the creation of standards for labelling household equipment on the basis of their electrical efficiency, for example.

According to the association, the development of renewable energies is facing stiff local resistance, both from Enercal and the government of New Caledonia, which financially support the operating company. In terms of housing, there are few incentives to encourage energy saving or compliance with HQE standards, although "traditional" housing, both kanak and caldoche, was previously well adapted to the climate.

UFC *Que Choisir* also criticises the ambivalent attitude of New Caledonians who dislike their country's energy choices and do not want to be one of the largest CO_2 producers on the planet, but who continue to buy polluting vehicles, such as 4x4s, and over-use electricity (swimming pools, air-conditioning, etc.). Nevertheless, the association has detected a number of changes in terms of environmental awareness thanks to the release of Al Gore's film on the greenhouse effect, which has had a major impact in New Caledonia, and the internet, which is providing New Caledonians with a window on the world. Local media has played an important part in this change for the past ten or years or so.

The media is playing a part in increasing environmental awareness

In order understand the attitude of the New Caledonian media to energy related issues and energy management, we conducted a press review of the *Nouvelles Calédoniennes* web site between 2002 and 2009, based on the keywords "energy consumption" and "energy management".

Ninety articles talked, in one way or another, about energy related matters, whether they related to New Caledonia and neighbouring countries including Vanuatu, Samoa, Australia and New Zealand, or Europe and the United States. The issue of renewable energies tops the ranking of subjects covered, in particular the installation of wind farms and the revival of the copra industry in Ouvea (biomass), with a slight drop in interest between 2004 and 2006, followed by the classic topic of electricity generation and transporting it around the country, which is covered in a purely factual man-

ner. On the other hand, based on a search using the keywords "energy and mining", the articles encountered were more critical of air pollution caused by the coal fired power station at Prony and the plant at Doniambo. These topics were followed closely, in third position, by articles on energy related and environmental matters outside New Caledonia; although 2002 was characterised by the Earth Summit, 2008 demonstrated a renewed interest in what the South Pacific countries were doing in terms of renewable energies.

In 2007, the release of Al Gore's film triggered a marked interest in global warming and the greenhouse effect, and gave rise to numerous events and discussions. Nevertheless, the issue of demand side management only occupies a marginal place in *Les Nouvelles Calédoniennes*, with a sudden interest, in 2007, associated with the installation by EEC *(the New Caledonian Electricity and Water Company)* of new electricity meters (known as convenience meters) in private establishments, enabling energy to be saved (there is a reference to the construction of a school meeting HQE standards in Ducos).

The attitudes and practices of New Caledonians are ambivalent

Here too, in the absence of surveys, we are limited to putting forward a few theories, which necessarily need to be subsequently confirmed.

We first of all noted a level of criticism as regards atmospheric pollution from the plant at Doniambo and the fact that being one of the largest CO_2 producers on the planet appears to pose a problem for New Caledonians. This is demonstrated by a growing awareness of issues relating to pollution, global warming and the greenhouse effect; an interest borne out by the success of the film *An Inconvenient Truth*, which was widely watched in New Caledonia in December 2006. Furthermore, the awareness campaigns implemented specifically by the ADEME appear to be more effective when they make use of the film industry. Another observation: the population apparently has no problem with wind turbines and attitudes to renewable energies are generally extremely favourable.

We have also noted levels of criticism as regards the inadequacy, or even the complete lack, of environmental practices and policies on the part of mining companies and the government. Fierce opposition by the Kanaks to the planned Goro Nickel plant clearly demonstrates this. However, at the

same time, New Caledonians stop short of critically examining their own energy-hungry consumption habits (buying polluting 4x4s, over-equipping, housing, etc.). We have often heard it said that energy savings in the public distribution of electricity, household consumption habits and modes of transport are entirely negligible, and therefore completely immaterial, when compared to the considerable energy expenditure of mining companies.

It needs to be said, however, that although the mining industry is the target of a great deal of criticism, the planned northern plant is welcomed by the population, in particular the kanaks, because of economic development and the thousands of jobs it is expected to create, thereby helping to restore a balance between the north and the south.

The attitudes of public stakeholders, expressing new concerns

An article in *Les Nouvelles Calédoniennes*, dated 11th September 2008, reports on a significant change in **government energy policy**. In effect, the planned development of the electricity network over the next seven years will focus on renewable energies, autonomy of supply and prices.

"(…) There are four major objectives: guaranteeing a secure supply, reducing dependence on external sources, guaranteeing competitive prices and limiting environmental impacts. For all these reasons, renewable energies will be at the heart of reforms, in the form of a pro-active policy, i.e. investment and regulations that favour wind power, photovoltaic systems and water power."

However, the issue of demand side management still plays a marginal role in government concerns, despite the launch of the EcoCal operation in 2005; an energy management project for New Caledonian housing.

As for the provinces, they are well-versed in environmental matters. In March 2009, the South Province introduced new environmental legislation, which stipulates that "the imperatives of protecting the environment and combating intensification of the greenhouse effect must be incorporated into the definition and implementation of provincial policies and actions, specifically in order to promote sustainable development." It also states that, "within the framework of ICPEs subject to authorisation or declaration, instructions may be issued, in general or on a case-by-case basis, regarding energy management or greenhouse gas emissions (based on notions of the

best available technology and rules governing emissions of pollutants)." From this same perspective, the South Province's strategy for sustainable development, also dating from March 2009, includes an initial approach entitled "Combating climate change and reducing energy dependence." It outlines actions for the development of renewable energies, reducing greenhouse gas emissions as well as gauging and anticipating local repercussions in terms of climate change (for example, putting in place a local frame of reference for sustainable town-planning, introducing the development of renewable energies for social housing (100% of new homes equipped with solar power, promoting operations using photovoltaic solar systems) and examining the options for a provincial carbon tax, etc). And finally, the rules for investment subsidies in the South Province also include measures relating to demand side management.

The attitude of the North Province, which is less urban and industrialised than the South Province, is clearly based on a concept of sustainable development focusing on natural resources, biodiversity and ecotourism. The attitude of the Islands Province focuses on the development of renewable energies (wind power in particular) and copra, with the oil mill in Ouvéa – which is nevertheless experiencing recurring operating difficulties because of supply problems in connection with land issues (cf. "What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia"). It should be noted that the Loyalty Islands are currently drafting their own energy plan.

The South Province is home to two thirds of the population of New Caledonia in an increasingly dense urban area which links the towns of Nouméa, Dumbéa, Mont-Dore and Païta. Despite the emergence of inter-municipality in New Caledonia (the inter-municipal association of Greater Nouméa was established 2006), there is not yet an inter-municipal policy relating to energy. As regards the extremely rapid development of Greater Nouméa, the public authorities are mainly attempting to manage the emergency by meeting the primary need for housing (to combat over-population and the development of squats) and transport, in particular.

Finally, the role of the ADEME, which has had a presence in New Caledonia since 1981 and which reports directly to the French government, is essentially to provide advice on and assistance with the implementation of public policies relating to the environment, energy and sustainable develop-

ment. It is specifically involved in the Territorial Energy Management Committee, which manages the contribution fund for energy management, financed equally by the ADEME and the government of New Caledonia.

The reluctant attitude of electricity companies

The two electricity companies, EEC and Enercal, are not very keen on managing the demand for energy and mainly display an interest in reducing or managing peaks. EEC acknowledges the existence of "wasteful" behaviour, but believes that changing this behaviour is not its responsibility.

In 2007, EEC commissioned a study into biomass, which confirms that there is potential for energy-related plantations, but highlights the lack of political will for establishing this kind of system. In an article published on 1st July 2007 in the online magazine *Made'In*, its Managing Director, Yves Morault, insisted on the need to develop and use renewable energies and to commit to going down the route of demand side management, an area in which, he says, *"there are vast quantities of energy to be saved."*

The current situation as regards practices: household consumption of energy

The question of current energy-related practices reflects, first of all, the consumption habits of households, a subject on which we are cruelly lacking data, the ISEE survey not being due for publication until after our report. This quantitative investigation would also benefit from being followed by a qualitative investigation into the diversity and disparity of the population's energy consumption habits.

It also reflects the consumption habits of both public and private stakeholders, areas in which information is also lacking. What is more readily available, on the other hand, is the content of public policies and quantitative data relating to electricity generation and consumption, which forms the subject of the chapter entitled "The energy situation".

According to the little data available (which, we have been told needs updating), the level of consumption by households in New Caledonia, at today's prices, rose by 34% between 1990 and 1997, i.e. an average annual rate of 4%, while over the same period, the average annual inflation rate

was close to 2%. During the course of this period, the structure of consumption changed with services rising by 4 percent and miscellaneous industrial products falling. At the same time, the energy budget increased from 2.5% to almost 4% of household expenditure.

According to the Tableaux de l'économie calédonienne (TEC) *(New Caledonian Economic Tables)* published by the ISEE, economic growth has resulted in an improvement in the population's average standard of living, as confirmed by several indicators including changes in the level of household equipment and durable goods. Services are the main expenditure item and, for almost half of the population, have a decisive influence on household consumption. These are divided as follows: 20% for food, 20% for miscellaneous industrial products and 7% for energy products. The proportion of energy in household budgets has therefore risen from 2.5% in 1990 to 7% in 2006.

Over the past few decades, New Caledonian households have rapidly filled with domestic electrical appliances and goods linked to consumption. By 2004, almost every household owned a fridge, a washing machine, a freezer, and more than a third of households owned a computer – but with enormous disparities, depending on the particular Province. The level of domestic air-conditioning has also increased, with more than a quarter of households being equipped.

In 2004, 74% of households in New Caledonia owned at least one car, compared to 62% in 1989, and 6% owned a powered scooter or motorbike (it should be noted, however, that a quarter of households had no individual means of transport at their disposal). Finally, 13% of households own a motor boat (22% in the North Province where fishing is a major activity).

In 2000, electricity consumption per capita was 2.523 MWh/year in the South Province, compared to 0.745 and 0.603 MWh/year respectively in the North and Islands Provinces. There are therefore significant differences in electricity consumption between those living in the South Province, which is urbanised and where Kanaks are in the minority, and those in the North and Island Provinces, which are rural and predominantly inhabited by Kanaks. In 2004, GDP per capita in the Loyalty Islands Province was less than half that in the North Province, and GDP in the latter was actually less than a third of that in the South Province.

Demand side management issues are therefore more acute in the South Province than in the North Province and the Loyalty Islands, because of the higher level of household electrical goods and the density of urban development as well as problems with transport, housing and town planning. Nevertheless, it appears important for the North and Loyalty Islands Provinces to anticipate future changes.

An overview of the attitudes and practices in terms of demand side management outside New Caledonia

Energy management in France

The state: regulations and fiscal support

French demand side management policies actually emerged as a reaction to the oil crises of 1974 and 1979. Initially, state involvement was therefore justified on the basis of French dependence in relation to its energy supplies. Subsequently, credits awarded for managing consumption were designed to boost construction activity in the short term. Equally, demand side management actions were occasionally linked to social policies, for example, the use of special reserves for major social housing renovation projects.

Beginning in the 1990s, environmental motives became more important – as demonstrated by law n° 96-1236 of 30th December 1996 governing air and the rational use of energy – and were subsequently reinforced on the basis of France's international undertakings (the Kyoto protocol, for example).

Most of the time, these days, direct state involvement in favour of demand side management is covered by the Climate Plan, which France is obliged to regularly submit to the European Commission. Its involvement covers two main areas: regulations and fiscal support.

The principal regulations in the field of energy saving are:

- thermal regulations (introduced in 1974) for all new buildings,
- regulations governing boilers and combustion units, complemented by the Plan national d'allocation des quotas (PNAQ) *(National Quota Allocation Plan)* and the regular inspection of boilers and air-conditioning systems,
- labelling household electrical equipment,
- seasonal time changing (summer time/winter time) introduced in 1975.

The principal fiscal support mechanisms are:

■ tax credits for individuals for investments in improving the energy efficiency of buildings,

■ reduced VAT (5.5%) for work to improve old buildings,

■ a system of extraordinary amortisation for companies for equipment designed to save energy or to produce renewable energy,

■ financing investments in saving energy by means of lease-purchase.

In addition, the state should set an example and must therefore take action within its own buildings and adapt its procedures for controlling equipment/systems. Finally, it also supports research in the field of energy management.

The ADEME: providing advice and raising awareness

Promoting energy management is now one of the ADEME's five key missions. In its last two major awareness campaigns, the agency confirmed the importance of environmental concerns as one of the reasons for promoting energy saving, both following and influencing opinion in this area. Whereas the slogan for the "chasse au gaspi" *(Driving down waste)* campaign at the end of the 1970s was: "In France, we don't have any oil, but we have ideas." In 2001, it became: "Save your money. Save your planet," and, in 2004: "Save energy soon, things are heating up."

The ADEME took part in the Grenelle Environment Forum, becoming, among other things, a member of the working group entitled "Combating climate change and managing energy." On the request of the Ministry of Sustainable Development (MEDDAAT), it specifically became a key operator in charge of the heat fund for developing the generation of heat from renewable energies, and the research demonstration fund for new energy technologies.

The ADEME has developed a decision-making support tool (preliminary diagnostic, feasibility study, assistance in setting up projects) and provides solutions to facilitate the financing of projects to improve the energy efficiency of companies. It is also developing a system of partnerships to relay its efforts and encourage other stakeholders, both public and private, to take action. Finally, it issues requests for proposals in order to encourage the emergence of new and effective solutions, follow by their distribution and market launch.

There is also a decision-making support tool for public authorities, but it is designed to deal with building related issues and assistance for clients. Its role in relation to individuals consists of raising awareness, relaying and/or distributing information, and offering local advice by means of Espaces info énergie *(Energy information areas)*. In addition, the ADEME leads campaigns in schools to promote environmental education.

EDF: pricing, public service mission, services and R&D

EDF's primary motivation when it comes to demand side management has been to optimise the use of power stations by adjusting demand, thanks to a pricing structure based on marginal costs, introduced in 1954 with the creation of the "green" tariff. The application of pricing standardisation means that the company has an interest in managing consumption in areas where it is expensive to transport or generate electricity.

In other respects, a situation of overcapacity, brought about by the extensive nuclear power programme, has paradoxically encouraged an improvement in home insulation and the efficiency of electric heating systems. Demand side management activities have therefore been driven by a commercial motive: gaining market share for the competitive use of energy. It should also be noted that demand side management activities have provided a means for EDF to promote its image - specifically to counter anti-nuclear arguments.

In 1993, EDF began signing three-year framework agreements with the ADEME, relating specifically to managing demand for electricity. Actions undertaken within this framework are driven by both economic and environmental motives.

Deregulation of the electricity market has subsequently changed the situation, since EDF no longer has a monopoly and its new constitution has done away with the principle of specialisation, which means that it is able to diversify its business. Its demand side management activities are now driven by two motives: redefining its public service mission and the need to differentiate itself from its competitors by developing its service activities.

EDF's activities are principally based on the decisive aspect of the pricing signals sent to customers. Incremental pricing stems from the fact that electricity is a product that cannot be stored and that production resources are

used in such a way as to meet instant demand. However, this demand is uneven, depending, in particular, on the time of day and the season. These fluctuations are characterised by the electricity system's load curve, which plots the total amount of power demanded by time. Traditionally, demand is therefore broken down into three types: basic (average power required for more than 6,000 hours/year), semi-basic (intermediate demand periods) and peak (power required at critical times). Production capacities are therefore chosen to suit the structure of this load with different costs for each category, lower for basic demand and higher at peak times.

Pricing standardisation and the aim of providing access to energy for all is forcing EDF to implement local demand side management programmes, in the form of information and promotion campaigns for energy efficient equipment (low-energy light bulbs, for example). The company is also developing a commercial culture of demand side management by offering its clients a range of services. For companies, there are annual customised energy audits and advice on lighting and air-conditioning; for public authorities, Citélia products with Optimia diagnostics; and for individuals, advice and internet or telephone simulations, Gesteco campaigns in certain pilot regions with an energy management pack and Vivrélec for electric heating.

Finally, EDF has a sizeable R&D Centre, one of the major aims of which is to develop new efficient technologies for industrial processes and household equipment.

Private stakeholders: companies and specialist consultancy firms

For these private stakeholders, the principal motivation is, naturally, an economic one. They are, to a lesser extent, influenced by environmental and/or image-related issues. Their aim is to increase their business by offering their clients products and services.

Certain associations may also play a part in demand side management activities; these are often linked to "Energy Information Areas" or local energy agencies. Their motives depend on their own objectives, but are generally of an environmental, social and/or civic nature.

And finally, in mainland France, local authorities are major players in terms of demand side management.

Prospects and current challenges

In terms of public policies, we had to wait for France's ratification of the Kyoto protocol in 2000, to witness the launch of two new programmes heralding the revival of energy management policies: the Plan national de lutte contre le changement climatique (the PNLCC *(national plan to combat climate change)*, which has now been replaced by the Climate Plan) complemented by the Plan national d'amélioration de l'efficacité énergétique (le PNAEE *(national plan to improve energy efficiency*).

This revival is currently experiencing a second wind, as the issues of energy prices and security of supply have returned to the fore as a result of volatile oil prices and the prospect of depleted oil resources. Against this background, France is primarily following the routes determined by various European directives. The principal measures taken include reinforcing tax credits for investment in energy management and the launch by the ADEME of a new awareness campaign *("Save energy soon, things are heating up"*), which is more ambitious and, above all, more practical. In terms of demand side management, the Grenelle Environment Forum represents a major step forward.

Everything appears to point to the fact that, in France, demand side management activities will experience a boom over the coming years, but that the challenges will differ from those during the period following the oil crises of 1973 and 1979:

- establishing long term actions and, in order to do so, dealing with the issues of consumption management throughout the entire decision-making process,
- sustaining demand side management activities in a new market environment that is open to competition, which calls into question the division of roles and possible ways of operating,
- structuring activity policies on the basis of different territorial levels,
- developing new strategies (including energy saving certificates) in order to exploit the various opportunities, which have become the major challenge for managing energy consumption, and tackling sectors in which it is more difficult to make headway (old housing, small and medium sized companies and industries, etc.).

Energy management in overseas departments: isolated but large-scale activities

Like rural areas, islands have been areas that lend themselves to demand side management activities because of pricing standardisation. These types of activities in such locations have increased at an ever greater rate as the deficit for EDF has grown, in particular in overseas departments. Demand side management activities, in these areas, have therefore been one of the major focuses for EDF-ADEME agreements, as they have represented an area in which the interests of both parties converged.

A few local large-scale activities have been successfully conducted, including the distribution of almost a million low-energy light bulbs: 150,000 on the island of Reunion in 1989, 350,000 in Guadeloupe and 346,000 in Martinique in 1992, 73,000 in French Guyana; results that are approximately 10 times higher than local operations of this type carried out in mainland France. Other examples: the promotion of solar water-heaters and the Ecodom label, which are designed to improve the energy efficiency of new buildings.

Over the past twenty years, economic development on the island of Réunion has been accompanied by sustained growth in energy consumption, for which demand has increased by a factor of 2.5, with that for electricity having even quadrupled. It was therefore a matter of urgency to implement an extremely ambitious regional policy of energy management and the use of renewable energies to generate electricity: this is what is offered by the Plan régional des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie (Prerure) *(regional plan for renewable energies and the rational use of energy)*, which makes provision, in the medium term, for the creation of three renewable energy or megawatt power stations, demand side management or megawatts and storage. A second programme of "operational actions leading to visible results over the next ten years" is designed to reduce the demand for electricity as far as possible, by means of twelve intensive operations, principally in the field of energy management.

Thermal regulations for overseas departments (RT DOM), which are limited to the housing sector, may represent a starting point for drafting New Caledonian thermal regulations. They actually equate to a toned down EcoCal, with additions for ventilation-related issues. Furthermore, as regards

the tertiary sector, it would make sense to draw inspiration from the PERENE programme, which, as it is based on a detailed study of the climate on the island of Reunion, provides interesting information in terms of consumption ratios and frames of reference for the various tertiary sectors. Given the great similarities between the climate in New Caledonia and that on the island of Reunion, certain results can be transposed, but this does not remove the need to produce statistical or documented studies of actual consumption by sector and to establish a climatic map with reference data for each region. To simplify matters, the application of thermal regulations for overseas departments (RT DOM), as well as housing and tertiary programmes, should be standardised in terms of targets to be met and developed simultaneously.

Proposals to change the attitudes and practices of New Caledonians towards increased management of energy

First of all, there is a need for action on a political level, as this is the area that has the greatest leverage in terms of demand side management. How can we raise elected representatives' awareness of this challenge? By means of awareness and education campaigns, by presenting them with examples from other places, by explaining the aims and possibilities, etc. The ADEME is perhaps best placed to take on this task, but in New Caledonia it only has limited resources at its disposal.

At the same time, there is also a need for action in terms of all the country's stakeholders. Firstly, it would make sense to recommend an anthropological, and therefore qualitative, survey, relating to the attitudes and practices of New Caledonians in terms of energy. As a vital addition to the ISEE's statistical surveys, this qualitative approach would provide an understanding of the points of view of the country's inhabitants, their consumption choices and the underlying reasons for them, their expectations, their judgements, etc. We would also recommend a survey of the attitudes of various New Caledonian media channels to energy-related issues (press review, television news, radio broadcasts, etc.).

Energy management in the building and household equipment sector

The issue of demand side management and energy efficiency in buildings is fundamental, given the scale of the opportunities identified and, above all, the possible scope for action. Indeed, thanks to the immediate availability of mature technologies and techniques, the building sector is actually in a position to provide effective help to resolve the environmental challenges we are facing. However, this is a sector that has a reputation for changing slowly because of the long lifetimes of buildings and inertia in the building industry.

The current situation as regards demand side management in the building and household equipment sector in New Caledonia

Climate issues

Situated in the middle of the Pacific Ocean, New Caledonia is located at an average latitude of -21.5° and a longitude of -165°. The path of the sun (height and azimuth) is almost identical to that on the island of Reunion (-21° south latitude and 55°30' east longitude).

At 12 midday, an observer in New Caledonia would have the sun to his/her north for the majority of the year, and to his/her south for the rest (during the month of December). The path of the sun is relatively high throughout the year.

Average daily solar radiation is of the order 5.4 kWh/m^2/day. During the hot season (summer), it can exceed 7 kWh/m^2/day whilst during the cool season (winter), it drops a little lower to around 3.5 kWh/m^2/day. Diffuse radiation makes up around 40% of the overall radiation received. By way of comparison, annual sunshine levels are slightly higher than on the island of Reunion and almost identical to the West Indies.

Temperatures are particularly mild in New Caledonia: an annual average of 23 to 24 °C, with a very slight difference between the north and south of the island, i.e. practically the perfect atmospheric temperature for human habitation.

The annual positioning study of all external environmental conditions, plotted on the humid air diagram, enables thermal comfort in external environments to be defined. The grouping of points displays an absolute minimum temperature of the order of 16 °C, an absolute maximum temperature of 33 °C and minimum relative humidity of approximately 45%. Statistically, sources of discomfort stem from periods associated with a feeling of coolness/coldness (6% below 19 °C), heat (10% below 28 °C) or excess humidity (5% above a relative humidity of 95%). When areas of discomfort are excluded, it is clear that human beings enjoy acceptable levels of comfort for 83% of the time (in the shade).

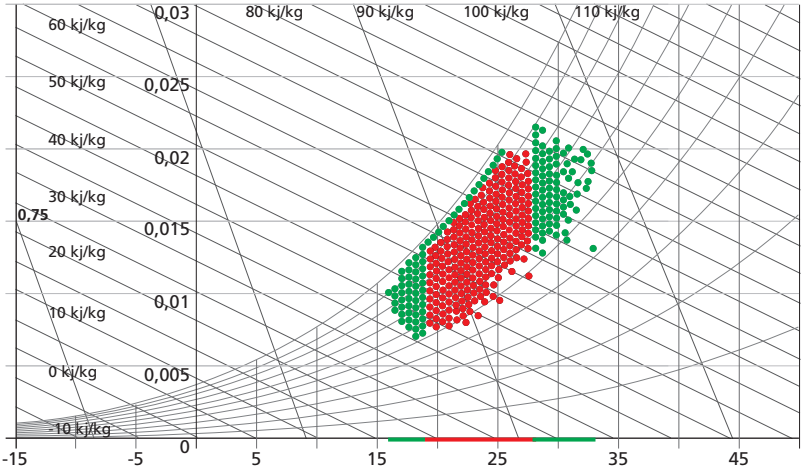


Figure 3

Thermal comfort in external environments

The maximum enthalpy line of the point grouping is of the order of 85 kJ/kg as. This value is significant when specifying air-conditioning systems. It corresponds to a temperature/humidity ratio of 31 °C with 70% humidity.

Natural potential and options for covering a building's requirements

Producing thermal comfort naturally

Hygrothermal comfort is linked to the combined influence of air temperature, radiant temperature (in particular, the overheating of walls caused by solar radiation), air speed and the level of humidity in the air. Humidity is an effect that counteracts sweating, i.e. the cooling process of the human body. On the other hand, air speed facilitates this process and creates a sensation equivalent to a temperature reduction of 4 to 5 °C with an air speed of 1 m/s. It is therefore essential to look at this data when analysing the climate.

High temperatures, naturally, have a strong correlation with solar radiation. Nevertheless, in this particular case, nature does a great job my making the hottest hours of the day the windiest. The external wind speed is 5 m/s during the hottest hours of the day: there is therefore, at the time when it is most needed, amazing potential for countering the addition of heat by natural ventilation and generating air speeds of 1 m/s within buildings. To properly mitigate the input of the sun, an air renewal rate of 10 to 15 Vol/h is desirable. Given the level of wind, this type of air renewal is relatively easy to establish. In general, a ratio of openings of 3 to 4% of the net surface area is sufficient to mitigate the internal load on buildings.

On the other hand, in order to obtain speeds of the order of 1m/s in dwellings (to facilitate the sweating process), the challenge is more difficult. The level of porosity needed is higher - of the order of 20% for external walls. However, the fact that this criterion is not met is not critical for naturally cooling premises, because the use of fans compensates for insufficient air speed within a building. It should also be noted that the power consumption of this type of equipment (A-rated) is very low compared to an air-conditioning system.

Air-conditioning: a genuine need?

As for heating, the degree hours for air-conditioning provide an indication of the theoretical need for air-conditioning. The debate on whether air-conditioning is needed or not must initially be examined sector by sector.

■ *For residential buildings*, the low level of internal loads (a daily average of less than 5 W/m^2), combined with excellent control of the input of the sun (thanks to a good shell design according to the Ecocal system) enables the total input to be reduced to less than 40 W/m^2.

■ *For tertiary buildings*, the internal input by office equipment and lighting is frequently higher than 20 W/m^2, given the increasingly high occupancy levels of premises (1 occupant/10 m^2, or even less). When climatic inputs are added, a "best case" total input of 50 to 60 W/m^2 is obtained. With ventilation of around 15 Vol/h, average overheating during the day is of the order of 4 to 5 °C. For acceptable working conditions, i.e. limiting overheating to 2 °C, in addition to good bioclimatic design, it is necessary to reduce the occupancy level (which brings us into conflict with the issue of property costs), to work on natural light to limit the input of lighting, to increase the efficiency of office equipment and to make provision for greater natural ventilation. The optimum air renewal rate should preferably be between 20 and 30 Vol/h.

Despite everything, creating an alternative to air-conditioning in the tertiary sector comes up against three obstacles: profitability for investors, the productivity of people working in the building (air-conditioning provides a constant level of comfort, whereas natural air-conditioning produces an average comfort level with the possibility of drift for a few hours a year) and behavioural stereotypes (wearing ties, the positive image of air-conditioning).

■ *In the education sector*, the thermal profile is mainly affected by the internal input of students: one student per 1.5 m^2 in primary education and one student per 2.7 m^2 in secondary education, but in a range of occupation smaller than those of tertiary buildings. With lessons taking place at the best times of day, artificial lighting is rarely used, if the building is well designed. The average input caused by occupancy during the day is of the order of 15 W/m^2. With good through-ventilation (between 20 and 30 Vol/h) and good bioclimatic design, average overheating can be limited to 2 to 3 °C, creating acceptable levels of comfort.

As energy requirements are determined by the occupancy profile depending on the time of year, it would be interesting to examine the benefits of a seasonal shift in living patterns. In tropical areas, this shift is very small, given that there is little change in the length of the day over the course of the year. However, New Caledonia is located on the very edge of the humid tropical zone and variations in daylight hours are appreciable with a difference of 2.6 hours between the shortest and the longest day.

The main challenge when shifting time comes during the hot season ; in order to recover an hour of natural sunlight in the morning and to operate

air-conditioning for one hour less at the end of the day. Given that the school year begins at the hottest time of the year, establishments are starting to equip their classrooms with air-conditioning. Giving students a positive image of air-conditioning in this way may have immediate and catastrophic consequences; triggering a desire for the same equipment at home and, ultimately, by creating a new need for future adults. The gradual spread of air-conditioning in educational establishments is a dangerous line that should not be crossed, as it would strip all credibility from awareness campaigns covering environmental issues and saving energy.

A number of hot countries determine the level of activity/business on the basis of climatic constraints. In New Caledonia, the hottest months are also those when the days are longest. Businesses could therefore adapt their opening times to benefit from the coolest hours and take better advantage of natural lighting. Some people are advocating the return of the traditional siesta (30 minutes at the beginning of the afternoon), following the example of countries like Vietnam, where this practice is common.

Dress codes also have a harmful influence on demand side management, in particular where they refer to European clothing (ties and jackets). The primary effect of clothing is to help "retain" the heat released by the body by increasing the ambient temperature around the body by approximately 8 °C for European mid-season clothing and between 3 and 4 °C for light-weight tropical clothing.

The benefits of cold-storage

First of all, it is economical: removing daily peak periods characterised by brief use of maximum power. Cold storage may enable the power of a refrigerating unit to be reduced (by up to 40%), as well as reducing the contracted amount of power and enabling users to benefit from the network's off-peak rates. Its profitability depends on the pricing system for peak power. As regards environmental audits, specifically for CO_2 emissions, these depend on the nature of the resources used during peak periods to produce electrical energy.

Solar air-conditioning: the current situation

Solar-powered air-conditioning, which does not consume fossil fuel, is now available, but the technology is far from being mature. The main benefits of air-conditioning using solar absorption are that is uses twenty times

less power than traditional air-conditioning systems and that the fluids used are not harmful to the environment. New Caledonia has serious potential for development in this area as solar radiation is extremely high at the hottest times of day.

It would be particularly interesting to set up a number of pilot schemes in order to better assess the actual performance of this type of system under the climatic conditions for the territory in question. The additional cost, of the order of 50% compared to a classic system, varies depending on the output, and its physical limit is the building's collection area in relation to the area to be air-conditioned.

Natural lighting

Lighting is a major energy expenditure item, specifically in the tertiary sector where requirements are high. In New Caledonia, the need for lighting can be largely met by natural light, the resources of which are endless, provided that the design is good in terms of coverage.

Producing hot water

Heating 1m^3 of cold water to 55 °C requires a quantity of energy of the order of 37 kWh per cubic metre per day in New Caledonia, which is roughly 30% less than systems in mainland France. The New Caledonian climate allows the majority of demand for hot water to be satisfied using a solar-powered system. This is why, where the area for producing hot water is sufficiently exposed, heat pumps are less efficient than a well-dimensioned solar-powered system, in particular for private homes. The only reason for possibly using heat pumps would be where solar panels cannot be sited in a sufficiently well exposed location.

Other domestic requirements

Apart from cooking, the majority of domestic tasks require electrical power: lights, cookers, fans/ventilation, refrigerators, televisions, computers, washing machines and dishwashers, etc. For these last two items, most water can be heated by solar-powered heating. Excluding cooking and heating domestic hot water, overall consumption, in mainland France, is of the order of 3,000 kWh a year per household. With efficient equipment, which is suited to sustainable development, consumption could be reduced to less than 2,000 kWh a year.

In order to make-up for fossil fuel consumption by this electrical equipment, it is possible to envisage the equivalent production of solar power in a photovoltaic form. The optimum orientation for solar panels in New Caledonia is facing north and tilting 20°.

Another way of making up for fossil fuel energy: wind power generation in an urban environment. With an average wind speed of the order of 5.5 m/s in Nouméa, it is possible to envisage considerable productivity of around 1,500 to 2,000 kWh/kW (this varies depending on the brand and the technology).

The technologies that are most suited to the blustery conditions in towns and cities are vertical axis wind turbines, which capture turbulent energy. Nevertheless, in order to develop, this sector has a number of obstacles to overcome:

■ the products are not mature in terms of safety, certification procedures and standardisation,

■ the economic profitability (financial return) is low (the cost of each kWh produced is more than 15 c€/kWh),

■ on a local level, this assumes that buy-back prices per kWh will adjusted for the network and that a network of professionals will be developed.

Cooking

Classic hobs and ovens traditionally use gas or electricity. The current power source, electricity, being a heavy polluter, it is easy to envisage the use of solar power for some of these tasks. In all events, cooking with gas should be preferred to electricity, given the primary energy content of each kWh of electricity (1 kWh of electricity is equivalent to 3 kWhep). The issue of organising genuine competition for distribution - or market regulation by the public authorities - is a fundamental challenge in this case.

Initially seen as a gadget, solar-powered cooking is no longer the province of a small number of self-build disciples. The range of commercial products for private homes is beginning to expand around the world and there are also a number of major mass-catering projects, in India in particular, which have demonstrated the effectiveness of the process. The basic principle – concentrating solar power – applies to different types of equipment: ovens, barbecues, pressure cookers, steamers, etc. The space needed for this type of system is approximately 1 m^2 oriented horizontally and tilting slightly to the north, depending on the season.

Using solar power for transport?

For short urban journeys, electric bicycles are the perfect mode of transport. With power consumption of 10 Wh/km and recharged by the sun, for an average journey of 30 km a bicycle requires a quantity of power of 300 Wh, i.e. the production for a photovoltaic panel measuring 1 m^2.

With an electric car recharged by a photovoltaic system, based on daily mileage of 40 km and consumption of 0.15 kWh/km, average daily consumption is 6 kWh. A well-aligned 13 m^2 unit, facing around 15° north, will be capable of recharging an electric car using solar power. The fossil fuel saved in this way would be around 3 litres of petrol a day, based on theoretical fuel consumption of 7 litres/100 km.

How large a collector area is needed to create energy positive buildings?

In the residential sector

The feasibility of solar power coverage for the various energy requirements of a New Caledonian household (4 people, 100 m^2), with well-designed bioclimatic accommodation, amounts to a solar collector area measuring approximately 60 m^2 for a heavily equipped household (air-conditioning, 2 cars). An identical household, which is "aware of sustainable development", with a single car and natural air-conditioning, needs a solar collector area half the size.

In the tertiary sector

The possibilities for reducing the input of the sun as part of good climatic design are set at around 40 W/m^2. The main problem resides in the compromise between allowing light in, in order to maximise light, and limiting the input of the sun. Major progress in terms of sun blinds (shading devices) and glass designed to filter infrared radiation offer the prospect of considerable light transmission with a low solar protection factor.

For premises designed without air-conditioning, the greatest difficulty is to ventilate them well, in particular to obtain sufficient air speeds by through-ventilation. It is easier to envisage adequate mitigation of the input of the sun using through-ventilation and to rely on fans to generate the required air speeds.

THE CURRENT SITUATION AS REGARDS DEMAND SIDE MANAGEMENT IN THE BUILDING AND HOUSEHOLD EQUIPMENT SECTOR OUTSIDE NEW CALEDONIA

Thermal regulations in the intertropical convergence zone

The example of Australia

In 1999, a national strategy for combating the greenhouse effect set the goal of producing improved energy efficient buildings, by encouraging voluntary "good practice" in the design, construction and operation of buildings, and by incorporating a simple minimum efficiency requirements standard in the Building code of Australia (BCA).

According to this standard, the thermal efficiency of dwellings is primarily obtained by means of heat transfers resulting from the shell, whereas the priority, for other categories of buildings, is internal loads, which can alter the recommended level of insulation.

Efficiency levels are defined by the consumption of energy, the cost of the latter and CO_2 emissions, and relate to the unit values of floor area, number of occupants and number of rooms. Finally, a three-stage programme was proposed to establish the required efficiency levels:

- the compilation of a list of locally appropriate measures by consensus between experts,
- the selection of measures, which are economically efficient,
- the determination of efficiency levels on the basis of examples, which include these measures.

The example of ASEAN countries

The standard ASHRAE method is also used by and adapted for various ASEAN countries, which need to meet the requirements of thermal regulations based on global shell heat transfer coefficients known as the Overall Thermal Transfer Value (OTTV). The air-conditioning load is subsequently estimated on the basis of degree days.

The example of overseas departments

In April 2009, following ten or so years of development, thermal regulations for overseas departments finally formed the subject of a ministerial

decree. These regulations specifically make provision for the modification of building and housing legislation (CCH) for new homes, with the creation of a chapter entitled "Special provisions for the departments of Guadeloupe, Guyana, Martinique and Reunion", which sets out the principles and guidelines and reflects decrees adapting the regulations to the specific aspects of overseas departments, in terms of heat, ventilation and acoustics. The primary aim is to improve the thermal efficiency and energy ratings of new homes within the limits of acceptable costs.

The planned adaptation defines, at an initial regulatory stage, standardised levels of requirements for the four departments, adapted to suit specific local climate-related aspects (specific climatic zoning for the island of Reunion). The requirements are expressed as performances by structural elements (roofs, external walls, bays, sunshades) in order to facilitate use by professionals and to verify compliance with established levels (with little or no calculation).

Minimum thermal properties of walls

The level of solar protection provided by the shell is evaluated on the basis of a solar protection factor (S), which expresses the ability of a wall to limit solar energy in the form of heat. The S factor is calculated using the following formula: $S = (0.074 \times Cm \times \alpha) / (Rth + 0.20)$, where Cm is the reduction coefficient for the sunshade, α is the absorption coefficient for the wall, the values for which depend on the colour and Rth – the thermal resistance of the wall.

Minimum thermal properties of bays

With the exception of residential buildings built on the island of Reunion at an altitude of above 800 metres, transparent or translucent bays in homes in contact with the exterior are prohibited in the plan for horizontal walls.

The level of solar protection provided by bays is evaluated on the basis of the solar protection factor (S), which expresses the bay's ability to limit solar energy. The factor is calculated in accordance with the type of bay (louvre windows, glazed), the colour of the slats, where these exist, and the presence of a sunshade. The solar protection factor (S) for all the bays in contact with the exterior should confirm: S " Smax. Bays in service-rooms, with areas of less than 0.5m^2, are excluded.

Comfort ventilation and hygiene ventilation

In order to guarantee a minimum air speed, homes are designed in such a way that one or more air flows coming from the outside the home pass through the main rooms. These air flows should be able to pass through external and internal walls via bays that can remain open and which therefore help to provide natural comfort ventilation.

In a home, openings should be planned in at least two external walls, which face in different directions. In premises, openings are made in facing or lateral walls.

This system also defines the minimum acceptable sizes for openings in external walls. These "clear span areas", expressed as a percentage of the room's wall area, may not be less than 1m^2. The size of openings in internal walls must be greater than the smaller of the two areas for openings in external walls.

In order to be able to add to "natural ventilation", where it is ineffective or inadequate, the system includes provisions relating to fans. In terms of hygiene ventilation, ventilation may be provided room-by-room. In all cases, the kitchen has an opening to the outside. For other service rooms, should they not have adequate openings to the outside, minimum extraction rates are guaranteed by means of mechanical ventilation. In the case of air-conditioned homes, an extraction system is required for all service rooms.

Facilities

Domestic hot water being mandatory for all new homes, the system specifies the use of renewable energies (solar-power systems in particular) and, in the absence of this, it outlines the principles for saving energy, excluding, specifically, instant generation systems. It also proposes the installation of thermostats on equipment in each air-conditioned room in order to limit energy consumption.

Demand side management and/or environmental programmes for building

The BREEAM method (Building Research Establishment's Environmental Assessment Method) in the United Kingdom

This method for evaluating projects consists of recording credits based on a certain number of criteria, including CO_2 emissions connected with

energy consumption, ozone depletion, the ecological value of the site, the protection of natural resources, etc.

The aim of the Green Globes Design programme, derived from the BREEAM Green Leaf method, is to incorporate a certain number of ecological principles into architecture, by means of an assessment protocol in the form of a questionnaire. This enables buildings, which are efficient in terms of energy management and are healthier, to be designed.

The LEED method (Leadership in Energy and Environmental Design) in the United States

This method is based on five key principals: sustainable development of the site, water management, energy efficiency, the choice of materials and the quality of the internal environment. It has given rise to several offshoots, including the Indian method, Teri's Green Building Rating System (TGBRS), which pays particular attention to transport links for sites, external lighting, water and waste management and the quality of the internal environment.

The High Quality Environmental Standard (HQE®®) in France

The HQE requirements frame of reference sets 14 targets, 7 of which relate to managing external impacts and 7 to managing internal impacts. Furthermore, three other frames of reference provide in-depth details on an operational level:

■ an explicit definition of environmental quality (the aims and corresponding indicators used to define and prioritise requirements for clients),

■ an environmental management system (the entire organisation, procedures and practices specific to a construction operation),

■ certification: two certification procedures put in place for tertiary buildings and the residential sector. Tertiary certification (certified by Certivea) may apply to tropical zones subject to adaptation, relating specifically to energy targets.

Environmental and demand side management programmes in overseas departments

Until 2009, the absence of thermal regulations, restrictions on acoustic regulations in mainland France and the concept of HQE resulted in the creation of a number of operational tools, programmes and labels, developed within overseas departments as part of the Regional Energy Management

Programme (PRME) for the overseas region. A common goal guided these programmes: to improve the quality of design, in particular of the shell, in order to increase comfort, reduce air-conditioning costs and lay the foundations for future thermal regulations.

In terms of demand side management, the predominant theme is managing the increase in air-conditioning, where the level of growth is worrying. A series of programmes and tools has been launched in order to trigger the involvement of professional networks and to better dimension systems (NDLR: the CD-ROM enclosed with the report includes a table containing all these tools).

The best available technology and labels for equipment

Lighting

Improving street lighting

Street lighting represents around 50% of electricity consumption for local authorities. This power, generated using fossil fuels in New Caledonia, produces high levels of greenhouse gas emissions.

The environmental impact of street lighting

Street lighting helps to make public spaces safe and contributes to the social and economic development of society. It is not, of course, a matter of questioning these undeniable benefits, but of examining its impact, in order to better manage environmental pollution.

What are the environmental impacts of street lighting in New Caledonia?

■ *The impact on fauna and flora*: the fragmentation of ecosystems with the creation of permanent light barriers, a reproductive imbalance for certain species, a change in the balance between predators and prey, altered migration patterns for birds that usually fly at night, fish migrations ceasing as a result of lights on bridges, etc.

■ *The impact on human health*: a failure to observe the day/night pattern imbalances the circadian cycle and may adversely affect the quality of sleep, hormonal functions and even be the cause of more serious illnesses.

[…]

Suite

[…]

■ *Development of a halo of light,* which prevents us seeing a starry sky.

■ *Greenhouse gas emissions* of up to 800 g of CO_2 per kWh consumed, as lighting needs electricity.

Demand side management, an appropriate response in the quest for sustainable development

Only a programme of demand side management (MDE) and energy conservation will enable both energy consumption and environmental pollution to be reduced at the same time. Current technologies easily allow for twice the level of development offered by standard practices.

The use of street lighting based on renewable energies is also extremely promising, above all in New Caledonia, where sun and wind are available all year round. These technologies, which are highly competitive in non-electrified areas, still require full economic development in electrified urban areas.

The potential for energy savings on existing networks is considerable. These savings could even reach 48%; by replacing mercury lamps with sodium lamps (14%), by controlling the voltage and by improving the cos phi (9%), by replacing "old" sodium lamps (5%) and installing power regulators (20%).

By way of an example, following the complete renovation of street lighting, this type of action has resulted in energy savings of 42% for the city of Lille. It is possible to go still further by adopting new technologies; as in Biarritz, with its pilot operation for the remote management of innovative light sources.

What should we do in practice?

A town council or local authority wishing to take action regarding its street lighting systems should first set out a lighting development plan, incorporating energy consumption management and environmental protection. Examination of lighting development provides the perfect opportunity to clarify the local authority's expertise in terms of street lighting, by creating a steering committee and thematic working groups, covering the topics of sustainable development and demand side management. The involvement of users and consultation on a clear definition of lighting requirements are both important factors in the success of a development project. A requirements analysis should be complemented by a technical and town planning assessment of street lighting.

[…]

Suite

[…]

In order to conduct this technical assessment, a local authority may call in specialist and properly equipped service providers, who will draw up a complete inventory of the condition of lighting stock – spots, equipment, bulbs, reflectors, ballast, control boxes, time clocks, remote management systems, etc. The inventory should be rounded off by street illumination and energy efficiency measurements.

Once the requirements have been defined, the establishment of a specification in order to define the scope and order of work is a vital stage, during the course of which demand side management and environmental aspects must be explicitly and firmly detailed. Monitoring of energy efficiency and environmental targets, in particular, should be based on verifiable and quantifiable indicators. At this delicate stage, the assistance of a street lighting expert as well as a demand side management and environmental expert provides a guarantee of success in conducting operations.

In the residential sector, low-energy light bulbs are slowly and gradually replacing incandescent light bulbs. The hot climate is perfect for their use, as demonstrated by the success of low-energy light bulb distribution campaigns in overseas departments.

In offices, T8 fluorescent tubes are gradually being replaced by more efficient T5 tubes. Good design should result in installed power of less than 10 W/m^2. However, it is progress in terms of dimming and presence detection that will generate considerable energy savings. It is actually vital to correct the behaviour of users, who fail to switch off artificial lights when there is sufficient natural light or when they leave a room.

The range of commercial products for the residential sector is beginning to expand and, in the tertiary sector, sizeable office projects are starting to be fully equipped with LEDs; this future technology, which is currently equivalent to the best compact fluorescent light bulbs, has the added advantage of lasting five times longer. This development is also far from being complete, all the more so since another revolution involving OLEDs (Organic light-emitting diodes) is on the horizon.

Office equipment

In terms of office equipment, flat screens have made enormous progress, consuming 4 times less power than previous cathode tubes. The industry is also making progress in terms of the consumption of microprocessors and power supplies. However, it is primarily management of "stand-by" modes that is vital, specifically by encouraging energy management (the *energy star* label). What is more, like other equipment – photocopiers, printers, fax machines – the greatest potential for saving energy relates to operation in "stand-by" mode.

Domestic electrical equipment

The EU energy label, which is mandatory for certain pieces of equipment, displays energy efficiency classes, but also provides the customer with other useful information, helping him/her to choose between different models. This label could serve as a valuable resource in terms of demand side management regulations or operations.

In terms of improving performances, the European proposal for stand-bys on domestic televisions, video recorders and hi-fis, which consume the most power when they are not in use, will enable a quantitative leap to be made in terms of energy efficiency. The new constraints will mean, for example, that the consumption of equipment in stand-by mode must no longer exceed 1 Watt between now and 2010 (2 Watts, if the equipment in question has an information display system, such as an LCD screen). This permitted level of electricity consumption will subsequently be reduced to 0.5 W in 2013 – measures that will generate a saving of 73% of the energy used in stand-by mode.

Air-conditioning

Following a long period of stagnation, the efficiency of centralised cooling units is improving (EER). Terminal equipment, specifically fan coil units, are actually benefiting from new technologies for motors with electronic switching, which is enabling power consumption to be cut by a 3rd. To demonstrate the actual efficiency of a piece of equipment, the Eurovent association certifies the efficiency of air-conditioners, cooling units and air-purification units.

In terms of cooling fluids, the most widely used are HFCs, which are not harmful to the ozone layer, but which contribute to the greenhouse effect

(GWP, Global Warming Potential). Traditional systems using chilled water limit the quantity of fluids being transferred, however, the same does not apply to rapidly developing VRV technologies, which have major potential for leaks. What is more, individual air-conditioning poses the problem of dispersing and recycling these fluids at the end of the system's life. Faced with this problem, "new" zero ODP and zero or low GWP fluids are emerging; these include water (R-718 in the language of an air-con specialist) and CO_2.

As regards solar air-conditioning, despite considerable potential for development, we have to admit that all the current developments are, as yet, experimental and heavily subsidised. Three technologies are emerging: absorption systems (efficiency/primary energy ratio: 0.6 to 0.65; cost 1,400 and 600 €/kW depending on the size), single-effect absorption systems (ratio: 0.6 to 0.7) and double-effect absorption systems (ratio: 1 to 1.1; cost 600 and 300 €/kW depending on the size).

The initial investment cost and the lack of a professional network are barriers that need to be overcome in order for this sector to develop. However, it should be noted that the climate in New Caledonia clearly lends itself to the use of this type of technology, trials of which would be beneficial.

Ventilation

The thermal regulations of 2005 limit the consumption of fans/ventilators to 0.25 W/(m^3/h) of air volume delivered. The best technologies currently allow fans to drop below 0.13 W/(m^3/h), using switched motors equipped with optimised flywheels and transmission. The design of the aeraulic network (limiting pressure losses) and the management of leaks (13% on average) are also decisive. Finally, the modulation of flow rates thanks to variations in speed allows flow rates to be precisely tailored to requirements detected by the appropriate sensors (humidity sensors, CO_2 sensors, presence sensors, level of activity). Installation of a timer also allows substantial savings to be made when using existing systems.

Circulation pumps

Water circulation pumps, specifically for the circulation of chilled water, are also a major electrical expenditure item. They are frequently over-dimensioned and operate constantly. Replacing asynchronous motors with switched motors, combined with optimised blades, enables the annual electricity consumption of circulation pumps to be reduced by around 60% or more.

Urban environmental programmes

There is no real methodology developed specifically for insular tropical zones, but two tools can nevertheless be applied in relation to environmental audits and sustainable design on an urban level.

The Urban Environmental Analysis (UEA)

This is a method that the ADEME has been developing since 1996, it enables environmental and energy concerns to be incorporated into regional planning projects and operational town planning. It is based on a global analysis of the region on the basis of various themes - energy, the climate, transport/travel, noise, polluted sites and land, biodiversity and the landscape, waste, water and drainage/sanitation.

It comprises a multidisciplinary diagnostic followed by recommendations enabling the aims of the project to be met, whilst also taking account of the potential and constraints of the particular site. This method is an excellent decision-making support tool and clearly enables the various challenges to be identified before deciding on a future development project.

The Maximisation Method for Sustainable Urban Design

This design method, which was developed in the Netherlands, can be applied to tropical climates. It is an approach that begins by analysing the design, based on a number of key themes including the landscape, soil, nature, water, transport/travel, energy and archaeology.

The Carbon Audit™ or measuring decarbonisation

The ADEME's Carbon Audit™ method, adapted for local authorities, evaluates direct and indirect emissions of greenhouse gases generated by activities in the area, in relation to inhabitants, companies and authorities.

The sectors in question include industry, tertiary activity, residential, agriculture and fishing, and transport. The results obtained enable actions relating to the organisation of activities within the area in question to be identified: relocation of production units, organisation of trade networks, regional development, etc.

The Sustainable Built Environment, SB Tool

The SB Tool is the result of a Canadian initiative dating from 1996, which consists of a method based on a spreadsheet comprising three modules:

definition of the context and weightings inherit to the project, information on the site and the characteristics of the project, and self-assessments based on data from the first two modules. Account is taken of a certain number of requirements, in particular when selecting a site, such as the proximity of public transport routes, respect for development densities and functional diversity, or the possibility of alternative solutions for managing water and renewable energy resources.

The system provides a framework of ratings based on a toolbox, which is only transformed into credits when the user calibrates it for the region in question, by weighting the various criteria. This modular method is seen as flexible, as it enables reference data to be incorporated on the basis of regional values and can therefore be applied on a local level.

Proposals for improving demand side management in the building and household equipment sector in New Caledonia

Energy efficiency tools[7]

Spread the word, raise awareness

Various communication channels can be used: public campaigns (advertisements, for example), raising awareness in schools, tax incentives, the organisation of energy saving seminars and exhibitions, awareness campaigns aimed at certain sectors or clients, visits to existing model operations, study visits, etc.

Persuade/Convince

A second level of information consists of entering the sphere of evidence-based reasoning. This is a question of demonstrating, supported by evidence, that the interests of the local authority and the final decision-maker actually coincide, where the latter proposes solutions enabling savings to be made in terms of investment and operation, or solutions with a lower operating cost, but which require higher initial investment.

[7] For actions designed to improve energy efficiency, please refer to the summary tables on the CD-ROM: "Energy management in New Caledonia."

This type of information can be spread by means of leaflets or brochures, economic and technical sales pitches, design guides, demonstration operations, topic-based audiovisual broadcasts or documentaries, etc.

Encourage/Incentivise

In order to trigger a real movement within the market and to create competitive conditions for new systems, it is initially necessary to make up all or some of the additional cost of energy management actions. Incentives may be finance-related, to aid decision making or bear some of the additional investment cost, price-related or indirect, by establishing labels that may possibly allow compensation to be obtained. These incentives are generally not designed to continue beyond the point at which the market achieves a certain maturity in terms of competitiveness.

Oblige

Public authorities may impose an obligation to comply with precise design rules, prohibit certain categories of equipment and dictate certain behaviours (air-conditioning directives) on building designers. This is the most effective course of action as it applies to everyone. This type of approach needs to provide evidence of the economic relevance of any rules imposed and requires a consensus of the stakeholders involved: it is often a case of ratifying good practice and imposing it on the majority. It is also possible to encourage clients to invest in demand side management actions, by means of an energy labelling system, borne out by energy efficiency diagnostics.

Thermal regulations[8]: a vital step

The backbone of any energy management policy is based on putting thermal regulations in place. The compilation of regulations requires a precise understanding of all aspects, i.e. climate, consumption, consumers and stakeholders. This detailed understanding, translated into indicators and standards to be achieved, constitutes a frame of reference for all actions to be undertaken, including for labelling or certification. For example, the low-consumption building label (LCB) is defined as a level of consumption that is 50% less than the standard imposed by regulations. It is therefore an essential instrument, which obliges clear and precise long term targets to be set.

[8] A table demonstrating the various stages for compiling regulations appears on the CD-ROM: "Energy management in New Caledonia."

Across-the-board actions

Action on an urban level

The majority of global energy challenges are played out on an urban level. Urban design, which does not pay any attention to demand side management and environmental issues, may considerably hamper the development of environmental solutions. Specialists must be involved in defining global town planning schedules (GTPS), determining master plans and defining morphologies and volumes.

In order not to conceal any challenges and to deal with issues in their entirety, we recommend two courses of action:

■ the compilation of a guide identifying specific environmental issues in New Caledonia on an urban level,

■ the creation of standard specifications, in order to better take account of environmental issues on an urban level and the preliminary studies to be carried out: carbon audit, wind simulation in urban surroundings in order to optimise through-ventilation, sunlight simulation, optimisation of collector areas for photovoltaic systems, simulation for the development of urban wind power.

Educate/Train

The size of New Caledonia means that it does not have cutting-edge technical skills in all the areas involved in demand side management or the environmental approach to building. In order to remove this barrier to the development of energy efficiency, an evaluation of education/training needs in terms of energy management and renewable energies should be undertaken. A lack of expertise in certain areas can be swiftly made up for when demand becomes apparent (for energy audits, for example). Once this need is identified, *ad hoc* and partly subsidised training can be organised in partnership with the CTME and major stakeholders in the sector (HQE training, for example).

The potential energy efficiency of industrial systems and recycling waste

Increasing the energy efficiency of industrial systems is a major challenge for the future. The aim is to reduce emissions of greenhouse gases into the atmosphere and to preserve stocks of fossil fuels, by reducing the demand for energy. In order to do so, potential energy sources must be identified, evaluated and then developed using a suitable methodology and an approach to processes as a whole.

To increase energy management in the industrial sector

The aims of the energy-climate package

The International Energy Agency's scenarios (IEA) demonstrate that, in terms of the major potential for reducing greenhouse gas emissions, between now and 2030, 29% on average stems from actions to be undertaken in terms of energy efficiency in relation to the demand for electricity, and 36% stems from savings made on burning fossil carbon. The energy-climate package has incorporated these facts and set itself the primary aim of an energy efficiency gain of 20% for industrial systems, in order to proportionally reduce CO_2 emissions, by 2020, thanks to a reduction in energy consumption.

It should be noted that improvements in energy efficiency in the industrial sector were of the order of 2 to 3% per annum up until 1990, but that, since then, improvements have not risen above 1% per annum. In other words, the leaders of industry have made constant and considerable efforts to improve efficiency, but now, without technological breakthroughs in the implementation of their processes, the targets set by the energy-climate plan will not be met.

There are numerous current and future research projects

In order to meet Kyoto targets, numerous research projects are being undertaken around the world, in particular in France, where the National Research Agency (ANR) launched a thematic programme of research into "Energy efficiency and the reduction of CO_2 emissions within industrial systems (EESI)" in the Spring of 2009. This reduction must be accompanied by a reduction in operating costs and the preservation of resources, ultimately resulting in savings for the client. The application of these targets will present a considerable technological challenge, which is likely to have a profound effect on modes of energy consumption.

Industry's response

Almost 70% of the final energy consumed by the industrial sector is used to cover heat-related requirements (boilers, furnaces, drying, heating) while the remainder mainly comprises non-heat related electricity.

There is considerable potential for saving energy, particularly by furnaces, boilers, driers, electric and thermal motors. The renewal rate for industrial equipment, which is approximately 5 to 6% per annum, means that this sector has major potential for innovation and improvements in terms of energy efficiency. This should enable basic concepts to be reconsidered, by incorporating technological breakthroughs, and processes to be re-examined by conducting thorough analyses of the main systems. Innovative technologies and their transfer to industry represent a potential source of added value and new industrial activities.

Three catalysts enabling CO_2 emissions in industry to be reduced:

- improving the energy efficiency of processes, recycling waste and identifying new sources of renewable energy will ultimately enable energy costs to be reduced,
- developing and deploying new technologies to capture and store carbon dioxide,
- putting in place financial incentives and/or penalties by governments, as well as banks for exchanging CO_2 emission permits.

This technological revolution in the approach to processes may result in energy efficiency being re-invented, specifically in terms of complete indus-

trial production systems (defining the minimum amount of energy needed to produce a product). In this way, energy will be better used, which will result in improvements in a company's competitiveness, the quality of products, savings for the client and, ultimately, jobs.

Contributing to improving the energy efficiency of industrial systems in New Caledonia

The aim of this section of the report is not to interfere with the policy and strategic choices of the leaders of industry, but to offer them new approaches and processes that could be deployed in New Caledonia. In order to do so, we will be relying on the results of research or new processes already in use around the world or currently being evaluated.

(During our trip to New Caledonia, we were not able to meet with management of the Goro Nickel plant or to visit the power station at Prony. For these two sites, our assessments are based on solely public, and not technical, data.)

Almost 60% of the total primary energy consumed in New Caledonia is used in the metal industry, to generate electricity and heat. This is therefore an industry with heavy energy requirements in terms of electricity and heat, with emission sources that are concentrated on a few sites, thereby offering the opportunity for future capture and storage of the CO_2 emitted. Currently, the plan is to use CCS technology (Carbon Capture and Storage) only for units emitting at least 100,000 tonnes of CO_2/year.

In comparison with recent decisions by European governments, a target of reducing CO^2 emissions by 20% may serve as a guide for improving energy efficiency in industry, even before carbon capture.

In order to achieve significant energy savings, leaders of industry need to explore new approaches by:

- making the best choice of primary energy[9];

[9] In "New energy production and storage technologies", we will be making a comparison of the various primary energy resources available, whether they are traditional, such as natural gas, gaseous or liquid hydrocarbons and coal, or alternatives, such as hydrogen, biomass, biogas or algae.

■ identifying and quantifying their potential energy sources for development (an improvement in the conversion of primary energy will result in an increase in energy efficiency),

■ putting in place integrated technologies for recovering thermal energy, even in the case of low temperatures (transporting, storing and recycling heat),

■ renovating or replacing process components with more efficient equipment,

■ guaranteeing energy integration with intelligent computerised optimisation of control and command processes,

■ seeking new outlets for their waste (mainly heat).

Which primary fuel should we choose?

Both SLN and Enercal have chosen coal for their new thermal power stations at Doniambo and Prony respectively. This choice is broadly questionable as coal is the fuel that has the most unfavourable CO_2 emission factor (CO_2 emissions per kWh), it therefore has the worst ecological footprint. On the other hand, the price of coal is currently very attractive, with considerable reserves spread evenly around the world (some being located in Australia).

Hydrogen, the production of which requires a great deal of energy, burns without producing CO_2, but no combustion process is satisfactory nowadays. Liquid hydrocarbons, such as heavy fuel oil or other petroleum products, are expensive and their price is linked to fluctuating oil prices.

The most environmentally-friendly hydrocarbon would be natural gas with the optimum CO_2 emissions per kWh. Unfortunately, supplying New Caledonia with natural gas does not appear conceivable as the construction of a methane tanker terminal is hard to envisage, given that the lagoon is not deep enough for a standard sized methane tanker (of the order of 70,000 to 150,000 m^3) with a draught of 10 metres. Furthermore, these types of methane tankers have capacities that would be too large for local use; it would ultimately be necessary for all industrial consumers to choose this same fuel and for a decision to be made to construct a gas pipeline between the various sites…

Energy efficiency strengths on the SLN site

Energy efficiency on the site at Doniambo will be improved (an improvement of approximately 7% in energy efficiency) thanks to the short term replacement of the heavy fuel thermal power station with three coal-powered circulating fluidised bed boiler units (FBC). The choice of this process appears judicious in an island environment like that of New Caledonia because, despite a slightly lower thermal output and a slightly higher acquisition cost than a pulverised coal-fired power station (PC), this type of technology is seen as optimal and more efficient when demand for output is low (three 70 MW generating units at Doniambo). Unfortunately, this boiler cannot operate with water under supercritical (Tc=376 °C and Pc=221 bars) or hypercritical (Tc=700-720 °C and Pc=350 bars) conditions. It is the output of this unit (which is too low) that is prejudicial to the use of this process, as there are not technically any steam turbines with an output of less than 400 $MW_{electricity}$ capable of operating in conditions where both the temperature and pressure are high, despite the use of nickel-based refractory alloys.

FBCs are flexible in terms of fuel (poly-fuel), which is a considerable benefit, with the use of various types of coal, biomass or purification plant sludge. Energy recovery from incineration waste in Greater Nouméa should provide power of approximately 7,700 MWh/year, i.e. 2,600 $MWh_{electricity}$/year. An identical calculation could be made for recycling the 15,000 tonnes of green waste from Nouméa and its suburbs (approximately 52,000 MWh_{heat}/year, i.e. 17,000 $MWh_{electricity}$/year). All the same, this is negligible in relation to net electricity generation in New Caledonia.

In other respects, emissions of pollutants (nitrogen and sulphur oxides) from the future FBC power station will be lower than from a coal-fired power station, which is not equipped with denitrification or desulphurisation units (the acquisition cost is prohibitive for low outputs). In effect, in a circulating fluidised bed power station, where the combustion temperature is between 850 and 920 °C, the production of nitrogen oxide is low because the chemical processes that create these oxides are only triggered at temperatures above 1,500 °C. As for sulphur oxide emissions, these are neutralised by the addition of crushed limestone, creating calcium sulphate. The resulting waste therefore meets current European environmental standards.

The time needed to establish a new operating or accessibility set point for maintenance is longer than for a direct flow boiler (PC). While a gas or fuel oil boiler only needs a few minutes and a PC boiler around ten or so minutes, an FBC may require several hours or days because of the thermal inertia of the refractories used to build its walls. The flexibility of use and availability of facilities will therefore not be optimal.

Technologies are currently being developed to connect two FBC units in order to capture CO_2 emissions at a cost that is far lower than that of more traditional techniques. In effect, by creating a chemical cycle, which will use a metal to transport the oxygen, the CO_2 will be naturally concentrated in the waste, which can be immediately sent to the storage site.

The close proximity of the electricity generation plant to the principal user, i.e. the plant, will guarantee a secure and reliable supply of energy and, above all, a minimisation of conveyance losses.

N.B. More detailed information on the operation and optimisation of processes appears *in* "New energy production and storage technology" and "Emissions and the reduction of greenhouse gas emissions in New Caledonia" on the subject of CO_2 capture.

The weaknesses of New Caledonian industry in terms of energy efficiency

The plant at Doniambo

The SLN plant currently consumes 40% of its energy in the form of electricity, with the remaining 60% coming from heavy fuel oil or coal combustion for processing ore. Increased energy efficiency should therefore apply to both the power station and the plant.

Over the past ten years, a combination of high demand for nickel and reasonable energy costs has not encouraged SLN to change its practices and to seek new ways of saving energy in terms of its processes. A visit to the plant at Doniambo reveals that personnel are extremely capable and aware of energy and environment related issues. However, a number of "hot spots" were noted: Doniambo would suffer from an increase in production costs, which could be blamed on a decline in nickel levels, maintenance and

personnel costs, governmental obligations, an increase in the price of fuel oil and sea freight, etc. In other words, an increase in energy efficiency at the plant is a possibility.

The pyrometallurgical process comprises a number of clearly defined stages, which correspond to changes in the physical and chemical state of the ore when subjected to heating and cooling operations. It should certainly be possible to identify opportunities for recovering energy from transfers of heat between electric and rotary calcining furnaces and drying, even though steam is already exchanged between the power station and the furnaces.

Furthermore, it appears that, when designing the system, adequate consideration was not given to a new plant/factory "connected system" type approach. This stage requires the process to be re-examined as a whole, beginning, if possible, with the end product - nickel. The ability of new technologies, new materials and new high-performance components to optimise the process and its management in order to increase energy efficiency should be evaluated at every stage. By improving energy efficiency, the cost of fossil fuels as well as emissions that are harmful to the environment and the health of personnel and neighbouring populations will be reduced.

The thermal power station at Prony

One of the advantages of this power station, with its pulverised coal-fired boiler, was its minimal cost compared to coal-fired power stations or FBCs. Unfortunately, this type of system has an extremely unfavourable ecological footprint, because of its emissions, which are caused by the use of lignite. The low output of generating units means that the addition of flue gas decontamination units is not profitable. As a result, it will be impossible to equip it with a CO_2 capture unit without major modifications.

In order to limit emissions of pollutants into the atmosphere, Enercal will supply the furnace with *brown coal* from Australia. The relatively low sulphur content of this low grade coal will limit sulphur emissions, but the CO_2 emission factor of the power station will be even worse (the low NCV of lignite).

The Goro Nickel plant

By using a hydrometallurgical procedure to process the ore, this plant requires less energy, as some of it is provided by the *in situ* production of sul-

phuric acid thanks to the highly exothermic reaction of sulphur. The fact that this is a modern plant gives rise to the belief that its energy efficiency was considered at the design stage. But beware of chemical pollution of the environment!

The future power station at Koniambo

The design of this future coal-fired power station and the pyrometallurgical plant should incorporate experience gained from Doniambo in terms of the FBC boiler.

What results should be expected from improved energy efficiency?

And, first of all, a little advice in order to know where to focus our efforts:

Conducting scientific monitoring

Scientific monitoring of processes enables the cost of energy and emissions of pollutants to be reduced.

Optimising processes

By beginning with the product, nickel or the generation of electricity, the process is re-examined using an energy audit, conducted at every stage, in order to identify the optimum energy model and to make use of efficient equipment. Energy systems can also be incorporated and connected. There should also be efforts to use systemic IT approaches and powerful tools to implement, monitor, regulate and manage processes in an optimised manner. Finally, the outcome should be favourable financially and environmentally, thanks to the minimisation of emissions of pollutants; and not failing to take account of the impact of pollution on the health of workers and the general population.

Preparing for CO_2 capture and storage

This begins with the choice of a combustion process that can be tailored to CO_2 capture and storage (setting aside space close to the power station)

and, if possible, planning the simultaneous capture of CO_2 coming from the pyrometallurgical plant and the circulating fluidised bed power station. This is also requires the examination and planning of a CO_2 network within the island, for possible transportat to storage areas in peridotite rock or to a sea port, from which the CO_2 is shipped to an off shore sequestration location or to another country (Australia, for example).

Recycling urban and agricultural waste heat

It is possible to recover and recycle energy from flue gas, using heat pumps, to air-condition all industrial and tertiary buildings; it is also possible to envisage the creation of a network to transport and distribute refrigeration over small and medium distances (less than 10 km) in and around Nouméa (a valid proposal for new housing developments).

Small and medium sized companies and industries could set up close to a plant and benefit from the available free heat (food freezing companies, for example, with the creation of agricultural and fisheries systems). It is also possible to envisage the establishment of first generation biofuel production plants, which need low temperature heat (below 100 °C) for their ethanol distillation processes or the transesterification of raw vegetable oils. In all cases, every effort should be made to seek markets for the deployment of these systems.

What possible encouragement/incentives could there be to promote innovation?

Tax incentives from the government and/or the state may be envisaged to encourage research into new ways of making savings by incorporating innovations into processes. *On the other hand*, the application of penalties could force the leaders of industry to make energy savings, provided that these measures are additional ones in relation to their usual business. This type of policy should be accompanied by the development of technology-related higher education systems, in partnership with international research centres, and the creation of a network of research/design offices that are able to incorporate the results of research into the local economy.

Conclusion

New Caledonia has a mono-industry (metal), which is a large consumer of energy and a major polluter. Its remoteness adversely affects the search for energy efficient industrial systems (the impossibility of importing natural gas, for example). On the other hand, the introduction of modern and efficient technologies, optimisation of a system and control and command based approach should allow substantial energy savings to be made in terms of the consumption of primary fossil fuel energy by local industries. In order to achieve this, there is a need to recycle lost heat and, to a lesser extent, to gradually make use of renewable energies and waste. Penalties applied at source could be imposed in the event of a failure to comply with regulations.

Techniques are being developed for the capture and storage of CO_2 by the power station at Doniambo (cf. "Undertakings and the reduction of greenhouse gas emissions in New Caledonia"), which, even though they are still at the research stage, should form the subject of immediate monitoring.

The mining and metal industry has advantages and exhibits the conditions needed to achieve improved energy management and a reduction in CO_2 emissions by means of capture. There is a need to ensure that these developments do not proceed to the detriment of the quality and price of end products, employment and the health of personnel and the general population.

The leaders of industry must continue their efforts to control their own energy demands by increasing the energy efficiency of their processes, which will enable them to reduce their production costs and, ultimately, to create savings for their clients. Over the coming decade, they must make provision for a significant reduction in the quantities of carbon emitted, using CO_2 capture, and pollutants in their waste.

Energy management in the transport sector

In oil-importing countries, like New Caledonia, erratic increases in the price of fuel greatly affect the profitability of business in this sector, in particular airlines and haulage companies, and the travel patterns of households. In mainland France, the "oil crisis" of 2008 was followed by a reduction in fuel consumption by cars of 12% over the following months.

Transport is also a major contributor to greenhouse gas emissions and, in many countries its contribution is increasing faster than that of the other main sectors of the economy. In mainland France, transport is responsible for a little over a quarter of emissions (largely because of the road transport of goods), excluding international air transport and shipping. International agreements for managing greenhouse gas emissions are therefore forcing each signatory country to take measures to reduce this contribution.

The current situation as regards demand side management in the transport sector in New Caledonia

In New Caledonia, all modes of transport make use of imported petroleum. According to the DIMENC, they consume approximately a quarter of imported petroleum products in terms of weight and a little more in terms of value. This is the second highest area of consumption behind electricity generation (which alone represents half the total) and ahead of industry.

What proportion of this consumption can be attributed to the various modes of transport? In terms of petrol, which is almost exclusively used by cars, and heavy fuel oil, which is only used by ships/boats, the allocation of oil tonnages to modes of transport does not pose a problem. Things are different for diesel and kerosene, which are also used by various modes of transport as well as outside this sector. Diesel is actually used by households that own diesel cars, as well as by the haulage sector, public transport,

industry and the fishing sector for its boats. As elsewhere, it is road transport that is the largest consumer of petroleum, but use by air transport and shipping is also considerable because of the island's remoteness.

Energy consumption by the road transport sector is rising rapidly

Firstly, it is noticeable that sales of new cars have risen, with a sharp increase in sales of *pick-ups* and vans since 2003. This increase can generally be explained by the rise in per capita income, which rose from 2% per annum in 2000-2002 to 4% in 2003-2008, and by measures put in place by the government to promote road safety, which have doubtless been behind purchases of large vehicles. Beyond the enthusiasm of New Caledonians for this type of vehicle and the windfall effect, the origins of this trend also lie in investments in vehicles in connection with large mining projects. This rise in sales naturally translates into an increase in the number of vehicles on the road, which witnessed a sharp annual average rise of 5.1% between 2000 and 2005[10].

Unlike the situation in mainland France, where total fuel consumption by cars has been falling for a number of years, because of the increased energy efficiency of vehicles and stagnation in the number of cars on the road, in New Caledonia it is rising rapidly because of a rise in the number of cars on the road, an increase in the power of vehicles and their use and the widespread availability of on-board air-conditioning.

Here, there is a contradiction between the information we have received: in effect, the DIMENC produced an energy audit, which showed that, following interrupted growth of 3% per annum between 1995 and 2004, energy consumption by transport is supposed to have fallen from 2005 onwards, from 231 to the equivalent of 201 thousand tonnes of petroleum between 2004 and 2007, a fall of 13%. This is an important point as it should demonstrate that the demand for fuel from the transport sector is extremely price-sensitive.

However, doubt can be cast on these results because, despite the change in prices, fuel imports did not fall over the period – quite the opposite! Petrol

[10] According to the ISEE Economic and Social Audit 2003, p. 52 and the ISEE Economic and Social Audit 2006, p. 57.

imports stagnated throughout the entire period and were at the same level in 2007 as in 2004; on the other hand, diesel imports rose by 30% between 2004 and 2007. This diesel is certainly not all consumed by road vehicles, but for both of these two fuels, there appears to be a clear correlation between the rise in consumption and an increase in the number of vehicles on the road.

In effect, in five years the number of diesel vehicles rose by 56%: it is therefore hard to see how diesel consumption may have fallen… In a general manner, it is noticeable that raw data for the transport sector is often scarce and extremely partial. Transformed data is interesting, but is still weak and occasionally contradictory. We therefore believe it is important, for the sake of well-informed transport energy policy, to implement methods for monitoring fuel consumption by different modes of transport more closely.

Household car ownership provides a real key to understanding and predicting energy consumption by the transport sector. With 75% of households owning at least one car, New Caledonia has reached a relatively high level for an insular economy (63% in the French Antilles), which is close to the levels in mainland France (81%). With one notable difference: while in France, car ownership is lower in cities and distinctly higher in rural areas, in New Caledonia the situation is completely reversed. The level of car ownership in Greater Nouméa is 84%, while it is only 55% in the rest of New Caledonia[11]. Moreover, unlike in mainland France, in New Caledonia, sustained population growth (2% per annum) and the age pyramid will not help to slow the increase in the number of cars on the road.

The haulage sector is doubtless far more dependent on the economic situation: its growth is twice as fast as that of sales of cars and *pick-ups*, but is far more irregular, doubtless related to economic cycles. In future, it would be interesting to be able to separate energy consumption by haulage operations transporting ore from haulage operations relating to other economic activities, as the opportunities for saving energy or substitution doubtless differ for these two markets.

[11] Source: calculation by the author based on the INSEE-ISEE Population Census for New Caledonia 2004, "Ordinary households based on ownership of vehicles and boats by town/village and province of residence."

Energy consumption by domestic air transport: unusual data, which can be explained by the situation in New Caledonia

Domestic air traffic is unusually high in New Caledonia. It can be explained, in part, by the distance between the islands and the low population density. Curiously, available data reveals a very low increase in domestic passenger traffic (1% per annum on average since 1995, a level equal to that of population growth on the islands), while per capita income has increased and international traffic has risen at a far higher rate (an annual average of close to 3%). An explanation may possibly lie in prices: ticket prices for domestic flights have increased significantly, at an annual rate of 2% to 3% in real terms, depending on the destination, while over the same period, the prices of international flights have remained stable or fallen in real terms.

Air freight demonstrates a considerable imbalance: the tonnages leaving Nouméa are more than three times higher than the tonnages coming in. Transporting goods by plane uses far more energy than by boat and costs more. This is why this type of transport is generally reserved for goods whose value declines rapidly over time or for which the need is urgent and unexpected. According to our information, domestic air freight to the islands broadly defies these two principles and the goods transported are, mainly, no different to those usually transported by boat.

Explaining these distinctive features is a prerequisite for any policy aiming to reduce energy consumption in the New Caledonian air transport sector, as they doubtless meet certain social and political objectives, such as the need to guarantee "territorial continuity". In themselves, these are perfectly legitimate objectives, but they must give rise to periodic re-evaluations in order to ensure that have not become obsolete, and that the methods chosen for achieving them have not become irrelevant.

Energy consumption by shipping: a more in-depth understanding would be needed

We have no detailed information regarding the distribution of energy consumption by shipping based on destination – international shipping, domestic shipping, ore, goods, etc. Although the prospects for saving energy in this sector are limited and, for the most part, outside the reach of the reg-

ulatory authorities in the area in question, a more in-depth understanding of the sector would at least enable the potential for modal transfer, for example from air or road transport to shipping and, within the same sector, the possibilities for rationalising and managing energy, to be evaluated.

The current situation as regards demand side management in the transport sector outside New Caledonia: from energy to the environment

A reduction in the dependence on oil

The desire to manage energy in the transport sector only really emerged as a result of the oil crisis in 1974. For importing countries, it was really a question of reducing their dependence. A number of emergency measures were implemented, including limiting the speed on motorways in France and the United States, and major programmes were launched, including the Proáálcol programme in Brazil and the Cafe programme in the United States.

The Proáálcol programme in Brazil aimed to produce ethanol from sugar cane for cars. It initially produced anhydrous ethanol, which could be added to petrol up to a proportion of 20% without the need to modify engines. Following the second oil crisis in 1981, Proáálcol II considerably increased the stakes by setting itself the target of completely replacing petrol. At that time, its focus was hydrated ethanol, which required a redeployment of the national car industry, the establishment of a complete distribution network for the new fuel, the cultivation of vast expanses of land and investment in enormous distilleries.

The American Cafe programme (Corporate Average Fuel Economy) required car manufacturers to ensure that the harmonic mean of their vehicles' consumption (in miles per gallon) weighted by sales complied with a standard, which was tightened every year in accordance with a pre-established timetable. A penalty of 5.5 dollars for each car sold and each tenth of a mile per gallon shortfall was applied. The programme has been effective, as new cars sold in 1989 consumed almost half the fuel consumed by 1975 models. However, for all kinds of reasons, the programme was frozen in 1989.

Improving public transport services has also emerged as a way of offering an alternative to private car use and therefore of reducing the dependence on oil for transporting people. In France, this was one of the main reasons for developing the TGV network and increasing the number of tram projects in cities.

Combating the greenhouse effect

A fall in oil prices would have rendered these policies obsolete if concern about climate change had not taken over. In countries bound by the Kyoto protocol, they are arousing renewed interest. Europe, for example, is currently imposing policies inspired by the American Cafe programme on car manufacturers; and a number of countries are now offering their farmers tax exemptions to produce biofuels, thirty years after Brazil.

The vast range of political instruments designed to combat the greenhouse effect in the transport sector differs radically from those used to reduce oil consumption: this time, the price of fuel is no longer an external factor, but a variable that can be adjusted by imposing taxes, in order to make modes of transport that use fossil fuels less attractive. Broadly, in order to combat global warming in the transport sector, this fiscal tool actually makes all other policies redundant.

Tax on fuels

With a carbon tax to incorporate the cost of the greenhouse effect into the price of fuels, there is no need to oblige car manufacturers to design and produce less energy-hungry cars, demand from consumers deterred by the price of fossil fuels will force them to do so. There is no need to encourage shippers to choose energy-saving modes of transport and routes, they will do it themselves, under pressure from their competitors, in order to avoid the additional cost of modes of transport that consume too much heavily taxed fossil fuel. There is no need to subsidise biomass fuels, the fact they are not subject to a carbon tax will make them sufficiently attractive.

Although these arguments are irrefutable in the long term, in terms of transport, taxing fuels is not a cure-all for the short and medium term. In countries where, for purely budgetary reasons, car fuel is already heavily taxed, a genuine carbon tax – i.e. a tax that applies at the same rate to all

fossil fuels – will only have a minor effect on the price of petrol and an enormous effect on the price of coal, which is generally not taxed and is even subsidised on occasions.

On the other hand, the carbon tax does not affect all of the transport sector's contribution to the greenhouse effect. In reality, refrigerated transport and air-conditioning in cars also emit considerable quantities of greenhouse gases. Finally, tax on fuels used by cars is regressive: as with all taxes imposed on fuel, it affects the poor more than the rich.

Proposals for improving demand side management in the transport sector in New Caledonia

The majority of the policies outlined above are not relevant to the situation in New Caledonia. In effect, the car market is too small to impose standards on manufacturers, the production of biofuels will never be able to offer competitive prices compared to those on the international market and the use of electric vehicles can be ruled out while at least some of the electricity in New Caledonia is produced using fossil fuels.

In order to protect itself from fluctuating oil prices and to reduce the contribution of its transport to the greenhouse effect, New Caledonia can therefore only rationalise its transport system by turning to less energy-hungry vehicles, using them in the most efficient way and reducing its transport needs.

A carbon tax on fuels?

The smartest way of achieving these objectives is, naturally, to encourage everyone involved in the sector to reduce their direct or indirect consumption of petroleum products. With this aim in mind, the best incentive is price, i.e. a carbon tax, accompanied by information designed to help everyone involved to become aware of the effect of the cost of fuel on their budget and to provide them with ways of enabling them to reduce their consumption.

What should the rate of such a tax be and should it be the same for all fossil fuels? Should certain business sectors be exempt? Should there be some way of making up for its effect on the budgets of the poorest households?

In principle, the rate for a carbon tax on fossil fuels is based on their harmfulness to the climate; harmfulness that is proportional to their carbon content. The rate should therefore be determined on an international level, as a litre of petrol has the same effect on the climate whether it is used in a traffic jam in New York, during a trans-Saharan rally or on the streets of Nouméa.

However, unfortunately this type of standardisation is not on the agenda, whereas convergence between the various systems that are being put in place in Europe and the United State is likely (a tax or system of auctioning licences to emit greenhouse gases). The tax rate or cost of an emissions licence could come close to 100 euros per tonne of CO_2 by 2030 (almost 30 euros per tonne of CO_2 today and between 150 and 350 euros in 2050).

If New Caledonia were to apply a carbon tax of 30 euros per tonne of CO_2, this would equate to a carbon tax of 9 and 10 F CFP on a litre of petrol and a litre of diesel respectively. The resulting increase in the selling price, of the order of 6%, could be compared to the enormous fluctuation in price that accompanied the oil price explosion of last year: in less than a year, between May 2008 and March 2009, the price of diesel initially rose by 33 F CFP and then fell by 52 F CFP. In order to follow the European scenario, carbon tax on fuel in New Caledonia could gradually reach around 30 F CFP by 2030.

Should this rate be the same for all fossil fuels? Logically yes, this is the principle behind and the justification for a carbon tax, but it should be noted that the effect of this tax will be a doubling in the price of imported coal. Therefore, we can begin to question the impact of such a tax on the metal industry and, beyond that, on New Caledonia's balance of trade (but this kind of issue exceeds the remit of our contribution).

What would the effect of a carbon tax be on the consumption of automotive fuel by households, and what would its redistributive effect be? It has been shown that in mainland France, this tax has a greater effect on the poorest households, but there is no certainty that this will be the case in New Caledonia. Information on consumption by households in New Caledonia, by income category, which the ISEE is currently compiling, will enable the effect of such a tax on households to be measured, depending on their income, location and level of car ownership. Should this information reveal that the effects of the carbon tax on the poorest households are too regressive, specific compensatory measures could be implemented.

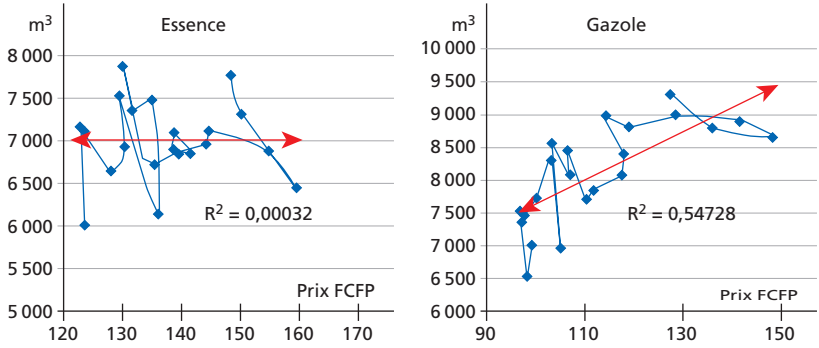


Figure 4

The correlation between price (F CFP) and quantity (m3) in relation to the monthly demand for fuel for the period 2007-2008

Source: calculations by the author on the basis of sales data for service stations supplied by the DIMENC.

The recent considerable fluctuation in fuel prices at the pump should enable the short term elasticity of demand for petrol and diesel to be evaluated. We have already carried out this evaluation on the basis of monthly data relating to fuel sales in service stations, which is available for the past two years. The results, which are illustrated in the two graphs are, at the very least, surprising: they show that petrol consumption has fluctuated in a way that is completely independent of price (determination coefficient R^2 = 0.00) and that diesel consumption has actually tended to increase when prices rise. Although the correlation is not very strong, it is significant (determination coefficient R^2 = 0.55).

How can this paradoxical result, which is vastly different from the phenomenon witnessed in mainland France for the same period, be explained? Some of the explanation doubtless stems from the fact that, unlike in mainland France, there is no real alternative to the car for the majority of people's journeys, and no real alternative to the road for the bulk of goods transport. As for the paradoxical changes in diesel consumption, these may stem, to a certain extent, from goods transport (however, because of a lack of separate data for consumption and traffic measurements relating to industrial activities, we are not able to assess this effect).

The fact the demand for fuel is inelastic in the short term does not necessarily mean that it will be in the long term too. Like all excise duties, and unlike proportional taxes, such as VAT, the effect of a carbon tax is to dampen fluctuations in fuel prices and, because it is indexed, to send out a coherent signal in the long term. On condition that they are well informed about the importance of fuel expenditure in their budgets and ways of reducing it, New Caledonians will change their behaviour by making greater use of public transport, provided it is more practical and comfortable, and by choosing more economical vehicles when the time comes to replace them.

The tax system when purchasing a vehicle (the bonus/penalty system)

In the majority of member countries of the Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD), there is a tax on vehicle ownership, similar to the former "tax disc" and, almost everywhere, this tax has been modified more or less recently to take account of the environmental impact of the particular vehicle. It has even become a future obligation within the European Union. The majority of countries also apply a purchase tax (or a bonus/penalty system), which is directly or indirectly related to the vehicle's potential contribution to the greenhouse effect.

In completely the opposite direction, New Caledonia has recently abolished the tax disc and granted a significant tax reduction on purchases of a certain type of 4x4 vehicles, which are enormous contributors to the greenhouse effect. A specific study into the ownership and use of cars on the road should enable this perverse effect to be measured and should provide useful information for shaping political instruments, which are better designed to achieve the objectives initially anticipated by this tax exemption policy.

Questions may also be posed regarding the economic justification for the different tax systems applicable to diesel and petrol. In the United States, diesel is 10% - 20% more heavily taxed than petrol. In Europe it's the reverse, petrol is more heavily taxed than diesel. The average difference is 32%, but it varies from 0% in the United Kingdom to 86% in Belgium, while in New Caledonia the difference in favour of diesel is 132%.

Alternative solutions in the form of additional measures

Dissuading people from using cars by taxing fuel and preventing households from owning numerous cars by taxing vehicle ownership will meet with far less resistance as alternative solutions are made more attractive. The recommendations contained in the Plan de Déplacement de l'Agglomération Nouméenne (PDAN or Transport Plan for Nouméa and the surrounding area) represent a step in this direction, and include an improvement in public transport services, the creation of cycle paths, etc. Nevertheless, more will doubtless need to be done, in order for drivers to agree to occasionally leave their cars at home and opt for public transport. Their level of comfort will need to be improved: plans for installing air-conditioning on buses in Nouméa will certainly help and the results of this operation in terms of greenhouse gas emissions will be far less negative if it succeeds in attracting people to public transport who would otherwise have used their cars.

In New Caledonia, there is a sector whose full potential is perhaps not fully exploited; private hire vehicles (PHV). At present, their market is principally school transport, but they could doubtless do much more as, unlike taxis, their prices are unrestricted and probably closer to their actual costs. These costs could be substantially lowered by reducing dead time between journeys, which could result from the use of the combined technologies of IT, GPS location/tracking and GPRS communication, which now cost very little.

In the majority of OECD countries, this sector, which is distinguished from the taxi sector by its obligation to only respond to requests received by telephone, is more and more frequently being asked to provide a complementary service to that of large capacity public transport services, particularly at off-peak times, in thinly populated areas or even when a better door-to-door service is a necessity. It also plays a key role in "company transport plans"; systems by means of which companies encourage their employees to leave their cars at home when they come to work. There would be a significant interest in conducting a specific study to examine how these experiences could be adapted to suit New Caledonia by making full use of the potential of private hire vehicles.

The issue of air-conditioning

Refrigerated transport and air-conditioning in vehicles have a particularly negative effect on the climate, not only because they increase fuel consump-

tion, but also because they emit greenhouse gases with an extremely pronounced effect. In order to reduce this pollution, existing regulations could be reinforced and, above all, implemented in a controlled manner. An information campaign could also be aimed at the public, who are often not aware of the costs of using the air-conditioning in their vehicles and, to an even lesser extent, the impact of poor maintenance on the greenhouse effect.

Electric cars ultimately?

Policies designed to combat the greenhouse effect of transport appear to promise a future for electric cars, because of the advantages in terms of reducing local pollution and anticipated progress in terms of batteries. The principal limit on their development is their low operating range, a limit that is not an obstacle in small countries confined within their own borders. This is no doubt why an ambitious project involving electric cars has recently been launched in Israel.

However, as long as a significant proportion of the electricity generated in New Caledonia is fossil fuel based, the "electric car" option does not appear justifiable to us. In the longer term, it would nevertheless be possible to envisage the option, for households supplying photovoltaic electricity to the network, to be able to buy it back at a preferential rate to recharge the batteries in their electric vehicles (at home at night or at work during the day).

What about electric bicycles?

From what we know of travel/transport habits, it appears that cycling has enormous potential for development in New Caledonia. At present, its development has been hampered by the condition of the roads, which are particularly hazardous for cyclists, and the uneven terrain - with a number of steep hills. It is possible that there is also a third obstacle: a devalued image of the bicycle as the "vehicle for poor people". In accordance with the PDAN, we believe that the primary obstacle should be removed, as a priority, by constructing safe cycle paths. With the appropriate information campaign, this network of cycle paths should rapidly be put to good use, as recent technological progress has removed the two other obstacles. In fact, electric bicycles, which enable the rider to climb hills without any effort, have become extremely practical, with an investment cost that is two or

three times lower than that of a standard scooter, and an operating cost that is negligible compared to that of a car. The electric bicycle is, at least for the time being, a product that is promoted on the basis of its high-tech and ecological connotations, even more so if the bike's battery is recharged via a photovoltaic panel.

Biofuels, an option to be examined on a case by case basis

In the transport sector, it is impossible to evaluate the benefit of biofuels in general. In fact, there is a need for as many economic analyses as there are biofuels that can be used for transport. Some of them, like ethanol, can be substituted for petrol; others, like vegetable oils, are a replacement for diesel. Still others, such as anhydrous ethanol, can be mixed with oil-based fuel at the refinery, and finally, those like hydrated ethanol are not mixed and require a specific distribution channel for service stations.

Nevertheless, this option cannot be ruled out for transport in New Caledonia out of hand, but it should form the subject of an examination on a case by case basis, based on the types of production systems that may emerge and on the arrival of new vehicle models on the international market (for example, "flexifuel" vehicles, which are becoming widespread in Brazil and are replacing the pure ethanol cars that the country has stopped producing). The technical aspects of the issue of local biofuel production will be covered in the second section of this document.

The fact should nevertheless be borne in mind that the international biofuel market is starting to grow. It is a market where suppliers benefit from comparative advantages (large scale production, extremely cheap labour, vast stretches of agricultural land) that New Caledonia does not have. From a strictly economic point of view, importing will probably be more appropriate than producing locally. Importing will also be the right option from the point of view of greenhouse gas emissions, as the energy efficiency of large scale production will probably make up for the energy consumption of shipping bringing the biofuel to New Caledonia.

However, if a decision is taken to subsidise local production or even if biofuel is imported at a cost that is not much lower than petrol or diesel, it will be necessary to subsidise car drivers and hauliers in order for them to make the effort to change their habits. For the treasury, there will be a double loss, as it will also lose the tax revenue generated by oil-based fuels.

Conclusion

In the transport sector, energy policy is aiming to deal with two issues: the instability of fuel prices and worsening of the greenhouse effect. These two issues are all the more significant in New Caledonia, as all the energy currently used for transport is oil based.

Despite the fragility and imprecision of available data, it is possible to estimate that fuel consumption by transport has experienced rapid growth over recent years and that this is not likely to slow down unless measures are taken to mitigate the effects of past mistakes and to redirect individuals' and institutions' choices towards less energy-hungry modes of transport.

Unfortunately, the range of political instruments available to New Caledonia is not great. We believe that an initial measure must relate to rationalising (and increasing) taxes on fuel and on vehicles, but, additional measures appear vital to us, in particular those recommended by the PDAN: cycle paths, improved public transport services, etc.

Specific studies must also be carried out to examine the economic and social viability of policies, including modal transfer from planes to boats or the removal of constraints on private hire vehicles (PHV). Finally, improved management of urban expansion cannot fail to reinforce the effects of the PDAN.

CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

For details of the recommendations outlined below, the reader should refer to the pages of recommendations appearing at the end of the summary, following the section entitled "Conclusions and recommendations".

Managing energy consumption: considerable savings are possible in all sectors

The preoccupation with managing energy consumption has become widespread, with a growing awareness of the limits and increasing cost of fossil fuel resources, and with the need to combat climate change caused by emissions of greenhouse gases.

A reduction in energy consumption is possible in all sectors in New Caledonia. In addition to its financial cost, this reduction assumes sweeping changes in terms of modes of production, construction and consumption.

■ *In the residential sector*, because of its climatic conditions, New Caledonia could rid itself of the majority of its air-conditioning expenditure in new buildings, on condition that certain rules are obeyed. In the tertiary sector, air-conditioning costs could be considerably reduced by managing climatic and internal inputs. Regulations governing household equipment would specifically enable significant savings to be made. As a commitment has been made in mainland France in this respect, a target should be set for energy consumption per m^2, by going as far as constructing energy positive buildings.

Resulting in the following recommendations:

1. Encourage action on energy management in the building and household equipment sectors.

2. Adopt thermal regulations in the tertiary sector and for new and existing housing, and make it a priority to develop solar power wherever there is a demand for hot water.

■ *In the transport sector*, practices do not include saving energy. Improving public transport, a policy of encouraging the use of bicycles and appropriate town planning would result in substantial savings. The rational-

isation of ore transport is clearly guaranteed, thanks to coastal shipping, but the transport of bulk goods to the islands needs to be re-examined.

Resulting in the following recommendations:

3. Carry out studies to improve knowledge of the transport sector.

4. Abolish tax imbalances, which affect the choices of car drivers, impose a carbon tax and a car tax system based on fuel consumption.

5. Implement proposals from the Plan de déplacement urbain (PDU or Urban Transport Plan) for Nouméa in terms of transport.

■ *In the industrial sector*, the energy efficiency of New Caledonian industrial systems must be considerably improved in order to reduce the energy costs of end products as well as greenhouse gas emissions.

As regards the generation of electrical energy, management of existing thermal power stations should be viewed as a whole. With the power station at Prony and the future power station at Doniambo, the electrical power available must be able to meet energy demand at all times. Intelligent IT tools must be developed to anticipate and meet peak demand, in order to avoid the need to make use of low efficiency systems. This software must also manage and optimise the use of renewable energies (biomass, green waste, incineration waste) for heat generation, taking account of the fluidity (changes in the available power without any significant loss of efficiency), flexibility (fuel changes) and response times of units.

Within the pyrometallurgical process, efforts should be made to generate savings and recover energy throughout the nickel production process, to reduce and recycle lost heat, by assessing the benefit of using new and more efficient elements (increased thermal insulation, optimised motors, appropriate lighting, etc.). A fall in the price of nickel should provide the opportunity to reduce energy consumption, in order to reduce greenhouse gas emissions and lower the cost of the end product, resulting in improved competitiveness and employment prospects.

According to figures supplied by Goro Nickel consumption per tonne of nickel produced using the hydrometallurgical process is lower by around 75%.,

Resulting in the following recommendation:

6. Improve the energy efficiency of industrial processes.

■ Finally, in terms of the knowledge of practices and appropriation, two across-the-board sociological type recommendations are put forward:

7. Make end users (the general public, companies) aware of energy and climate related challenges and convince them of their importance.

8. Carry out qualitative socio-anthropological type studies in order to gain a view and an in-depth understanding of New Caledonians' attitudes and practices in terms of energy.

New energy production and storage technology

We must first remember that the issues involved in energy production and storage will vary according to the different needs of the industrial, housing, and transport sectors. Furthermore, there are many energy production solutions available from existing resources. Because of this, we will spend most time examining technologies that use resources that exist or are economically available in New Caledonia. Our proposal is to establish connections between production (and storage) technology, available resources (or those assumed to be available in the absence of full survey data), and needs.

It should also be borne in mind that energy management, addressed in the first part of the report, takes priority over any development of new production technology because, to meet identical energy needs, it generally costs less to save energy than to develop new production methods. Moreover, as some energy production technologies, such as solar water heaters, also fall into the category of energy-saving technology, there are inevitable overlaps between energy management and new technology.

Finally, we feel it may be helpful to explain that conversion efficiency is particularly important when using non-renewable, polluting resources, but that it is not as significant when using renewable resources such as the sun, wind, waves, etc. (although this is less true with biomass). For this last example, low conversion efficiency for renewable resources means that an increase in space and size is required; however, given the abundance of these resources, this is rarely a problem. There is an optimum efficiency level for these renewable resource conversion systems where both production and/or environmental costs are minimized over a life cycle.

Energy resources and usable potential

A rough estimate shows that an average solar radiation of approximately 2,000 kWh/m^2 per year with relatively low seasonal variability (5 to 8 kWh/m^2/day), will produce an annual rate of primary solar energy at ground level of approximately 3 Gtep (across 19,000 km^2); i.e. 3,000 times the amount of primary energy consumed in New Caledonia in 2007.

Note that this solar energy can produce electricity, heat, or even fuel, via biomass, for example. Of course, the technology for converting this free resource into a final, usable form of energy is still expensive; however, its cost in the future will only decrease while the price of fossil fuels will only increase.

In France, each inhabitant has approximately 20 m^2 of available roof space. If we assume that the same amount of surface area is available in New Caledonia, and each m^2 of roof was equipped with photovoltaic cells, it would generate an annual total of 600 GWh of electricity; i.e. a similar amount as the rough estimate of current public electricity consumption. This could be done for an investment of approximately 300 billion CFP francs (2.3 G€)[12].

Other available resources include:

■ *Wind, which* has an annual productivity of approximately 1,500 to 2,000 hours at full power making it a good resource for producing electricity or pumping water.

■ *Biomass,*. which is undoubtedly a valuable resource for producing gas, liquid, or solid fuels used in the transport sector or for generating electricity.

■ *Ocean thermal energy conversion (OTEC)*, which uses the thermal gradient between the warm solar energy accumulated in the ocean's surface water and its cold deep water to produce both electricity and cooling. While not a major potential resource for New Caledonia, it can still be useful because surface waters in this area remain above 20 °C all year and a bathymetric measurement shows a deep ocean floor beyond the coral reef[13].

[…]

[12] Calculations based on 230,000 inhabitants, 1,400 hours annually at full power and with a peak Watt price of € 5.

[13] This bathymetry chart was done after a consultation with Pablo Chavance, fisheries expert of the ZoNéCo program (http://www.zoneco.nc/) and a meeting in Nouméa with Jérôme Lefevre.

Suite

[…]

■ *Wave power,* produced when the wind blows over the surface water. According to a recent study, New Caledonia has favourable conditions in certain sites, such as Lifou and Maré, where measurements have been taken. Wave periods are fairly regular (approximately 8 to 9 s), which is good for floating wave-powered generators (for example, Pelamis and Searev); however, the energy produced by a wave is proportional to the square of its height, and the crest-to-trough heights for New Caledonia remain fairly modest (less than 2 m on average). This would produce approximately the same amount of energy as wind power (less than 2,000 hours annually).

■ *Ocean currents* (tidal effects). This resource does not appear to have much potential in New Caledonia. Studies conducted as part of the ZoNéCo program showed that currents are too weak to be realistically used.

■ *Osmotic power*. Osmotic power is the energy retrieved when fresh water is combined with salt water. A special membrane can be used to obtain the osmotic pressure generated when fresh water is mixed with salt water from the ocean; this pressure can be used to run a turbine. The conversion methods conceived in the early 1970s remain in a very early stage of development, and we have decided to exclude any further analysis of these technologies from this report.

■ *Geothermal energy.* Geothermal energy is produced by heat released from the Earth's core through its crust. In certain generally volcanic geological areas, the heat that escapes can be very intense and there may be reservoirs of extremely hot water (above 150 °C) that can be used to generate electricity through steam turbines or cooler water (below 100 °C) suitable for low-grade heat use. In New Caledonia, the only information we found was from a 1981 thesis that cited several hot springs (at Crouen, in southern Canala, Nakety and Thio, as well as Prony). Their temperatures were between approximately 30 and 43 °C and may reveal deeper resources.

Although the latest resources found could help produce heat, cold, or hydrogen, they are currently being considered for electricity generation.

The 2007 Enerdata report, commissioned by the New Caledonia Department of Mines and Energy (DIMENC) to create a decision-making tool for evaluating energy mix scenarios, provides an assessment of hot water fields and the potential of renewable resources for electricity production.

[…]

Suite

[...]

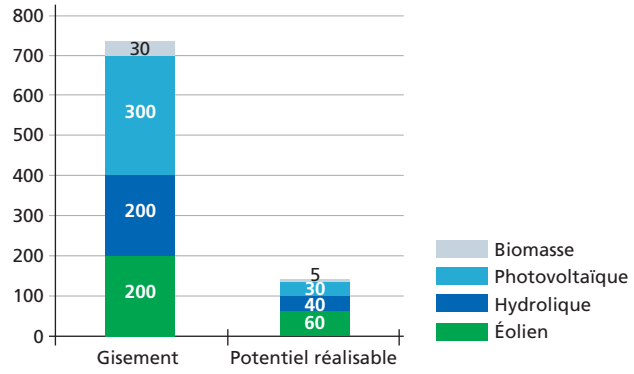


Figure 5

Estimate of potential electricity production (in MW) from renewable resources by 2015

Source : Enerdata.

New technologies for consideration in New Caledonia

Traditional and alternative fuels

Chemically converting a fuel to produce electricity for the industry, housing, and service sectors requires two choices: the type of fuel and the combustion process itself. To adapt to changes in the market, the best systems must be flexible enough to use either traditional (gas, liquid or solid fossil hydrocarbons) or alternative fuels, while continuing to operate at full capacity (a change in demand for electricity must not impair the system's energy efficiency). Note that the best use for liquid fuels is in the transport sector where they provide unmatched performance in terms of mass and volume.

The potential of traditional fossil fuels for New Caledonia

For any given use, a fuel is selected based on its suitability, its price, its safety of use and in more recent years, its ability to produce the least amount of CO_2 per converted kWh.

Natural gas is not feasible for use in New Caledonia

Natural gas is composed primarily of methane (generally 95%, but its content can vary between 70 and 100%) and has an average low net calorific value (NCV) of 38.1 MJ/kg; i.e. 10.6 kWh/kg, depending on its composition and its origin. In 2005, it represented 23 % of the energy consumed worldwide. Of all the hydrocarbons, it emits the least amount of CO_2 per kWh due to its emission factor (EF) of 201 gCO_2/kWh_{th}. The world has abundant reserves of natural gas, and it is widely used in industrialized countries.

Natural gas is transported from producer countries to the end user by gas pipelines or in liquid form by boats (liquid natural gas tankers). However, for most islands, building a methane tanker terminal is costly and disrupts the ecosystem. In addition, we feel that the small quantities of gas likely to be

imported would not be of sufficient benefit to New Caledonia. Floating systems, although probably better suited to New Caledonia, would have to operate in cyclone areas; therefore, we feel that they would be no more feasible.

Liquid hydrocarbons have a potentially higher price subject to fluctuations

Liquid hydrocarbons represent 37% of the energy consumed worldwide in 2005 and are used by the industrial, housing, service and transport sectors, which depend on it for 95% of their needs. Their NCVs are the highest (39.9 MJ/kg for heavy fuel oil, i.e. 11.1 kWh/kg) and have an emission factor of 282 gCO_2/kWh_{th} for heavy fuel and 267 gCO_2/kWh for kerosene. The transport sector will undoubtedly continue to use liquid fossil hydrocarbons as their primary source of fuel for a very long time, even with the introduction of biofuels. For industry, the high, fluctuating cost of liquid fuels and the competition for its use with the transport sector will gradually make it less economically attractive for long-term use.

Coal is the most available fuel

Peat and lignite are *brown coal*; flaming coal, fat coal, (*bituminous*) and anthracite are *hard coal.* The heating value increases from *browncoal* to *hardcoal*, and the moisture, volatile materials, and ash content decreases. Coal's NCV ranges between 15 and 27 MJ/kg (i.e. 4.16 to 7.5 kWh/kg) values according to its carbon, sulphur, hydrogen and moisture percentages. Lignite contains very little sulphur, but has a high moisture content. Coal has an emission factor of 364 gCO_2/kWh_{th} for lignite and 347 gCO_2/kWh_{th} for anthracite: it is the worst fuel in terms of GHG emissions, yet represents 24% of the world's primary energy. Its cost and ample reserves continue to make it the most competitive primary fuel for generating electricity.

Are alternative fuels right for New Caledonia?

Hydrogen

Hydrogen is the most abundant element in the universe and is found in large quantities in the stars and planets. On Earth, hydrogen is the main component of all living matter due to the fact that it is present and combined with carbon in all organic compounds. Its NCV is 10.7 MJ/Nm^3 [14]

[14] Nm^3 = standard metric cube, i.e. the volume occupied by gas in "normal temperature and pressure conditions".

(i.e. 2.98 kWh/Nm^3) and its EF is zero since combustion products consist primarily of water with 0 % CO_2. During its combustion, precautions must be taken to limit the formation of pollutants such as thermal nitrogen oxides, and the oxidation of substances remaining from its manufacturing process.

However, to produce hydrogen, several procedures are used that require more energy than can ever be recovered from its final conversion. The most widely used method today is methane, methanol, or ethanol reforming (or bio-methanol or bio-ethanol reforming); a procedure based on transforming fossil hydrocarbons while simultaneously producing CO_2.

The energy supply needed to produce hydrogen is lost when it is converted into another type of energy, which is why hydrogen is considered to be an energy vector and not a source. Using hydrolysis to produce hydrogen during periods of excess electrical power production can be seen as a form of energy storage.

The traditional method is to store and transport this gas in bottles under a pressure of 700 bars. The danger of a collision, at least in the medium term, prevents the use of gaseous hydrogen in automobiles. For now, there are only experimental prototypes of vehicles with combustible batteries or a hydrogen engine, which are still being tested. Other technologies involve hydrogen adsorption on metal hydrides (magnesium hydride) or in carbon nanotubes; however, these technologies did not yield the expected results. Finally, research still continues on hybrid reservoirs, high pressure, and hydrogen-absorbing barriers to reduce leaks.

The development of a hydrogen system (including production, distribution, and storage) does not seem suited to conditions in New Caledonia.

Landfill gas and treatment plant sludge

Biogas consists primarily of methane (between 50 and 90%) and carbon dioxide (10 to 40 %), with variable quantities of water, and hydrogen sulphide (H_2S) from 0 to 0.1 %. Its NCV (9.42 x 0.7 = 6.59 kWh/m^3 for biogas with 70 % methane, at 15 °C in atmospheric pressure) only comes from methane and is based on the dilution rate in CO_2. Its productivity is estimated between 0.15 to 0.30 m^3 of biogas per m^3 of digester and per day.

Thus, biogas is the renewable form of natural gas. Recovering biogas produced by landfills is particularly beneficial given that methane is a pow-

erful greenhouse gas (recovering it forms a greenhouse gas sink, it should be mandatory). To use biogas in an engine or boiler, the gas must first be dehydrated to curb corrosion caused by the halogenated compounds that it contains.

In New Caledonia, several thousand m^3/h of methane could undoubtedly be recovered and used from large landfills (1 m^3 of methane equals 1 litre of gas!) because a waste burial site recovers an average of 100 m^3 of methane per ton of treated waste. Improved waste energy management would give New Caledonia an eco-friendly image and provide it with an improved energy supply.

Which waste can be methanised? Animal and plant waste – crop and silage residue, dairy runoff, food waste, lawn clippings, and so on. Also note that pooling all livestock waste into one cattle waste digester in New Caledonia seems difficult because the cattle are raised on ranches. Waste from the agri-food industry can also be methanised, as well as the bottom of lakes and ponds.

Methanising urban or industrial sludge from treatment plants can eliminate liquid organic compounds and make the plant relatively energy-independent. An average facility produces approximately 40 g more of dry matter per day and per inhabitant. Their quantity is reduced 35 % and one ton of this waste generates up to 175 m^3 of biogas; i.e. the energy equivalent of 190 litres of gas. Sludge is usually put into a landfill or recycled through manuring or composting, when it is authorized; however, it could also be digested by anaerobic bacteria to produce biogas and the digestor's sludge then spread over soil (after being composted).

Biogas provides an eco-friendly energy solution to the problem of treating organic waste. It is also a biofuel with numerous advantages for reducing greenhouse gas emissions and replacing other exogenic energy sources (fossil and nuclear). After CO_2 is separated from biogas, its uses are identical to those of methane. The combustion of biogas from methanisation reduces the emission of GHG twenty times more than gas from fermentation.

First and second-generation biofuels

Over the last few years there has been extensive growth in the biofuel market throughout the world. To strengthen this trend, the European

Council has set a 10% binding minimum target for biofuels in the total consumption of gas and diesel fuel in the European Union from now until 2020. A first generation of biofuels is already being used, but their energy efficiencies are controversial and they are competing with food uses. A second generation based on energy from wood waste is being studied for future generations.

The January 2008 publication of the ENR [renewable energy] directive maintains the objective of incorporating 10% biofuels into the fuel pool between now and 2020. It introduces several criteria for qualifying the sustainability of biofuels. They must reduce greenhouse gas emissions by at least 35% compared to the equivalent fossil fuels and not be produced from land with high biodiversity value or land with high carbon stock (in other words, wetlands or continuously forested areas).

These relatively strict criteria demonstrate the need for sustainable biofuel development before considering the substantial cost reduction provided by fossil fuels and CO_2 emissions. However, before beginning their production, a continuous biomass supply system must be established including planting, cultivation, harvesting, conditioning, transporting and preparing the biomass resource, knowing that all of this involves large volumes of biomass.

Environmental impact indicators must also be taken into account. The agricultural phase of biofuels can produce nitrate leaks and phytosanitary products in the soil, and nitrogen oxide emissions in the air; the industrial phase produces hexane emissions during seed crushing; and finally, combustion emits nitrogen oxide, CO, particles, and unburnt hydrocarbons. Other studies show that, overall, using biofuel can increase NOx emissions, but reduce CO and particle emissions. Numerous studies are currently being conducted to quantify the energy, ecological, and economic returns of biofuels through the use of life cycle analyses (LCA).

Finally, we must consider the competing uses between farm land used for food production and land used to produce biofuel: the energy demand of industrialized countries must not deprive the other half of the planet of food.

First-generation biofuels

Already on the market and produced through mature technology, first-generation biofuels use only a portion of a plant by recycling either its starch or its seed oil. Two traditional systems are currently being used: the ethanol

system that produces biogasoline (ethyl tert-butyl ether, ETBE) and the diesel fuel system that produces diesel engine fuel from vegetable oil (vegetable oil ethyl ester, VOEE).

Producing bioethanol from cereal or starch crops to make biofuels (ETBE) is technically feasible in New Caledonia as long as there are enough agricultural resources available. Bioethanol production units with a volume of 6 m^3 are available on the market at modest prices (scale of a large agricultural operation or a town). The bioethanol that is produced can be mixed directly with gasoline in proportions up to 20% without having to adjust engine settings. For an ethanol percentage of 85% (called E85 in Europe) the vehicle must be equipped with a FlexFioul-Ethanol system and the country must deploy a distribution system for this biofuel. Also note that there are processes for recycling effluents and coproducts from ethanol production.

After purification, straight vegetable oils (SVO) are sometimes used as fuel for diesel engines; however; they cannot meet the technology and performance requirements of new engines. Today, straight vegetable oils are converted through transesterification with alcohol (generally methanol) to produce methyl ester (vegetable oil methyl esters, VOME). This can then be used in all diesel engines by either mixing it with diesel fuel in any concentration or in its pure form, which can reduce the consumption of fossil fuels.

Soybean oil is the most widely produced vegetable oil in the world, followed by palm oil; next comes rapeseed oil, sunflower, peanut, coconut (copra) and olive. There are three steps to producing straight vegetable oils (SVO): crushing, extracting and refining. This produces edible oil. The amount of energy consumed to reach the refining stage is 150 MJ in steam and 10kWh of electricity.

When used in an engine, the high viscosity of these SVOs affects atomization, their low volatility increases combustion time and carbon build up on the engine walls, and they freeze in the cold – all which can damage a diesel engine. It must also be pointed out that they are diluted in lubricating oil, which wears out the engine quicker. If such oils were able to be used directly in tractors or generator sets, their use in modern engines would become increasingly essential.

Using VOEEs (vegetable oil ethyl esters) directly in diesel engines does not have the same drawbacks as using SVOs. These esters even provide better

lubrication to diesel fuels with low sulphur content. They can be mixed with diesel fuel, but their heating value is slightly low leading to 7% more consumption. Their environmental impact is positive with an overall drop in CO and HC emissions, but an increase in NOx.

These results show the potential for the production and use of biofuels in New Caledonia. Although there are several farmable crops on the island, copra may be the best choice because it has already been used; however, the system would need to be boosted. This system includes planting, cultivating (water, supplies), harvesting, converting the harvest into VOMEs, and using it locally. There is equipment for pre-processing oil and transesterification available on the market, its cost is reasonable (several thousand Euros), and it is easy to use.

In conclusion, from a technical point of view, both ETBE and VOME systems could be easily used in New Caledonia. The equipment needed for both of them is affordable and easily suited to small productions.

Second-generation biofuels

This type of fuel is still in the study phase with several objectives: to recycle the entire plant (seeds and stalks), to use wood and wood waste, and to evaluate their competition with food crops.

Lignocellulosic biomass is derived from agricultural waste, forest residues, and wood processing by-products, as well as dedicated energy crops (woody or herbaceous plants). Converting wood generates a large quantity of residues that can be recycled as energy or raw material for pulping. The same goes for dry agricultural waste and forest residues, which also provide large amounts of lignocellulosic biomass. Dedicated energy crops provide a pool of lignocellulose that can be recycled for energy.

Like first-generation fuels, there are two systems that can recycle these lignocellulosic resources: a thermochemical process (dry) and a biological process (wet).

The thermochemical conversion of lignocellulosic biomass, called Biomass to Liquid (BTL), holds real challenges for the world by the year 2020. There are two main processes for producing energy renewable products: pyrolysis and gasification. Pyrolysis is a step in the homogenisation process and therefore, a step in pretreating biomass. It offers the double advantage of sepa-

rating the production of biomass from its use (the production unit is installed near the resource) and directing the reaction towards liquid, solid or gas so that unwanted fractions can be recovered or concentrated into one of its phases.

The technology is mature, but currently lacks markets. Oils produced by pyrolysis can only be used in a few engines specially designed for generator sets and cannot be used in a gas turbine or automobile engine.

The most promising process is the gasification of oils and/or vegetable carbon to produce synthetic gas, which is then converted into methanol or hydrocarbons by Fischer Tropsh synthesis. Gasification is a thermochemical process that converts solid fuel (coal, biomass) by reacting it with a gaseous reagent (oxygen, steam, hydrogen). Its objective is to convert the solid material into a gas mixture called a synthetic gas or "syngas". This syngas can be used for different applications such as engine combustion, electricity/heat cogeneration with improved efficiency due to direct biomass combustion, and biofuel synthesis.

Biofuel synthesis is the most beneficial because it recycles all of the components in lignocellulosic biomass into biofuels such as methanol, dimethyl ether (DME) or hydrocarbons produced by the Fischer Tropsch process (synthetic diesel or kerosene). However, this gasification process is still in the pilot stage and is benefited by scale effects, which is not to New Caledonia's advantage.

This leaves the biochemical process: while producing ethanol from the sucrose of sugar plants or starch from starchy plants is a mature process, the process for producing ethanol from lignocellulosic materials faces two hurdles – the hydrolysis of cellulose into fermentable sugars and converting pentose from hemicellulose into ethanol. Lignin cannot be fermented into ethanol; therefore, the lignocellulosic matrix must be pre-treated to make the cellulose and hemicellulose hydrolysable in order to produce potential sources of fermentable sugars. Finally, raw material processed in this fashion can be separated from the ethanol fermentation to produce ethanol that can be mixed with gas up to significant proportions of 85%.

Using lignocellulosic biomass to produce fuel ethanol provides a multitude of environmental advantages. Its CO_2 footprint is better than sugar or starch crops and recycling waste from the entire plant does not compete

with food crops. Processes have been designed, but a number of obstacles exist that require progress to be made in cellulose enzymology and yeast physiology. The future of this process depends primarily on the development of biotechnologies with the underlying development of genetically modified crops.

Transforming algae into energy

During their evolution, photosynthetic microorganisms adapted to diverse environmental conditions. They are found almost everywhere in the world, in the oceans, in both fresh and salt water, and in every temperature, including extreme cold and heat. This acclimation to a wide variety of surroundings explains the broad taxonomic range of this group of photosynthetic organisms, which currently contains estimates of between 20,000 and 40,000 different species, and that is for microalgae and cyanobacteria (blue-green algae) alone. However, this bio-resource remains largely underused, due in particular to the relatively recent interest of the scientific community in these microorganisms.

Algae have the double advantage of being able to form CO_2 sinks and be a source of fuel. While bacteria belong to the animal kingdom, microalgae and cyanobacteria are plant cells and thus based on the same concept of photosynthesis as higher plants. Consequently, they have the ability to grow in an entirely mineral or water-based medium. Light helps them grow by absorbing needed minerals and surrounding inorganic carbon.

Algae cultivation processes: photobioreactors (PBR)

A photobioreactor refers to systems dedicated to photosynthetic microorganisms, and thus to microalgae. These systems are unique in that they require light energy as well normal cultivation conditions. Unlike the usual substrates added to a culture medium, these light sources are always outside of the culture. Photosynthetic (or phototrophic) microorganisms require large amounts of light energy; thus, the efficiency of reactors is severely limited because light is absorbed by the surface algae and cannot penetrate to cultivate algae in deeper water.

The easiest design is to cultivate phototrophic microorganisms in an open basin (lagoons, raceways, curved canals, etc.). Today, a large portion of production comes from these extensive systems (5,000 to 6,000 tons per year of

dry material). By using the right designs, it is possible to obtain optimal photosynthetic conversion of light energy into biomass. In addition, 100 tons/ha/year of dry material can be produced with a system that directly captures solar energy.

Compared to higher plants, microalgae have intrinsic capabilities that make them highly useful in a number of applications. Their primary advantages are their fast growth rate (doubling a population in a few hours), their broad diversity (due to their long evolutions: 3.7 billion years), and their metabolic plasticity. This plasticity makes it possible, under the right conditions, to force the microorganism to produce a given metabolite.

Microalgae and cyanobacteria can synthesize most basic organic elements such as proteins, sugars, and lipids, and have a more varied biochemistry than other microorganisms. Moreover, the identification of particular metabolites strongly encouraged research, particularly on industrial molecules such as pigments, polysaccharides, and various biologically active components. This research uncovered possible applications in areas as diverse as food, pharmacology, and cosmetology. Selecting the right strain and culturing them in the appropriate systems should help meet major challenges in agri-food, energy production, waste cleanup, and water recycling.

Depending on space and applied conditions, hydrogen can be produced through biophotolysis of water, plant biomass rich in lipids for energy (biodiesel) or sugars used to produce methane. Hydrogen can also be produced by gasification or fermentation. In addition, photosynthetic growth requires a supply of inorganic carbon (CO_2 sinks), and working with a water-based culture improves control over mineral salt intakes. Because of all these advantages, photosynthetic microorganisms are often considered to be the renewable and eco-friendly bioenergy source of the future.

Algae as carbon sinks

To reach optimal efficiency, algae need CO_2 in large quantities in basins or bioreactors. Bioreactors must be coupled with traditional thermal power plants that produce electricity and release CO_2 with an average concentration of 13 %. The CO_2 is put into basins to bubble and is assimilated by the algae. This technology can increase photosynthesis efficiency and treat wastewater. In this sense, it is an advance in the environment field.

For example, the Prony plant includes two 40-$MW_{electric}$ units, i.e. 240$MW_{thermal}$, and releases 4,500 tons of CO_2/day. Assuming that we could have the current, solar PBRs, a surface of 2.5*4500 = 11250ha and a volume of 11.10^6 m^3, would be needed to absorb the CO_2 produced; i.e. an algae mass produced from 5,625 tons for an incident flux of 100 W/m^2. If research can develop PBRs with internal light distribution to achieve maximum thermodynamic efficiency, the algae mass formed would remain at approximately 5,400 tons/day. To reach this optimal efficiency, you would still have to provide enough energy to filter 360,000 m^3 of water per day!

You can also refer to the paragraph titled "Biological separation of CO_2 by algae and enzymes" in "Emissions and the reduction of greenhouse gas emissions in New Caledonia."

Algae source of triglycerides

These microorganisms also have advantages over land-based oilseed species: They can accumulate up to 50% of their dry weight in fatty acids, which can produce 30 times the efficiency per hectare than land-based oilseed species. Large-scale greenhouse algae cultivation does not require phytosanitary products and can help manage the nitrogen and phosphorus cycle by controlling nutrient recycling.

Using the Prony plant example: capturing two units could produce 6,300 tons of dry material per day; i.e. 4,400 tons/fatty acids per day (~70 % triglyceride). Transesterification of these oils would provide approximately 4,400 tons of biodiesel / day. In other words, ten days of production per day would be enough to cover diesel consumption in New Caledonia! Do not forget that this would require an optimized reactor (currently theoretical), power for pumping, validated processes on test models, etc. This involves research and, *a fortiori*, a very long-term deployment (algae are sometimes referred to as third-generation biofuels).

Algae for producing biohydrogen

From a renewable energy perspective, there is no doubt that hydrogen should be promoted as a new energy vector. New applications will be found in the residential and transportation sectors *via* the transformation of hydrogen into electricity and heat in combustible batteries or combined cycle gas turbines.

Green single-cell algae, microalgae, and bacteria are able to produce hydrogen from solar and energy and water because they all contain the enzyme, hydrogenase, which is the catalyst for these processes. Thus, natural hydrogen production processes can be harnessed to create hydrogen photo-bioproduction processes that do not generate greenhouse gases. Here again however, the processes are not mature and require significant improvements before being implemented.

Electricity production technology

Electricity is a form of energy that is very easy to convert and control, but often costs more both economically and environmentally. This is why, as we point out again, managing its consumption takes priority over developing new production methods.

Note that if we take a look at the recent changes in the development of new power plants, those that use renewable resources (primarily photovoltaic and wind) have related growth records.

Combustion and conversion processes

There are several technologies that can produce electricity: for example, the photoelectric effect that converts photons from light, the thermoelectric effect that converts heat, and conversion by electron transfer during a chemical or mechanical reaction through a generator or alternator. Electron transfer is currently the most widely-used process by thermal and nuclear power plants.

A thermal power plant produces electricity using heat from the combustion of a gas or liquid hydrocarbon, coal, biomass, or industrial or household waste. The heat released during combustion heats up a fluid, generally water, which then turns from liquid into steam. This runs a turbine coupled to an alternator on a thermodynamic cycle, which in turn transforms mechanical energy into electric power. To power the steam turbine, the pressure is dropped between its inlet and exhaust by using a cold source to condense the fluid downstream into a gas. The condensed fluid is usually reused as a steam source (Rankine cycle).

Gas turbines (GT) or combustion turbines

A gas turbine, (GT) (or combustion turbine) is a thermodynamic rotating machine belonging to the internal combustion engine family. Its role is to produce mechanical energy from energy contained in hydrocarbon and to transfer it to a generator or alternator.

The theoretical efficiency of a GT increases with the compression rate and combustion temperature. Low efficiency (25 to 35 %) is due to the fact that energy supplied by the fuel is diverted by the compressor or lost as heat in the exhaust gas. Efficiency is improved by increasing the temperature in the combustion chamber (above 1,200 °C); however, problems occur in maintaining the temperature of the materials used to make the turbine part. Cooling systems with multiple perforations are set up in the chamber's walls along with blades made from nickel-based heat resistant alloys.

Combined cycle gas turbines (GT)

The expression "combined cycle" describes an energy production process or power plant that uses more than a thermodynamic cycle. Gas turbines convert part of the energy provided by combustion into effective work, which is then converted into electricity through a generator or alternator. Efficiency is usually from 25 to 30 %. Recovering the heat from exhaust gas can increase the machine's overall efficiency by more than 50%. To do this, exhaust gas heat (more than 600 degrees) is used to produce steam in a boiler that feeds a steam turbine, which in turn powers a second electric generator. Turbine efficiency can also be increased by reheating the gas at the end of the compression phase (before the combustion chambers) by running it through a heat exchanger located in the heat exhaust system.

Conventional thermal power plants

Conventional thermal power plants stabilize combustion in a boiler using yellow flame burners. Gas, liquid, or solid fuel jets are injected into the burner tip near the air or oxygen jets. Combustion is stabilized in the fuel/oxidizer mixing zone. This process is safe because no reagent mixtures are formed before the combustion chamber; however, it does not provide enough control over the reaction zone or formation of pollutants. In any case, this type of power plant is the most popular throughout the world and provides high-power units.

Fixed-bed, fluidized-bed and circulating fixed bed (CFB) boilers

Fixed-bed boilers establish combustion within a layer of combustible particles that remain stationary when fluid (oxidizing agent: air, oxygen) flows through it and reacts within the bed. Fluidized-bed reactors are made up of a group of solid particles (coal or biomass) that are passed upward through a fluid whose force on the solids is enough to balance their weight. Once a certain flow rate is surpassed the bed moves. The solid can be separated from the fluid in the column head by cyclone and recycled in the base: the circulating fluidized bed (CFB) remains relatively dense with many gas-solid interactions.

This is the type of boiler that the SLN plans to use for the new plant in Doniambo (see in "Energy management: a major challenge to the sustainable development of New Caledonia and its energy security", paragraph on "Key advantages of energy efficiency on the SLN site", in which we describe the advantages of a circulating fluidized bed).

Super and heavy duty boilers

To improve the efficiency of a system's thermodynamic cycle, which can increase from approximately 35% to nearly 50%, the steam must be brought to a high temperature and high pressure in the boiler. This will mean working with water in supercritical conditions (Tc=376 °C and Pc=221 bar) or even hypercritical conditions (Tc=700-720 °C and Pc=350 bar). To do this, the piping and steam turbine must be made with a nickel-based alloy. The cost of such facilities is therefore very high and is only suited to power units higher than 400 $MW_{electric}$.

Cogeneration and trigeneration

To increase the overall energy efficiency of electricity production, by-product heat from the boiler or GT is recycled by distributing steam or heat through industrial or domestic systems: this is called electricity/heat cogeneration or even electricity/heat/cold trigeneration.

IGCC plants (Integrated Gasification Combined Cycle)

An integrated gasification combined cycle – or IGCC - unit is a thermal power plant that operates on synthetic gas, or *syngas*. This gas is often used to operate a gas turbine, and the effluent heat from the gas turbine is then recycled by a steam turbine (combined cycle GT). IGCC technology uses a

gasification process to convert coal or biomass into synthetic gas made up of a mixture of CO and hydrogen. Fuel impurities are thus removed before the combustion phase, which results in lower emissions of pollutants such as sulphur dioxide, particles and metals. Overall efficiency is also improved compared to a traditional, pulverized coal unit.

This type of IGCC process is called "integrated" because the synthetic gases are produced by a gasification unit that is optimized by a combined cycle. To improve the overall efficiency of the process, the heat coming from the exhaust gas of the GT and gasification reactor are reused by a boiler and a steam turbine, which in turn produce additional electricity. Gasification and hydrogen combustion turn this system into a process with a small ecological footprint and optimized energy efficiency through the use of a combined cycle.

Internal combustion engines

Electricity can also be produced on a remote site or with generator sets if the system is down. These generators consist of an engine similar to a car engine, coupled to a generator or alternator. The overall efficiency is rather low. However, this system performs better with the combustion of biogas from fermenters or landfills (moreover, this use can earn CO_2 credits).

Conclusion: The potential application of these technologies in New Caledonia

In principle, all of the industrial techniques for producing electricity by chemically converting energy are possible for New Caledonia. The selection criteria, as well as the technical restrictions for using these techniques include the power sought, fuel, biomass recycling, and combustion processes.

Technological analysis indicates the best economic choices to use for New Caledonia:

■ A coal-fired power plant, cheapest to buy. However, this process releases SOx and NOx if it is not equipped with pollution control units. Using lignite reduces SOx emissions, but tCO_2/kWh emissions are higher and it does not work as well. This was the process chosen by the Prony plant.

■ A circulating fluidized-bed boiler system offers the best potential for New Caledonia. This system was selected for future plants in Doniambo and Koniambo.

Hydroelectric stations

The technologies for producing electricity from hydraulic resources are relatively mature, and although we cannot describe them as new, we propose a brief overview, particularly to highlight recent developments. In France, stations that generate between 2 and 10 MW of electricity are referred to as small hydroelectric stations, stations generating between 500 kW to 2 MW are mini-stations, stations generating 20 to 500 kW are micro-stations, and stations producing less than 20 kW are pico-stations. For factories along rivers and other waterways, the productivity of hydroelectric stations depends directly on the water flow rate; the same is true, but to a lesser extent, when there is a retaining dam providing enough storage capacity to better meet demand and stabilize the system. The Yaté dam, which uses an artificial lake, provides storage capacity of more than 300 million m^3 and a large quantity of stored energy (approximately 100 GWh, i.e 5 % of the annual consumption in 2008). It has 68 MW (4 groups) of electrical power with an annual productivity of approximately 5,000 hours (+/- 20 % based on the years) at full power. Let us also point out that a hydroelectric system can power a micro-network (isolated site), usually without using electrochemical energy storage, if the water flow is sufficiently steady. There are different control systems for stabilizing voltage and frequency in order to provide good service quality and reliability.

Pelton, Francis and Kaplan turbines are used for a wide range of heads and flows. For smaller plants there are a few special technologies such as the Banki turbine (paddle wheels). Conversion efficiencies are very high (generally higher than 90%), particularly since the nominal wattages are high. High-power electric generators (more than a few MW) are almost exclusively synchronous type generators with excitation coils that control the field current, which in turn controls voltage. Cage induction generators are used for grid-connected units with powers lower than a few megawatts; these generators can help control costs, but cannot control voltage. The more compact, permanent magnet generators can reduce civil engineering costs, but still cannot control voltage. The introduction of variable speed, which can increase productivity with variable flow rates and head heights, as well as control voltage, is slow to be developed, but the technology exists.

Wind turbines

Vergnet, SA is the only company that makes wind turbines designed for cyclone regions and difficult to access areas. Its turbines are collapsible and include a system of stays and an automatic winch that help protect them from being destroyed in case of a cyclone. In addition, they are light and easy to carry into remote areas, and do not require a crane.

More than a hundred turbines like this are currently in use in New Caledonia, and each unit produces approximately 250 kW of power. The latest generation is significantly different; it has a nacelle that can go down the entire length of the tower: This is the model selected for the Yaté farm, which should begin operating between 2010 and 2012 with 35 units for an annual production of 60 GWh.

The cost for installing these turbines is high, approximately 2.3 to 2.5 €/W; in other words, nearly double the cost of European installations. This additional cost is explained by the unique technology, the remote location of New Caledonia, and possibly the lack of competition. The only other manufacturer is Vestas, which from 1996 to 1999 installed twenty 225 kW turbines in Negandi. They were destroyed by Cyclone Erica in March 2003, and fifteen of them were replaced; however, it seems that Vestas no longer wants to be involved in building new wind farms in New Caledonia.

The productivity of Vergnet turbines suffered a few setback seemingly related to insufficient maintenance. The creation of Vergnet Pacific and new pricing methods should resolve these temporary problems. With normal operation, the Vergnet turbines should produce approximately 1,600 to 1,900 hours per year depending on the sites and years; this means that a 1 MW wind turbine produces 1.6 and 1.9 GWh per year.

Finally, note that there is definitely potential in offshore wind power; however, current technologies are not yet suited for cyclone areas. Nonetheless, keep in mind that testing has begun on off shore floating technologies, and in a few years, they could be useful because of their resilience in strong winds.

Wave-powered generators

Generated by the wind blowing over the surface of the ocean, wave energy is an abundant resource that could satisfy a certain percentage of the

world's electricity consumption within a few decades. Gross wave power is measured in kilowatts per meter of wave front, with rough estimates between 10 and 100 kW/m (Cape Horn). However, the conversion efficiency of current recovery systems is low, with averages of approximately 10% annually.

Ocean floor depths also play an important role in the sense that more energy is lost in shallow depths. Thus, by the time a wave reaches the shore, it has usually lost a large amount of its energy potential.

A wave field consists of multiple waves propagating in different directions. Random waves can be easily characterized with two measurements: crest-to-trough height (H_s) and a T_p period. These two parameters represent a random *sea state* based on a standard model of spectral energy distribution (T_p is thus the spectral peak period).

Apart from the fact that waves undulate at low frequency and cause instant fluctuations in power, average wave power fluctuates considerably based on the state of the sea. Thus, recoverable power depends on the width of the captured wave and the efficiency of the conversion device. Wave-powered generators often have a behaviour relatively suited for one given type of wave, and even if an advanced control can optimize the extraction of power in various conditions, their output power characteristics are not really in proportion with $H_s^2.T_p$ (gross power from theoretical law).

Wave-powered generators can be located on the shoreline, nearshore with depths less than 50 m for anchorage, or offshore.

The cost of investing in wave-powered generators near maturity is currently estimated at a range of 1 to 3 €/W. Production costs, depending of course on technology and local conditions, could go from ten to thirty c€/kWh to a few c€/kWh within a few decades. They could also benefit from the development of offshore wind turbines, and in particular, infrastructures for transporting electricity on the ground.

Below is a simple summary of the many devices that have been designed, patented and/or tested since the 1970s:

■ *Wave-powered generators with wave breaking ramps*: generators in this family were initially designed to harness the characteristics of coastal sites. One of these generators is the Wave Dragon floating system, which

has a floating height that can be adjusted according to the wave's characteristics. Seawater breaks over a ramp and is collected in a reservoir located behind it, where it is sent through a low-head turbine back into the sea. These systems offer the advantage of smoothing the power and providing relatively steady production that does not fluctuate with the rhythm of the waves.

■ *Wave-powered generators with oscillating water columns:* this is possibly the most widely used design; moreover, it mimics the natural "blowholes" found in rocky coasts where the air trapped in a cavity ebbs and flows with the waves. The systems are placed on coasts or on floating devices. Waves enter a submerged cavity and the free surface inside oscillates like a liquid piston. Air comes in and out of the hole through an output duct into the atmosphere. A turbine turning in the same direction, regardless of airflow direction, is placed in the duct. The turbine powers an alternator, which produces continual energy. Among non-floating systems are the Kvaerner column (Norway) and the European Pico pilot project, named after the Aççores Island in Portugal. There are also floating oscillating water column projects that can be used in a wider variety of sites, such as the Sperboy (UK).

■ *Wave-motion generators* This category groups together a broad range of concepts and systems, including Power Buoy (Ocean Power Technologies, Inc., United States), Searev (a wave energy converter project conducted by the *École Centrale de Nantes*), Ceto Cylindrical Energy Transfer Oscillator (Australian project from the Carnegie Corp. in which France's EDF new energies is involved) and the Anaconda system from the English company, Checkmate. The most well-known device is the Pelamis, which resembles a long, curvy snake, and is currently one of the most mature wave-powered devices in the industrial sector.

Its overall shape allows it to support a variety of waves and use their energy. It has the advantage of being able to smooth a naturally fluctuating energy. Its lifespan is approximately 20 years and its maximum electric power is 750 kW. Three P750 units were installed in 2008 5 km off the coasts of Portugal to form a 2.2 MW experimental wave-powered generator farm for a total of €8 M. In principle, a surface area of 1 km^2 can provide a production capacity of 8 to 30 MW. Just like off-shore wind farms, the units are organized into clusters and spaced approximately 150 m apart.

Photovoltaic (solar) generators

Photovoltaic (PV) electricity is produced through the direct conversion of light into electricity. Because no mechanical movement is needed to generate solar power, highly reliable and quiet technologies can be developed, which are well-suited for use in buildings. Today, the market for producing PV through direct energy conversion (connected directly to systems without storage) is booming with high growth rates (more than 50% annually).

The most mature photovoltaic technologies are based on polycrystalline silicon and monocrystalline silicon (slightly better efficiency: approximately 17%), as well as amorphous silicon (low cost and lower efficiency). More marginal technologies exist that can increase efficiency through multi-spectral cells, which broaden the sensitivity spectrum. The theoretical limits are approximately 86% and the best current experiment results come within 37% with a triple InGaP/GaAs/Ge structure. Thin-layer technologies, such as copper indium selenide (CIS)-based technology and organic materials, can provide better cost performances, but they are slow to emerge and/or still have insufficient life spans (in the case of organic materials). Finally, there are concentration structures whose performances are improved with high intensity radiation, but they require concentrating systems that are high in cost and low in reliability (soiling).

Photovoltaic electricity production is significantly proportional to solar radiation intensity and is sensitive to temperature; this is why it is best to provide naturally ventilated panels, particularly on the back surface. PV production fluctuates directly with the natural variations in sunlight. Mass production of grid-tied PV systems would face the same difficulties as wind power, requiring new grid management methods, as well as the development of storage systems.

In New Caledonia, annual PV productivity is approximately 1,500 hours at full power, which reduces production costs for this electricity compared to less sunny regions, such as Northern Europe.

Concentrated solar power plants (CSP)

Concentrated solar power plants use direct sunlight; thus, it is important to make sure that there is enough sunlight to make these processes eco-

nomically feasible. The accepted feasibility threshold is 800 kWh/m^2/year. There are different concentrated solar power technologies:

■ *Solar towers*: two-way adjustable mirrors focus sunlight towards a tower where it heats up a heat transfer medium (molten salts) to produce steam. The steam is then put through a turbine and produces electricity with a classic alternator. Being able to store heat makes it possible to smooth the effects of cloudy intervals, as well as day/night alternations, and to better optimize the steam turbine's design.

■ *Parabolic troughs* This technology uses mirrors shaped like troughs with one axis of rotation. The troughs direct the sunlight into a tube containing a heat transfer fluid positioned along the focal line of the trough. It then operates just like a solar tower. This technology has been in use since the 1980s in California (Mojave Desert) and other projects are planned throughout the world.

■ *Linear Fresnel systems*: this shares the same concept as the previous systems, but has flat mirrors positioned to reflect sunlight into a tube at a lower cost and slightly lower efficiency (needs more space).

■ *Parabolic mirror units* direct sunlight to the heat source of a Stirling engine (operates without combustion). This technology, which is apparently more expensive than the previous technology described, was already evaluated and proposed for New Caledonia in 2002 by the Australian company Solar Systems Corp[15].

Ocean Thermal Energy Converters (OTEC)

Oceans and seas are a large collector of solar radiation that stores and transfers huge quantities of heat, significantly affecting the planet's thermal balance. It is likely that a part of this energy reservoir could be harnessed in areas where the difference in temperatures is significant enough to operate thermodynamic engines at the best cost. Sufficient thermal gradients are near the equator or in the tropics, and although the conditions are not exceptional, New Caledonia's thermal gradient is adequate.

The gross solar energy power captured annually by the oceans is enormous, approximately 400,000 TWh, yet only a small portion is accessible. However, it is of vital importance that we do not overuse this natural cycle,

[15] http://www.solarsystems.com.au/

which plays a crucial role in climate stability. Given the overall flow rate of all deep, cold water currents, along with the fact that the envisioned thermodynamic engines require a very high cold water flow, and the weak conversion efficiency (mainly due to the small temperature difference between warm and cold sources), we expect a maximum global renewable energy potential of 80,000 TWh.

Among the projects proposed are the OTEC (Ocean Thermal Energy Converter) in Hawaii, which has been in operation since 1979 and produces 18 kW of electricity for 8,000 hours per year, based on maintenance stops. OTEC systems work on the following principle: warm seawater (surface water temperature: 26 to 30°) is used to evaporate the working fluid; the expanding fluid turns the turbine; the vapour is then condensed by cold water pumped into the machine from the deep sea. Therefore, water needs to be pumped from depths of approximately 800 to 1,000 m to get the largest temperature difference possible without pending an excessive amount of energy for pumping.

In addition, there must be ample flows of warm and cold water of approximately 2 to 3 m^3/s par MW_e. Related pumping losses (both warm and cold water) are even lower than head losses because there is less runoff in the pipes. Therefore, it is important to have a large enough pipe diameter, particularly for the long cold water pipelines. The result of all of this is a net electricity production efficiency of approximately 2.5% to 3%. Until now, one of the major drawbacks in developing OTEC technologies, apart from their lack of maturity and technical difficulties (such as the resistance of long pipes), is the cost of investment, which remains very high (4 to 12 €/W for 100-MW units, based on the distance from the coast).

OTEC systems can be built on the coast; this would make it easier to transport electricity, but increase the cost of pumping because it would require longer pipelines, particularly cold water pipes. This proves to be technically impossible if the depth does not decrease fast enough near the coast. In other cases, the conversion facility must be built on a barge.

Extracting kinetic tidal energy

Tidal energy can be extracted from the variation in sea level height and can be exploited *via* a barrage or by directly harnessing currents through turbines

placed in tidal streams, like underwater wind turbines (also called underwater generators). One of the advantages of tides is their predictability, which makes it easier to plan and add such production systems to power grids. With dam systems, the storage effect in upstream and downstream basins can be used to store energy by pumping in the advantageous phases of the cycle.

The method for capturing tidal flows is similar to that of a wind generator, except that the direction of the current is steady, their direction alternates (tidal effect) or is continuous, and the turbines are found in salt water (this technology has already been proven in fresh water, particularly in Amazon Rivers). Thus there are two major turbine families, vertical and horizontal axis crossflow, as well as other more original technologies such as systems that use oscillating hydrofoils (Stingray System from Engineering Business Ltd), and "paddle wheel" type floating systems (French Hydrogen project).

With the exception of a few Gulf Stream energy extraction projects, most current projects involve tidal currents. Low-power submerged generators can be floating and placed beneath a barge. This makes it easier to manage changes in water level due to the tides themselves and see to it that the generators always remain near the surface. Generators can also be suspended from a floating buoy, like those offered by the SMD Hydrovision company or Ponte de Archimede with its vertical-axis Kobold turbine. This method is already used in rivers. Hydrogenerators can also be placed on the seabed using a gravity foundation or mounted on a metal monopile. The type of supporting structure selected is dictated by the depth and nature of the seabed. Finally, prototypes and systems in the pre-industrial stage can generate anywhere from a few dozen to a few hundred kW.

Electronuclear production[16]

In an electrical network, it is strongly suggested that the maximum unit power supply remains 10% lower than the total power installed in order to be able to compensate for a malfunctioning unit when the voltage and frequency are stable. Based on a total power capacity of approximately 500 MWe

[16] With the support of Franck Carre (CEA/DEN/DDIN), from the department of nuclear innovation and development.

(maybe slightly more from now until 2015 if new factories are built, like in Koniambo), this would provide a maximum power capacity of approximately 50 MWe, which is significantly below what exists today on the reactor market and probably even below what will be developed in the years to come. Note that "small" units of this type would solve the problem of production interruption through metal production processes that must not be interrupted.

Moreover, Areva does not have a reactor project with power less than 1,000 MWe and resorting to a Russian offer (in the range of 40 to 300 MWe) would raise certification problems. The same goes for an American-Japanese or Chinese offer in the range of 300 MWe, if this power level could be considered.

Given new Caledonia's modest electricity requirements, as well as its need to invest in specific industrial infrastructures, the cost of a nuclear option cannot compete with the cost of gas, goal, or fuel oil plants, regardless of New Caledonia's remote location (probably > 5,000 €/kWe for the investment only).

In addition, supplying fuel for the reactor and recovering spent fuel for reprocessing in France, (or even Japan if there is an agreement) would require secure transportation over long distances.

In summary, the unfavourable technical and economic considerations, complicated further by the demand for a cumbersome administrative procedure for creating a nuclear site, leads us to believe that given the current information – and without even addressing the political and social aspects – we can exclude the nuclear option as a way to provide energy to New Caledonia in the decades to come.

Fuel cells and hydrogen

Fuel cells are electric power converters that can convert the hydrogen / oxygen oxidation-reduction reaction into electricity and water with excellent efficiency, unrestricted by the second principle of thermodynamics (Carnot efficiency). Typical efficiency for a fuel cell is approximately 50% at nominal wattage; it can be higher, but it would be over-dimensioned and overpriced. Thus, a fuel cell produces electricity, heat, and water.

Hydrogen, which is the fuel for this reaction, is not easily available in nature; just like electricity, it must be converted from a primary resource. If this primary resource is a fossil fuel, the overall conversion rate is generally poor; therefore, from the perspective of both life cycle efficiency and greenhouse gas emissions, hydrogen must be produced from renewable resources.

Certain fuel cells, called direct fuel cells, can directly convert a carbon fuel such as methanol or methane, but the conversion produces greenhouse gas emissions. Therefore, it must be determined that the overall result, including fuel production, is advantageous, which is not always the case, for example, when the fuel is from non-renewable resources (natural gas for example) or certain biofuels.

When using an electrolyser for production, electrolyis efficiencies are between 70 and 85% Industrial electrolysers generally consume 4 to 6 kWh/Nm^3 of electricity, and approximately 1 litre per Nm^3 of water (the purest possible).

Electrolyzing steam at very high temperatures can significantly reduce electrical power consumption. Finally, some thermochemical processes can be used to extract hydrogen from water through a high-temperature heat source such as concentrated solar radiation.

Even if commercial or semi-commercial products exist, their lifespan, restrictions for use and cost are still currently incompatible with stationary applications and ground transportation. This is why intense research programs are being conducted at all levels. The same applies for an electronuclear system. We do not think that New Caledonia should pursue the use of fuel cells as a way to convert energy in the medium term, particularly because there are other more promising and less risky alternatives.

Aluminium-air system[17]

If we think of aluminium as an energy carrier used for "consumption" in aluminium-air fuel cells, then we need to think about its lifecycle by calculating in particular the overall amount of primary energy needed to produce 1 kWh of electricity.

[17] This paragraph answers a special request from the DIMENC and its content was written with the scientific support of Professor Jean-Françcois Fauvarque, electrochemica chair of CNAM.

With current manufacturing processes, producing aluminium itself consumes approximately 32 kWh of primary energy per kilogram of material for production from ore (because a part of aluminium cannot be recycled after consumption, we preferred to base our numbers on the primary resource and include recycling options). In an Al-air fuel cell (FC), 1 kg of aluminium can produce approximately 3 kWh of electricity, knowing that the maximum theoretical value is 4.8 kWh.

The aluminium recycling procedure (aluminium trioxide) needs to eliminate traces of potassium and uses approximately 3 kW of electricity plus 5 to 6 kWh of thermal energy; i.e. approximately 15 kWh of primary energy based on current methods for producing electricity. Assuming that approximately 8% of raw materials are lost during each recycling operation, the energy spent to produce to 1 kWh of electricity (0.3 kg of aluminium) can be estimated, excluding transportation costs, at approximately 17 kWh. The transportation of aluminium and alumina back and forth between the producing country should also be taken into account given that aluminium combustion cannot supply all of the energy needed for recycling.

Without going too far, and even if a potential for improvement undoubtedly exists, these figures clearly do not support aluminium as an energy carrier for producing electricity. An energy efficiency of 1/17th will result in a prohibitive cost for this electricity compared to all of the other currently familiar production methods.

Power generating buildings

A building (residential, service, and industrial) receives a significant amount of solar radiation, and even wind, and can satisfy, at least on an annual average, more than its own needs. This type of building is referred to as a positive energy building. Electricity is produced, which is then sent to the grid to which the building is tied. These aspects have already been laid out in the first part of the report. Rough estimates for potential solar energy production depend on the direction of the surfaces equipped with photovoltaic generators; the average rough estimate is 100 kWh/m^2/year (see "Energy management: a major challenge to the sustainable development of New Caledonia and its energy security", in which aspects related to producing energy in a building were discussed).

Energy storage technologies

Storing electricity

Storing electrical energy can now be widely done on numerous portable electronic devices (computers, phones) and stationary devices (uninterruptable power systems (UPS): inverters, power supplies for remote sites produced by photovoltaic or wind power). Electrical energy storage is also used in the ground transportation sector to supply automobiles and electric two-wheelers.

The best technologies for meeting these needs are almost exclusively electrochemical: these are batteries. Their essential quality is their mass, high-volume performances, which are better than any other existing electricity storage system, even if they sometimes still seem insufficient to us. The most common are:

■ *Acid lead*: Used in particular for stationary applications because they are heavy-duty (approximately 20 to 30 Wh/kg).

■ *Nickel cadmium (NiCd)*: not long ago it was being used for mobile applications for the general public. It was banned because of the toxicity of non-recycled cadmium, but is still widely used for industrial trucks and trolleys in a professional, supervised sector. Its performances are higher than lead, approximately 40 Wh/kg, and can be charged and discharged more quickly without damage or significant energy loss.

■ *Nickel-metal-hydride (NiMH)*: Performances are better than NiCd batteries: they are the essential component in the standard "rechargeable batteries" market and are used in ground transportation (Toyota Prius hybrid, two-wheelers, etc.).

■ *Lithium*: there are several families of lithium batteries that provide the highest mass performance (from 80 to 200 Wh/kg based on power features). This technology is widely used in high-performance mobile applications (mobile phones, portable PCs) and will probably branch out into ground propulsion and stationary applications soon.

Overall, all of these technologies offer potentially high charge/discharge efficiency, as long as the required power remains relatively low. However, one of the weak points of electrochemical technologies is their rapid aging during service life. This is why economic, as well as environmental analyses must be conducted on the entire life cycle of the overall system considered.

For stationary applications, mass constraints are less important than in mobile applications, and there is a wide range of electrical energy storage solutions. Among the mass storage systems tailored to grids and long "time constants" are: the following:

■ *Pumped storage hydroelectric plant,* also called pumped storage power station, or pumped storage plant. This technology is currently used most in high-power plants with approximately 80% efficiency. The major drawback is the need for appropriate geography for these sites. Despite their high power, these systems can now operate at variable speed, making it possible to fine tune the power level and stabilize the grid. This option could be studied by New Caledonia where condition seems favourable. It is conceivable that pumped storage hydroelectric plants built next to the ocean with a large slope over the coast would transfer seawater to an upper reservoir without having to build an even higher one. Of course, leak tightness should be checked to prevent seawater from seeping into the floors, particularly when considering seismic risks. In addition, technologies would be available at acceptable costs.

■ *Compressed Air Energy Storage (*CAES) is already a relatively mature technology with several high-power operations. Building CAES systems requires suitable geography with large cavities such as old salt mines. There is a specific definition of efficiency here because natural gas is burnt in a combustion chamber to heat the air, before compressing it in a turbine. There are very few facilities, mainly because it has strict requirements for use (connecting to natural uses, suitable sites, etc.). More streamlined systems (Advanced CAES) can improve the energy balance, but always in combination with a gas turbine.

■ *Redox flow batteries* are able to bypass the limitation of traditional electrochemical accumulators in which electrochemical reactions create solid compounds that are stored directly on the electrodes where they were formed. The amount of solid material it can accumulate locally is significantly limited, which sets a capacity maximum. In so-called redox flow batteries, the chemical compounds responsible for storing energy are liquid and remain in solution in the electrolyte. Three technologies are under development with ZnBr- (Zinc-bromine), NaBr- (Sodium-bromine) and VBr- (Vanadium-bromine) based electrolytes. The electrolyte is pumped to external reservoirs whose volume represents stored energy. High-capacity systems (qq 100 kWh to qq 10 MWh) are being tested.

■ *High-temperature heat turbine storage:* this system is still in the planning stages, but deserves a look. Concept: refractory materials are heated by resistance during storage. To recover the accumulated energy, warm air is fed into a combined-cycle turbine and efficiency should be expected to be approximately 60%. There are no geological restrictions for creating these reservoirs of heat, and self-discharge losses are relatively few, especially if it is a large-scale system. It has among the lowest investments costs, but its feasibility and performances remain to be seen.

Among medium-and small-scale storage systems are the following:

■ *Electrochemical accumulators* already mentioned above. Sodium sulphur (NaS) can be added to the technologies presented, and is used for electrical network applications. It functions at high-temperature (approximately 300 °C) with commercial products that are both reliable and nearly standardized (this must be mentioned because it is rare at this level of power and energy) at several MWh, for several MW of power (typically 1 MW – 10 MWh modules).

■ *Supercapacitors are* very high energy storage (volume and mass), high power capacitors with a long service life. Unlike electrochemical devices, electrical energy is accumulated in the electric field; there is no chemical reaction, which could significantly improve cyclability. The concept is similar to a capacitor, but the insulator that separates the electrodes is replaced by an ionic conductor electrolyte in which ions move up and down the length of a special large surface area conductor electrode.

■ *Superconducting Magnetic Energy Storage* (SMES) are superconducting coils, without ferromagnetic circuits, functioning at cryogenic temperatures; generally with helium liquid for low-temperature technologies, or liquid nitrogen for high-temperature technologies. The coil is a direct current source; this varies based on the charge status and must be converted to be used as continuous or alternating voltage. Like supercapicators, SMES are well suited to low time constants.

■ *Flywheel Energy Storage* (FES) systems include a large or composite flywheel combined with an engine-generator and special bearings (often magnetic) housed in a vacuum enclosure in order to minimize self-discharge losses. Thus, self-discharge rates of a few % / hour can be achieved. They have long lifetimes determined by fatigue dimensioning. Simply put, the wheel is dimensioned in energy and the engine-generator is dimensioned in

power, making it easy to uncouple energy and power. Normally, we think of flywheel accumulators as being a part of low time constant systems, which is where they were first used commercially. However, they can also create slower systems and broaden their use.

■ *Compressed air energy storage*: An electric compressor fills bottles with high pressure air. There are losses during compression and the electrical efficiency is often mediocre. However, advanced technologies use an interface fluid to produce better efficiency. The air is compressed through an adiabatic process with fluid; this fluid itself is compressed by a reversible compressor/hydraulic engine connected to an electrical machine. The system is more complex and cumbersome than the compressed-air only solution for mobile applications, and for this reason, it is for stationary applications. There are no commercial products yet, but they are under development.

■ *Electrolyser-hydrogen-fuel cell (or reversible heat pump) systems* use hydrogen as the intermediate fuel stored under low pressure, which can be converted by electricity and pure water. Their overall efficiency during the charge/discharge cycle is low and their lifespan is insufficient for applications tied to power grids. In addition, the costs for investing in and operating an electrolysis-storage-fuel cell chain are high. However, many research projects are being conducted on these systems throughout the world, and improved efficiency and lower costs for this type of system is conceivable. However, it is difficult to imagine a direct market for such a system. In contrast, producing hydrogen by itself from surplus electricity production could be advantageous for hydrogen systems because it could recycle them through direct use. Finally, it must be noted that the efficiency and lifespan of electroylsers are affected by fluctuations in the power supply, which happens with intermittent photovoltaic and wind resources.

In conclusion, there is a wide range of electricity storage solutions suited to many different situations, but their cost is often an obstacle. Stronger environmental restrictions will speed up the penetration of energy storage in electrical conversion chains. To optimize its dimensioning, its inclusion in systems, and its management, it is essential to consider its life cycle from both an economic and environmental perspective, taking into account service life, particularly during cycling, and operating costs (energy losses in particular).

Storing hydrogen

Stationary applications generally use gas storage under low pressure in steel cylindrical tanks. In Europe, these tanks typically store 115 to 400 kg of hydrogen under 50 bars at a volume between 100 and 350 m^3.

For onboard applications where high mass energy is needed, hydrogen has an intrinsically high calorific value (34 kWh/kg, i.e. approximately 3 times more than liquid hydrocarbons), which is very attractive at first glance. However, storing it creates serious difficulties and is one of the downsides of using hydrogen in the transportation sector. In high-pressure tanks, 700 bars for example, the tank's mass is approximately 20 times heavier than the mass of the hydrogen it contains. This severely reduces the mass energy of the tank/fuel unit (i.e. 1.6 kWh/kg) without even counting the amount of energy expended in compression, which further diminishes performances.

If hydrogen is stored as cryogenic fluid (-253 °C at 5 to 10 bars), mass performances are similar, and the energy expended during liquefaction is still high. In this case, the thermal insulation has a continuous leak that loses an estimated thousand per hour, which is considered acceptable (this provides a loss of approximately 18% in a week). Finally, metal hydride storage, which provides better volume and safety performances in theory, is still being researched with mass performances that are lower or equal to previous storage systems.

Cold storage

Cold storage accumulates cooling energy during low-use periods and then discharges it during periods when there is a higher need and it is more expensive to produce. In addition to the economic savings, cold storage can reduce the power of refrigerated units, as well as the environmental impacts of installations. Potential applications include air-conditioning and refrigeration in the service industry and industrial processes requiring refrigeration (refrigerated warehouses, central kitchens, meat-packing plants, etc.).

Storage technologies

There are two techniques available for meeting storage needs:

■ *Dynamic storage*: characterized by the fact that water used for storage is distributed directly to users. This technique has three different processes on the market: ice on external-melting tubes, harvested ice, and slush.

■ *Static storage*: the water or storage material remains inside the tank. This system is commonly used in air-conditioning with numerous processes (ice on internal-melting tubes, encapsulated ice or eutectic mixture).

Potential for use in New Caledonia

Several storage strategies can be envisioned based on the price signal (in New Caledonia, there must be a differentiation between warm season and cold season), to eliminate or limit demand during the busiest hours of the electrical grid.

Current offer on the market

For large, new buildings, builders propose *ad hoc* installation that is dimensioned and built to order. Recent package-type offers for small and medium-sized service buildings make it possible to gradually expand latent cold storage reserved for large projects (>100 kW) through mini cold storage systems, which were first sold in Japan, but are now available throughout the world. This could be a good solution for developing a system in New Caledonia where the market potential consists of small and medium-size buildings. However, it is essential that local engineering departments, installers and users become familiar with cold storage techniques through training, support and follow-up.

Comparing technologies based on their maturity

In the section of the summary titled "What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia", figure 14 summarizes the main technologies described here and indicates their level of technological maturity. They can then be ranked on the following scale from 1 to 4: (1) R&D stage or initial demonstration operations, (2) Commercial applications in niche markets (3) Technology becomes more competitive and quickly becomes widespread (4) Technology stabilizes and gradually loses market shares (4).

Managing electrical grids with integration of intermittent production

The potential increase in the production of electricity by wind power poses stability problems for traditional power grids that count on an instant balance of production/consumption in order to run smoothly. This balance depends on the right plan of production methods placed in order based on cost criteria.

It is generally estimated that a 20% penetration rate of lower power does not cause any major disturbances for the grid; however, these figures usually involve interconnected continental grids with fewer stability problems.

Under these conditions, without storage methods as is the case in New Caledonia, and for a penetration rate of approximately 10%, intermittent electricity production can be treated as negative consumption. Just as human activity and weather forecasts are drawn up for consumption profiles, reliable forecasts must also be provided for intermittent production profiles. However, we must note a trend in significantly increasing penetration rates as shown in the by-law of 23 April 2008 "related to the design and operation guidelines for connecting a public electricity distribution network to a low or medium voltage public power grid". For weak grids in island areas (article 22), a maximum rate of 30% is given. If the rate goes beyond this percentage, the person in charge of maintaining consumption/production balance has the right to disconnect wind or solar generators. Currently, it is highly likely that this 30% will be exceeded by adding storage devices.

If we consider current methods (including both Prony units), the peak production power for the New Caledonia grid is approximately 470 MW (including hydraulic and wind production) and the installed wind power (or in the process of being installed with the Touango farm) is approximately 36 MW. Because photovoltaic power remains insignificant, the amount of power from intermittent production systems can be considered to be 7% of the power used for planning.

By improving planning quality, encouraging better communication between operators, and controlling current production methods as much as possible, it is certainly technically possible to reach a penetration rate of approximately 25 to 30%. A balance between wind and photovoltaic power installations would probably improve the expansion of intermittent production, but that remains to be proven. Studies could be conducted on this issued based on productivity data measured for at least one year in different geographical locations.

Next, incentives for using consumption files, including for example the option of offloading (through special contracts) during peak periods, could push the penetration rate even further.

Finally, implementing storage methods would provide much more flexibility in managing the grid. A penetration rate reaching 100% power is definitely possible if the appropriate storage methods are available. Pumped storage is probably the best technology for meeting Grande Terre's specifications; in addition, it is by far the most widely used technology in the world. To obtain faster storage, other storage technology can be envisioned (sodium sulphur for example) as currently planned by Reunion Island.

In regards to small islands, hybrid photovoltaic-type micro-grids (with generator set and electrochemical storage) are definitely the best technical and economic solutions. The production cost for these small systems is evidently higher than that of Grande Terre (main island), but the cost of an offshore connection would not be recovered and would undoubtedly be a source of increased default risks. Such hybrid systems can be dimensioned for low fuel consumption for power plants that are only used in special circumstances (abnormally weak sunlight during an unforeseen period or unplanned over-consumption or breakdown), unless there are enough local biofuels available.

Non-technological aspects

The economic performances of new technology

The aim of this section is to assess the economic performances of new energy technologies by reviewing costs (investment and production costs) of state of the art technologies, and the costs incurred by technologies installed in island regions. Economic data is applied mainly to known technologies that would be implemented for industry in the short term. We also indicate the medium-term outlook of lower costs related to technical progress, but given that this data is largely based on predictions, it should be considered with a certain amount of caution. The future performances of immature technology that has not yet been developed for industry are even more uncertain, especially in terms of cost.

Land-based and offshore wind power

International costs

The land-based wind farms developed today in Europe range from 50 to 100 MW of power, for wind turbines with 2 to 3 MW of power each. Their estimated lifespan is approximately 20 years.

According to the DGEC (France's climate and energy department), the investment cost for a wind farm is approximately €1,300 /kW. 87% of this cost is for the turbines, the remaining cost is for civil engineering, connection to the grid[18] and studies. For offshore wind power, figures are more variable because feedback is more limited. Nevertheless, unit costs are clearly higher (€2,600 /kW) due to the specific technical difficulties in installing the wind turbines and in particular, connecting them to the grid.

Production costs vary based on the quality of the wind resource. The DGEC estimates the production cost for a good quality (2,400 hour) onshore site at

[18] Connection costs can vary, based on the distance and current grid. There is even more variability for off-shore, based on the distance to shore and nature of the seabed.

€74 /MWh, and €120 /MWh for an offshore site (providing 3,000 hours). Increasing knowledge and experience suggests that production costs could further decrease to €62 /MWh in 2020 for a good quality onshore site and €98 /MWh for offshore.

Costs in island regions

Island areas have particular characteristics that significantly change the economics of wind energy. First, transport limitations force the use of wind turbines that are smaller than current technology standards. Next, the risk of cyclones has led to the development of specific technology (basically folding structures), usually smaller in size. Finally, the slim market potential represented by these regions has not generated a wide range of product choices compared with that seen in Europe; consequently, there is little competitive pressure to lower prices. For wind power systems installed in the French overseas departments (DOM) with small, collapsible turbines (1MW), the DGEC shows a benchmark cost of €2,000/kW with production costs of approximately €140 - 150 /MWh (Ibid).

In addition, based on our information, the current overall cost of a wind-power project in New Caledonia would be higher than the average cost suggested by the DGEC, due mainly to its remote location. The total would be closer to €2,300 to 2,500 /kW due to additional costs for sea and land transport, installation, connection to the grid, etc. For a demand factor of 1,400 to 1,600 hours of operation at full capacity, we estimate that the production costs would be nearly €200 /MWh for a depreciable life of 20 years.

However, in reality, the production cost is lower due to tax exemptions that bring the investment cost down to approximately €1,200 /kW. Based on this new number, the updated production cost of wind power in New Caledonia falls to €116 /MWh.

Note that the cost indications above do not include any extra costs incurred when integrating intermittent energy sources into the power grid. When the penetration rate remains at a few percent, these costs are marginal; however, they can become significant when they exceed 10-15%. The need for additional reserve capacity (or means of storage) to ensure supply security and quality incurs additional costs that raise productions costs, particularly for wind power.

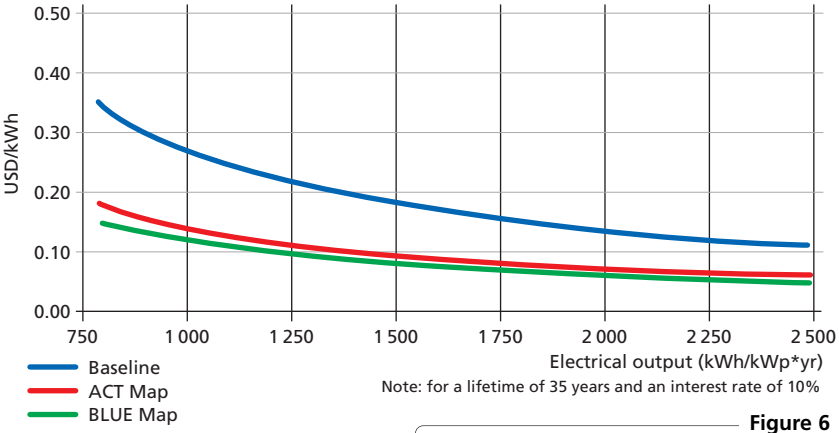
Photovoltaic (PV) electricit

International costs

Currently in Europe there are two basic types of photovoltaic systems: small systems integrated into the roof of individual homes, or larger systems installed on the roof deck of warehouses or on the ground. Where land is not limited, serious consideration should be given to installing large systems, which would yield economies of scale and reduce costs.

According to the DGEC, investment costs are €5,900/kWc for an individual installation (3 kWc) and €4,000 /kWc for a 300 kWc installation (activated in 2012). For a sunlight level of 1,400 kWh/kW/year, which matches the level in New Caledonia, production costs are approximately €400 /MWh for a 300-kW plant and €570 /MWh for an individual installation…

The outlook for a reduction in costs is even better than for wind power, In 2020, costs should be between €3,000 and €4,000 /kW. The IEA (International Energy Agency) estimates that costs should continue to fall below that and reach €1,600 – 2,000 /kW in 2030. Production costs would be reduced in proportion and could reach €60 - 80/MWh[19] in 2050.



Note: for a lifetime of 35 years and an interest rate of 10%

Source: IEA, 2008.

Figure 6

Costs for photovoltaic electricity generation as a function of hours of sunshine (in 2050)

[19] The exchange rate used to convert $2005 to €2008 is 0.86.

Costs in island regions

For island regions in general, and New Caledonia in particular, two very different types of system should be considered with unit costs that are hard to compare: systems connected to the grid, whose power can vary from a few kW to several hundred kW, and single independent systems that produce a few hundred watts, usually designed to supply a family with electricity.

For systems connected to the grid, the data collected specifically for New Caledonia showed rough cost estimates very similar to those indicated by the DGEC: €5,800 /kWc for a large-scale installation. Thus, there is no major cost discrepancy between the mainland price and the price in New Caledonia, as there is for wind power. Based on this hypothesis, production costs would range between 300 and €400 /MWh.

PV modules are also used to provide electricity to populations not connected to the grid, with small-scale systems that include storage methods. The costs for these systems vary from country to country (from 8,000 to €30,000 /kW according to the IEA), but are systematically higher than those systems connected to the grid, which are much larger and not equipped with storage capacity. Despite the higher cost, these smaller systems can be economically beneficial when there are no other satisfactory solutions (kerosene lighting, for example), or when these solutions cost more or have supply issues (such as generator units).

Other methods for distributed electricity production

Micro hydro-electric plants differ from the decentralized electricity generation methods mentioned previously because they depend largely on location (low/high head heights, strong or weak flow, accessibility, etc.) Consequently, investment costs vary greatly in proportion from one project to another and "average cost" has less meaning than it does with other technologies. By way of example, investment costs provided by the DGEC for low head plants range from 1,800 to €2,500 /kW, and for high head stations they range from €1,700 to €2,200 (DGEC, 2007). Operating costs of approximately 2 to 3% of the cost of investment result in total production costs ranging from €62 to €121 /MWh. This price range corresponds closely to the one provided by the European Commission for the current period (€60 - €185 /MWh). With mature technology such as this, costs are not expected to change significantly; the DGEC does not foresee a reduc-

tion in costs and the European Commission expects only a small drop leading to a range of €50 - €145 /MWh in 2030.

Three other electricity production technologies are worth looking into for New Caledonia (however these technologies are still in various stages of research and development, or demonstration; therefore, the following values should be considered with caution):

■ Just like micro hydropower, the investment costs for *geothermal energy* are closely related to site and resource quality. The IEA puts costs at approximately €1,000 /kW for large-scale facilities on high-quality sites and at €4,700 /kW for small facilities. In these conditions (with available hot water resources), production costs can fall to between €40 and 70 /MWh, according to the IEA, and between €70 and €100 /MWh, according to the DGEC.

■ Industries will begin using *ocean energy* (here we mean ocean currents and wave-power) within the next few years. The IEA puts production costs between €130 and 260/MWh; the lower cost figures correspond to systems using ocean current energy and the higher figures correspond to wave power. The prospects for a reduction in costs are good (they could fall by half or two thirds by 2040-2050), but still highly uncertain. The rough estimates provided by the DGEC study are more favourable, with generation costs ranging from €60 to €80 /MWh in 2015.

■ *Concentrated solar power plants* require large amounts of direct sunlight (minimum of 2,000 kWh/m^2) – a condition met by New Caledonia. Several new projects and developments have appeared in Europe and the United States over recent years, indicating a renewed interest in this technology. The IEA estimates current costs for plants to be constructed (low economies of scale) to be between €3,400 and €7,700 /kW depending on the resource quality, desired amount of storage, etc., which will result in generation costs ranging from €110 to €190 /MWh. However, significant advances in the technology are expected, and future costs could fall to between 40 and €50 /MWh, and even between 30 and 50 for solar towers.

To summarize, we have extracted cost and performance data for the primary electricity production technologies from a publication from the European Commission (European Commission, 2008, Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport, COM 2008 744) (Table 4). These numbers do not always match the figures included in this text, but provide a coherent base built on a hypothesis of moderate changes in fossil fuel prices

Table 4 – Present and future costs of main electricity generation technologies

Énergie	Technologie de production	Coûts de production €/MWh			Investissement /kW	Exploitation €/kW	Durée de vie Années	Émissions directes $kgCO_2/MWh$
		2007	2020	2030				
Charbon	Charbon pulvérisé	40-50	65-80	65-80	1 265	60	40	725
	Charbon pulv. + capture CO_2	nd	80-105	75-100	2 250	90	40	145
	Lit fluidisé circulant	45-55	75-85	75-85	1 400	70	40	850
Gaz naturel	Cycle combiné	50-60	65-75	70-80	635	25	25	350
	Cycle combiné + captue CO_2	nd	85-95	80-90	1 200	40	25	60
Biomasse	Cycle vapeur grande taille	80-195	90-215	95-220	3 800	260	30	6
Solaire	Photovoltaïque	520-880	270-460	170-300	4 700	80	25	0
	Concentration (backup GN)	170-250	110-160	100-140	5 000	115	40	120
Éolien	*On shore*	75-110	55-90	50-85	1 140	35	20	0
	Off shore	85-140	65-115	50-95	2 000	80	20	0
Hydro	Grande hydro	35-145	30-140	30-130	1 350-2 510	40-75	50	0
	Micro hydro	60-185	55-160	50-145	2 900-4 500	85-130	50	0

Source : CE, 2008.

Solar panels for producing domestic hot water

Low temperature solar energy to produce domestic hot water is a mature technology that is widely used in certain countries (for example, Israel, Cypress and Greece). The cost of these solar panel systems varies greatly from one country to another based on climate and the areas installed. Costs are lower in countries with an abundance of sunshine where less sophisticated technologies can be used, and in developing or emerging countries because of lower installation costs. The lowest costs are found in China, India, Turkey and Israel with €200 to €300 /m^2, compared to an average of €600 to €900 /m^2 in Europe.

In New Caledonia, the cost of a 300-litre solar water heater (i.e. 4 m^2 of panels) is approximately €800 /m^2 on average. The installation price should also be included bringing the cost to approximately €900 /m^2, which is higher than the prices seen in French overseas departments (DOM). Despite the relatively high costs, the economic value of solar hot water systems is good compared to traditional systems due to the high price of electricity and gas. There are only two solar panel manufacturers in New Caledonia, one of whom holds an 85% market share. Taxes on imported water heaters over 250 litres have risen to 62%.

A more in-depth analysis would definitely be needed for a better understanding of the solar panel market in New Caledonia; however, comparisons will inevitably be drawn with the situation in Tunisia which, in the 1980s, wanted to support the growth of a national solar panel manufacturing company by taxing competitors' imported equipment. In the end, the national company went bankrupt due to the poor performance of the equipment sold and prices that were too high. This example underlines how difficult it is to sustainably protect an emerging industry by enforcing strict borders with the international technology sector.

Generating electricity from biomass and biofuels

Proven technologies for generating electricity from biomass currently show the lowest cost (€1,700 - €2,600 /kW for direct combustion plus a supplementary cost of €100 - €1,000 /kW for biomass/coal co-combustion), as well as the lowest efficiency (between 20 and 40%). Combined cycle gasification technology (BIGCC - biomass integrated gasification com-

bined cycle), could produce efficiencies of 50% and more, but the costs are very high (€3,700 - €5,300 /kW) due to immature technology.

However, the outlook for gasification technology in terms of increased efficiency and lower costs is very promising in the medium term. The IEA anticipates that costs in the future could decrease to €1,100 - €2,100 /kW due mainly to an increase in production capabilities. There may also be a promising outlook in the nearer future from fluidized beds, which is another gasification technology.

In contrast to other technologies using renewable energy sources, technologies that use biomass have a cost structure in which there are many variable costs such as production, collection, transportation and possible conversion of the resource. Once again according to the IEA, current costs for producing electricity from biomass are between €50 and €160 /MWh; however, these numbers must be treated carefully because the cost of the resource used is not given. They are, however, likely to decrease significantly with increased marginal capacity of production facilities.

With regard to biofuels, it remains difficult to provide reference costs due to the methodology issues they raise. This is all the more true when producing heat and electricity from agricultural biofuels. In this case, life cycle analyses must be conducted that include soil preparation, the use of fertilizer and pesticides, crop mechanisation, transport, etc. Moreover, co-products (soybean oil meal for example) can also have a significant market value and thus modify the production cost of biofuel.

Nevertheless, most studies converge on the fact that producing biofuels under current technology conditions is not profitable, even when taking high oil prices into account, because these have immediate repercussions on the production costs of raw agricultural materials. Ethanol produced from sugar cane in Brazil is one notable exception; however, the possibility of replicating Brazilian production conditions in other countries is slight.

The development of second-generation biofuels would, however, be able to resolve many of the issues raised by the first generation by relying on non-agricultural resources such as residues, waste, and wood. It would greatly improve the economic and energy balance.

Economic and environmental impacts of renewable systems

Creating jobs and economic impacts

New job creation is often touted as an advantage of developing renewable energy systems; however, this is relatively difficult to prove with any accuracy. Calculating direct jobs, as well as indirect jobs (for example, in the metal industry for wind turbines), counting the number of jobs replaced in traditional sectors, and taking into account the support tools for renewable energy systems, and their possible use in creating other jobs are just some of the issues traditionally encountered when trying to determine job creation. Nevertheless, we can cite several rough estimates from the European Union for rapidly growing systems such as wind and photovoltaic power.

The wind power sector directly employs some 20,000 people in Europe, mainly in small and medium-size businesses, including a portion (6 people/MW) for building and installing equipment and another portion for operation and maintenance (0.05 – 0.2 pers/MW). For each direct job, there is at least one indirect job in related sectors, such as engineering offices, research, finance, marketing, etc.

In regards to photovoltaic power, the opening of new production plants created 20 positions per MW of capacity, to which 30 jobs per MW were added for wholesale, retail and equipment installation. Maintenance for PV systems alone represents an average of one job per MW installed. A (significant) number of these new jobs only concern the countries in which production plants are found, but not all of the jobs are created in technology manufacturing alone. Thus, the union for renewable energies estimated that the development of renewable systems would create 75,000 jobs in Metropolitan France between 2004 and 2010, including 22,000 in the wind and photovoltaic power sectors: 90% of these new jobs were expected in wind power even though France does not produce the technology.

Similarly, the development of wind and PV power in New Caledonia should lead to the net creation of jobs in sectors downstream from technology production. The audit of the wind power system clearly shows that installing wind farms created permanent jobs and, according to the data gathered during our interviews, the wind power system represents approximately fifty permanent jobs, including construction and maintenance (i.e., approximately 0.5 pers/MW.

With that said, it is the biomass recycling systems in particular that are expected to create large numbers of jobs because of the labour-intensive work required for working the forests, converting and treating resources, transportation, etc.

Finally, among the economic benefits of renewable energy systems, we must stress the benefit that the geographical distribution of these systems holds for the development of the region, as well as the opportunities they provide to local communities and populations in terms of jobs and taxation.

Environmental impacts

Renewable energies benefit the environment by replacing fossil energy sources that emit pollutants and greenhouse gases. In the case of New Caledonia, producing electricity from renewable sources would replace coal plants (Prony, etc.) and the emissions avoided would depend on the quality of the coal used, efficiency of the plant, and antipollution devices installed.

When wind power production replaces thermal production, the operating rates of traditional production methods can be modified (slowdown or complete stop) and all or some of the CO_2 emissions are avoided. If wind power production is combined with thermal production, and if there are no specific storage systems, the power of the programmable thermal process must be adjusted to the addition of intermittent production, and there is less of a reduction in CO_2.

In regards to low-temperature solar panels, the study conducted on New Caledonia shows that there can be major reductions in CO_2 emissions if solar energy production replaces electric water heaters, given the production system of the power grid. Replacing gas water heaters with solar panels does not reduce as many emissions, but remains significant.

The development of hydaulic power often runs into opposition due to its impact on local populations and the environment. Low-power plants obviously have less impact on the environment, particularly in regards to compensation water issues and impact on fish. There are technical solutions today that can limit these impacts, but the issue must not be ignored. Impact studies and good communication with shoreline residents are very important here.

Intermittent production

To preserve supply quality and security when there is a jump in the proportion of intermittent sources, you must have production processes that can immediately equalize supply and demand. Additional thermal capacities may be needed as the penetration rate of intermittent sources increases to offset malfunction risks during peak periods or to provide additional spinning risks.

Adding more intermittent production to electrical systems leads to economic consequences, which are externalities not usually taken into account by renewable energy producers (and difficult to assess because they depend on numerous factors). Note that there are also less conventional options that can make this integration easier: weather models for improved injection (wind, solar) forecasting, pooling options aimed at expanding production, large-scale storage systems including pumped storage and renewable thermal (biomass).

CONCLUSIONS

The costs for producing electricity from renewable sources remain higher than production costs for traditional thermal methods, but the gap seems to be closing. In fact, the costs for producing electricity from fossil fuel are strongly correlated to fuel costs, while the costs for using renewable resources (except for biomass fuels) are related exclusively to investment and maintenance expenses because the resource is free.

The prospects for lower costs in renewable energy technologies due to technical advances, the anticipated increase in fossil fuel prices in the medium and long term, and the introduction of a carbon value, are all going to help improve the economic competition for these production methods compared to traditional thermal methods.

Hydraulic and land-based wind power technologies currently have the most economic value. Thermodynamic solar energy, and even more so, photovoltaic energy are not yet close to being profitable, but their costs are coming down quickly. There is more uncertainty surrounding other emerging technologies like geothermal or ocean energy, which have not really been mass-produced yet.

This analysis remains relevant for New Caledonia, even if the investment costs are higher (with the exception of photovoltaic) due to its remote location, specific technologies, and market conditions that do not encourage competition. Likewise, average costs for competing production methods (thermal power plants) are also greater. Their investment costs are higher (although to a lesser extent) because of low economies of scale, fuel costs are up due to transportation costs, and efficiencies are lower than traditional large-scale plants.

These two effects make up for one another. Finally, supplementary costs for renewable energy production should not be higher than in Europe, especially when there are tax exemptions to benefit local energy resources, which will reduce New Caledonia's energy dependence, and clean energy production (no greenhouse gas emissions).

Feasibility of the systems under consideration, given the occupancy restrictions in the territory

Biomass production specifications

In the absence of specific regulations, decisions on land use are determined by market conditions and comparative economic advantages. However, specific polices can change these decisions based on international context, as well as the importance placed on energy independence, reducing energy vulnerability, local environment and the reduction of greenhouse gas emissions.

There are several categories of biomasses based on their origin:

■ Already discarded waste (municipal solid waste);

■ System coproducts (wood, sugar cane, grains, livestock) that could be better recycled;

■ Natural resources that already exist, but have not yet been recycled. It should be possible to harvest these resources mechanically (Leucaena leucocephala – trees efficient in nitrogen fixation that grow along roads or marginal land, - coconut trees growing along the coast, etc.)

■ Dedicated crop production (lignocellulosic plants, cereals, and new herbaceous plants such as miscanthus, sugar plants such as sugar cane, oilseed plants such as sunflower and new plantations of coconut trees, starch plants).

Bioenergy production from the first two categories pose no particular problems in regards to land use. However, there must be enough production of these resources for the envisioned uses and conversions such as producing heat from steel factories, producing electricity in plants exceeding 3 MW, and biogas production from straight vegetable oils[20].

Resources for the first three categories should be concretely evaluated to determine which ones can really be harnessed. There should also be an evaluation of which stakeholders are likely to implement the corresponding systems based on needs. Many waste management companies have extensive experience in this sector and would be perfectly suited to study the technical and economic feasibility of such systems.

Nickel factories that currently use coal, a major greenhouse gas emitter, are potential consumers of heat energy. If there is enough of an increase in the price of CO_2 per ton on the fuel markets, the search for solutions to produce lignocellulosic biomasses on currently non-forest land could be justified.

Bioenergy production on cultivated agricultural land

New Caledonia depends on both local production and imports to meet its food needs; note that they rely on imports for dairy and cereal, and on production for meat and fruits.

Economically, changes in land use could only be made if the economic benefits of energy productions were higher than agricultural production. In other words, nothing will happen if the farmers do not get their faire share.

The production of Jatropha oil per hectare is generally mediocre on marginal lands. It could improve on agricultural land that is well fertilized, non-hydromorphic, and irrigated. However, Jatropha oil meal cannot be consumed by animals, which considerably limits its economic benefit. In addition, Jatropha would be considered an invasive species in New Caledonia, just as it is in Australia.

There are is also a certain area of non-forest, agricultural type land with long fallows; increased cultivation of this fallow could technically produce

[20] Small engine manufacturers do not currently guarantee straight vegetable oil engines, but some tractor manufacturers are currently conducting research to fix this.

biomass for energy. Therefore, its economic value compared to other production, its effects on commercial balance and the existence of other potential outlets should be studied.

Despite everything, developing large-scale biofuel production on agricultural land in New Caledonia does not seem to be a likely option. This is worth having a clear vision for the use of land in New Caledonia.

Bioenergy production on forest land

New Caledonia currently imports between 50 and 80% of the wood it uses. Gathering timber first faces a particularly rugged landscape. In addition, only one section of the pine plantations planted in the 1960s can be used, the other part has no economic value. However, timber has a higher value per ton of harvested wood than energy wood used to produce heat: therefore, its use is more advantageous.

Studies (Enercal and CTFT) were conducted on the possibility of planting trees on less steep land in Lifou, but extracting the timber seemed difficult to do because of the outcrops.

Added to these problems is the high fire risk, which is another factor to dissuade private investors, as is the need for special equipment. For all of these reasons, the only way to locally produce biomass from trees is to set up systems that take all of these aspects into account. The technical potential for this kind of production is strong enough for an effort to be made in this direction.

Specific features of other energy systems

Among the promising technologies for electricity production in New Caledonia, we have selected concentrated solar thermal power production and pumped storage hydroelectric plants, technologies that require a certain amount of land. Small-scale methanisation should also be considered, but pilot operations must be launched to determine in which conditions these small units are socially acceptable.

We can estimate that one concentrated solar thermal power plant needs approximately 1/ha/MW or even 0.4 ha/GWh annually; this is variable based on sunlight conditions and the implemented storage capacities (thermal). A 50-MW plant would thus need 50 ha for an annual productivity of 120 GWh.

Pumped storage hydroelectric plants, which could play an important role in producing more photovoltaic and wind power energy, requires basins for collecting water. If we consider harnessing ocean water on the shoreline, one upper basin would be sufficient. The amount of stored water (and indirectly the occupied surface area) is directly related to the stored energy. Typically, for an elevation difference of 100 m, and a storage capacity of 1 GWh (50 MW x 20 h), approximately 4 million m^3 would be needed; or for example, a surface area of 40 ha with a depth of 10 m.

These rough estimates show that the area required by these systems does not pose major problems in terms of land.

The influence of regulatory framework on the development of renewable energy

Before they can become competitive and widely distributed on the market, new technologies must follow a development process that includes several steps: R&D and demonstration (first large-scale production), emergence (technical feasibility demonstrated), and finally, marketing (the technology is competitive in niche or general markets).

In the case of new energy technologies, there are many barriers, both technical and non-technical, that slow this distribution process down; many of these barriers come from government interventions. The government has different methods for supporting the distribution of new energy technology. They strongly intervene to protect an emergent technology from direct competition with established technologies and enable it to improve its performances through a cumulative learning process.

Remember that there are other indirect methods that can also help promote the development of renewable energy sources such as taxes on fossil fuels or even the introduction of a carbon value (emission or quota tax); increasing their cost boosts economic competition and the growth of renewable energies.

However, these efforts, although positive, are not enough. This is why the European Union introduced greenhouse gas reduction and renewable energy development objectives in its "energy-climate" packet.

Support instruments for renewable electricity production

Investment support

Investment support can include subsidies granted to investors as a contribution or reduced rate loan, cost exemptions, or tax credits aimed at reducing the cost of purchasing or installing technology.

Support for the development of wind power in the early 1980s was based primarily on this type of instrument, particularly in the United States. Today, these support instruments are not considered to be effective when used alone because instead of encouraging ways to improve productivity, they promote the installation of additional production capacities.

The tax credit is widely used in France to encourage households to install solar water heaters, wood-fired boilers, and PV systems, and to make energy saving investments. For these special cases, investment support is effective because the technologies that they promote are costly, yet cost-effective (biomass, domestic hot water – solar water heater –, insulation) or because they receive additional incentives (purchase price for PV).

Production support

The IEA feels that support for production methods that encourage kiloWatthours produced and not just production capacities are more effective than investment support.

■ The concept of *guaranteed purchase price* requires suppliers to purchase electricity produced by renewable electricity producers located in their service area, at a determined rate decided by the government and guaranteed for a certain period of time (generally around 15 years). The rate is generally set at a higher price than the price of the wholesale electricity market and at a level that authorizes a certain profit margin for investors. The advantage of this instrument is that it can be adjusted to the maturity of the technology: thus, a purchase price close to the market price can be set for a mature technology, while offering a higher rate for an emerging technology.

Germany, Denmark, Spain, and more recently, France, chose to support the development of wind power through guaranteed price systems, with very positive results in regards to installed capacities as well as industry.

Table 5 – Guaranteed purchase prices for distributed production in France			
Photovoltaic	07/2006	20 years	Metropolitain: 30 c€/kWh + integration bonus (25 c€) Corsica and DOM: 40 c€/kWh + integration bonus (15 c€) (revalued since 2006)
Landfill gas	07/2006	15 years	Between 7.5 and 9 c€/kWh based on power + energy efficiency bonus between 0 and 3 c€/kWh + methanisation bonus 2 c€/kWh
Cogeneration	07/2001	12 years	Approximately 6.1 to 9.15 c€/kWh based on gas price, length of operation and power
Hydraulic	03/200	20 years	6.1 c€/kWh based on power + bonus of 0.5 – 2.5 c€/kWh small plants + bonus of 0 et 1.7 c€/kWh in winter based on production regularity
marine hydraulic	04/2007	20 years	15 c€/kWh for production from plants using wave, tidal or hydrokinetic energy
Onshore wind	07/2006	15 years	8.2 c€/kWh for 10 years, then 2.8 to 8.2 c€/kWh for 5 years based on sites
Offshore wind	07/2006	20 years	13 c€/kWh for 10 years, then 3 to 13 c€/kWh for 10 years based on sites

Source: www.industrie.gouv.fr (2009)

■ *Competitive auctions* invite competitive bids from specialized producers for the production of a given quality of renewable electricity, or more often, for a given production capacity to be installed. They differ from guaranteed price systems because they depend on quantities and not prices, and especially because they create competition between operators.

Competitive auctions used in England and France (Éole program 2005) are no longer used today as an additional instrument to target a system or specific technology such as offshore wind power or biomass electricity production.

■ *Exchangeable quotas and green certificates*: In a green certificate scheme, the government imposes objectives (quotas) for renewable electricity production on electric companies. The certificates are used to verify that the objectives were met; however it is a flexible system that allows distributors to meet their objectives at a lower cost.

Renewable electricity producers receive green certificates corresponding to their production; they then sell their electricity at market price, along with their certificates, to distributors at a price determined by supply and demand. To reach their quota, distributors can produce renewable electricity, by acquiring or buying certificates from producers. If the quota is not reached, penalties proportional to the number of missing green certificates can be applied. The United Kingdom, Italy, Belgium, Poland, and Sweden adopted green certificates to support the development of renewable energies.

Support instruments for promoting solar water heaters

Direct subsidies

Direct subsidies are used to reduce the purchase price of solar systems and improve payback, which remain the primary obstacles to distributing these heaters. They can also provide differential support based on the quality of equipment or the installers. Finally, they demonstrate the value that authorities place on these technologies that, with the announcement of ambitious development objectives, can help mobilize manufacturers and sellers and provide assurance to buyers about the system's reliability.

Tax credits and tax incentives

There are different types of tax incentives: tax reductions (VAT, for example) applied to equipment, installation, or importing (if needed), tax credits, accelerated depreciation, etc. Their objectives are exactly the same as direct subsidies, but incentives benefit public finances by resulting in an absence of revenue rather than an additional expense. In contrast, tax credits do not lower the investment barrier like direct subsidies; thus they can protect low-revenue households.

Reduced rate loan

Access to credit is another way to lower the investment barrier by providing better rates than the normal rates for consumer credit. Credit measures are often set up with direct subsidies to reduce the cost remaining to investors.

Regulation approaches

Even though the market has reached a certain maturity, solar water heater systems are not used in all of the situations where it would be economically justified. This is why regulation that imposes the use of renewable energies is a solution to expand its distribution and benefit from the improved efficiencies that come with adopting it.

The city of Barcelona adopted a regulation of this type in 1999 stipulating that 60% of the heat needed to produce hot water must be provided by solar energy in all of the buildings under the regulation. Result: the average surface area installed with solar panels each year has grown from 1,650 m^2 before the regulation to 19,600 m^2 in 2004!

How effective are the current instruments?

Instruments for promoting renewable electricity

Recent studies conducted notably by the European Commission show a clear comparative advantage for guaranteed price schemes, particularly for wind power and photovoltaic, and the majority of European countries have now adopted them.

The effectiveness of guaranteed price schemes is due to the good outlook on investment profitability and the low risks incurred by project developers. With guaranteed prices, there is no market risk because the obligation to buy and the projects' cost benefit depend mainly on the level of guaranteed prices and the capability of investors to control their costs. Another important advantage is that prices can be differentiated to take into account the difference in technology maturity. Therefore, it is very easy to buy the kWh produced by offshore wind power at a higher price than onshore kWh so that the economic value of both investments is the same and the incentive to invest in both systems is similar. Likewise, it is possible to define a specific purchasing rate for photovoltaic power that is much higher than the rate for wind power without creating an economic rent in favour of the first.

With auction systems, different invitations to tender can be organized for each technology system, but the administrative costs are higher than with guaranteed prices. Moreover, the experience of the UK in particular demonstrated the limits of instruments in regards to industrial development

(stop and go effect), as well as the counterproductive effect of strong pressure to lower prices.

With exchangeable quotas, differentiation simply becomes impossible because there is only one certificate price and only the most mature technologies benefit from it. This quota system is only useful in a broad economic area like the European Union, for example. The cost differences between member states can therefore justify the implementation of a flexible system such as green certificates. However, it remains extremely complex to implement both administratively and politically.

At the same time, guaranteed prices were criticized for not being compatible with the liberalization of the electricity market (distributors obligation to purchase), not creating competition between renewable energy producers, and as a consequence, costing taxpayers too much. However, the German experience demonstrated that a well-planned guaranteed price scheme can limit economic rents between producers and foster technical progress despite the lack of direct competition.

Finally, guaranteed price systems are recognized as being effective in promoting the development of new energy technologies and economic efficiency that is equal, if not better, than auctions or exchangeable quotas. They are recommended for emerging systems, even if there are other instruments that can also be used (investment subsidies, competitive auctions, etc).

Instruments for supporting the development of solar water heating

It can be tempting to develop a local solar panel production system and protect it, at least temporarily, from outside competition by setting higher taxes on imported materials. In New Caledonia, two companies manufacture solar panels without any direct competition from international competition. This legitimate policy to protect local jobs can be counter-productive to technological progress. In the 1990s Tunisia wished to support the development of a national solar panel manufacturer by taxing materials imported from competitors. However, the national company went bankrupt due to the poor performance of the materials sold and prices that were too high. This example underlines how difficult it is to sustainably protect an emerging industrial sector (to which technical progress is still important) by establishing strict boundaries with an international technology movement.

Direct subsidies are effective in fostering the development of solar water heater production, but they alone cannot lower the financing barrier. For low-revenue households in particular, the availability of credits at prime rates is vital. Loan repayments can even be defined based on savings from solar hot water systems so that the purchasing power of the poorest families is not restricted.

The Prosol program implemented in Tunisia, for example, offers credit financing for solar water heaters and monthly loan payments through electric bills. The program began in April 2005 and helped install 7,200 solar water heaters; i.e. the equivalent of 23,000 m^2 annually (compared to 14,000 m^2/year in previous years).

However, there are several disadvantages to subsidies, the primary one being the cost to public finances when subsidies focus on large volume and long terms. They can also have negative effects on the markets (negative impact on demand and possible price repercussions).

Regulation can also expand the solar water heater market as demonstrated by the situation in Barcelona. However, minimum performance standards should be imposed (standards or quality labels) so that requiring the use of solar energy does not result in low-cost, yet inefficient, systems. In addition, putting economic incentives into place may be needed so that initial supplementary costs imposed by regulation (at least in the beginning) do not lead to an increase in construction cost or make it difficult for lower income households to purchase a home.

Conclusions and potential for use in New Caledonia

Based on relevant international feedback, we feel that adopting a guaranteed price scheme along with a distributor purchase obligation is the best option for renewable electricity production systems.

Mature technologies, such as wind, hydraulic, and photovoltaic, should be the focus of this measure. This means that it is still too early to envision this scheme for technologies such as ocean, thermodynamic, or thermodynamic solar energy, which must count on the more traditional R&D and demonstration programs. Demonstration projects for offshore wind power and biomass electricity production may be needed before it can be provided with guaranteed prices allowing it to be more widely distributed.

On what basis are guaranteed price levels defined?

Two strategies were used to draw up purchase prices for kWh from renewable sources:

■ Avoided cost strategy: this strategy offers a price that matches the cost for producing the production methods that will be replaced by renewable production, to which the environmental by-products avoided by the use of renewable production should be added. This is the strategy followed by the Energy Regulation Commission (CRE) in its opinion on purchasing rates for wind power electricity in France.

■ A cost coverage strategy for renewable kWh production: this strategy guarantees minimum profitability for producers and fosters the development of new production capabilities; expanding distribution results in learning processes that promote lower costs and improve performances, which in turn, speeds up distribution.

The second strategy leads to higher rates than the first strategy, but it is justified for emerging technologies that have a positive behavioural model of cost reduction. In the case of New Caledonia, the rate should include the existence of double tax exemptions and its impact on investment costs to avoid creating economic rents that favour producers.

One important element of guaranteed price schemes, besides differentiation between systems, is dynamic pricing, which results in a steady decrease in purchasing rates for new entries and imposes a parallel reduction in production costs to maintain margins. Negotiated with wind turbine manufacturers, this type of scheme could produce expected cost reductions for wind power production in New Caledonia and simultaneously reduce government assistance to this sector.

For solar domestic hot water production, international experience shows that subsidies in the form of direct aid were needed almost everywhere when the system was first introduced. However, these were only effective when the market is sufficiently diverse (is the case in New Caledonia?). Measures in addition to direct aid, such as reduced rate loans and third-party investors are also effective in some situations, particularly for promoting distribution to low-revenue households.

The case of solar domestic hot water illustrates the benefit of additional measures such as subsidies for quality labels or direct aid paired with easy

access to credit. Besides these traditional courses of action, the regulatory approach could be studied for New Caledonia. It assumes a strong political will, but offers the advantage of certain efficiency. Given the energy payback time of solar water heater systems in New Caledonia, instituting regulatory requirements would not impose any major additional costs on households and would provide significant advantages, particularly in regards to the environment. Setting up this type of effort however, requires action to be taken at different levels to educate the population, expand the available offer, improve the quality, train installers, modify urban planning rules to include the solar option, and on a broader scale, motivate and involve all of the stakeholders in the system.

The case of biofuels

Before deciding on which instruments to implement, we must first find out if it is just the use of biofuels that will be promoted, or if their production is going to be developed as well. The objective of just using biofuels is to fight the greenhouse effect. The second case, biofuel production, can help reduce the energy dependence of New Caledonia or preserve rural populations by developing agricultural activity.

In the case of New Caledonia, the most economical way to reach the first objective is to require petroleum product importers to have a minimum biofuel content in the fuels they distribute. They get their supplies on the international market where prices are much lower than prices from local production, which does not have the same comparative advantages (cheap labour, large, exploitable land areas near processing factories, etc.).

If the biofuel content is below a certain percentage (10 % or 30 % depending on the case), then these mixes can be used without engine modifications. The cost of these biofuel mixes may remain higher than fuel prices for a short time, but this price difference (like a carbon tax) would be an incentive to reduce consumption.

If the only objective is to subsidize the maintenance of rural populations by marginally reducing New Caledonia's energy dependence, then promoting the production of straight vegetable oils is conceivable. After extensive filtering (1 µm to 5 µm) and neutralization, the oil can be injected directly into a diesel engine that is not sensitive to the fuel used, but cannot be injected into recent diesel cars under just any conditions.

Projects should be evaluated on a case by case basis to decide on their economic and environmental viability, as well as the level of subsidy required. One initial subsidy is to exempt biofuels from all the taxes imposed on petroleum products.

Data availability

Data concerning solar radiation and wind is relatively well known. If concentrated solar power production proves to be promising, it would certainly be necessary to better determine the share of direct radiation because the share of diffuse radiation cannot be effectively used in this process. The entire area would also need to be searched for potential sites.

There seem to be few geothermal resources, but they were not really identified. If there are good sites, geothermal energy provides basic electricity production at a relatively low cost, which could be very beneficial, particularly for the nickel industry.

In regards to ocean resources, global ocean currents have been relatively well identified, but not local currents. However, large concentrations are highly unlikely, and there are probably very few, if any, locations where the currents could be strong enough (values higher than 2 or 3 m/s) to harness for other uses, particularly navigation (particularly in the coral reef passes). This leaves wave power, which the Pacific Research Society (SRP) began to evaluate with its own resources[21] : the incomplete series of collected data leaves hope for a potential that, although not exceptional, is not negligible either. If wave power was to be selected to produce electricity, more wide-scale measurements would need to be taken on more sites; they would definitely need to be taken in the southeast part of Grande Terre (main island), and even the entire south, because the dominant waves come from the southeast and become smaller when they reach the islands.

Finally, to use the ocean's thermal energy, a process that is also very promising for basic, steady production, it would be useful to learn more about the breakdown in water depth and water temperature.

[21] Information collected by Guillaume Dréau, new energy engineer at SRP.

Conclusion and recommendations

For details of the recommendations set out below, please refer to the recommendation sheets which are collated at the end of the report following the "Conclusion and recommendations".

What systems should be tried in New Caledonia?

Wind power is already widely used to produce electricity, particularly on Grande Terre; however, it seems as if it is less productive than might be expected (probably because of problems with maintenance or grid management. In the short and medium terms, production costs should decrease again to be comparable with thermal electricity prices, especially as fuel costs increase significantly.

Photovoltaic generation is just beginning to be developed for grid power. It also has major potential that can, for example, support and offset electric air-conditioning consumption. Prices remain high, but should drop significantly and provide substantial gains in fossil fuel savings in ten years or so. Photovoltaic generation can be mounted on roofs, without taking up additional space and matching production with consumption or it can also take place on centralised solar farms. Though both these developments are mainly reliant on price incentives, the two situations can benefit from very different incentives.

In the short and medium term, we recommend a more ambitious deployment of wind and photovoltaic technologies, which are mature enough to avoid undue risks. This will require better optimised grid management; in other words, the implementation of appropriate rate incentives (get rid of peak periods and peak/off-peak rates), planning using advanced meteorology forecasts and ensuring that all productivity and production information is sent in a completely transparent way to the grid manager. Finally, this deployment must be combined with storage methods in order to increase the penetration rate of intermittent production (theoretically above 30%, in reality, below).

We recommend studying pumped storage electricity more closely because the landscape of New Caledonia seems to lend itself well to this type of system. The possibility of harnessing ocean water in systems located on the coast could provide a substantial saving on investment, as long as the

upper storage basin is guaranteed to be completely leak-proof to avoid polluting fresh water and ecosystems. We feel that a technical and economic analysis taking into account the need to minimize environmental and seismic risks is essential. It is also possible to test other storage solutions (for example sodium sulphur), following the example of Reunion Island.

Recovering energy from biomass requires two main, though different, resources: wet waste for producing biogas and woody biomass for producing heat and/or electricity.

In the short term, we recommend an evaluation of the potential of recovering waste to produce biogas (methane), particularly in heavily populated areas where it is possible to use it as fuel for buses or other heavy vehicles. In principle, small-scale methanisation seems less relevant because livestock are raised on ranches, and there is not a sufficient concentration of organic waste to methanise.

In the short and medium terms, converting lignocellulosic biomass into a fuel that can be used to produce heat, and then electricity in thermal power plants, could be very beneficial. It is extremely simple and consumes little energy, unlike biofuel conversion. From a purely technical point of view, approximately 1% of the New Caledonia's surface area (i.e. 18,000 ha) could provide approximately 300 GWh annually, provided that there is available land that can be harvested mechanically, and that, of course, the creation of such systems is promoted.

We recommend assessing this potential, which could prove to be very useful. Because circulating fluidised-bed power plant technology can substitute a current portion of coal for lignocellulosic biomass, it would provide an important method for reducing New Caledonia's energy dependence. Note that SLN has already studied this option and estimated that the stocks in New Caledonia were insufficient and/or poorly organized; however, the EEC report has led us to stress the benefit of taking a new look at this subject. In a recent note (SLN, *Plant C project – reply*, October 2008, pp.15-16), SLN indicated that the equipment installed in these new fluidized bed coal plants would be able to burn up to 10% biomass (i.e. 60,000 tonnes), which would require the establishment of an adequate supply system. Moreover, SLN is considering the possibility of offsetting part of the CO2 emissions related to coal fuel by developing carbon sinks (new plantations).

For remote sites, photovoltaic energy remains the most effective solution (in terms of reliability and costs), in a PV configuration with storage for small-scale installations (Enercel's operating results are very positive). For micro-grids on the islands, hybrid configurations (PV and/or wind power with a generator powered by - for example - copra-oil, plus storage) clearly offer the best solution from an economic point of view. Based on current feedback, we recommend studying such solutions in island weather conditions.

However, the outlook for recovering biomass into biofuels seems more uncertain to us, even though we believe the current copra recovery experiment should be continued. On the islands, the production of copra oil and its combustion in diesel generator units were demonstrated. Unfortunately, new diesel engines can no longer burn these oils directly: a transesterification step must be added to produce a fuel compatible with modern engines and their emissions standards, which is technically possible on the scale of a small island. Moreover, there is a possibility that some manufacturers will produce engines designed specifically to run on vegetable oils.

In the medium term, concentrated solar power plants seem to be a very attractive way to generate electricity. This technology, which is already relatively mature, only uses direct solar radiation; therefore, it needs sites with plenty of sunlight exposure. First we suggest seeking available sites in the area that meet this condition (approximately 1 ha per MW of surface area is needed to generate between 3 and 5 GWh/ha). One of the major advantages of these electrical power plants is that they can be equipped with temporary heat storage. This allows for a certain separation between electrical generation and solar radiation, which makes it possible to generate electricity at night. Finally, the size of the units currently being built throughout the world is compatible with the grid requirements of Grande Terre, which as a result could welcome such a plant. We recommend active monitoring of plants being built worldwide, and a more in-depth study to assess the technical and economic aspects as applied to New Caledonia when there is enough feedback.

Overall, better use of local renewable resources requires more knowledge of them; this is why we recommend establishing, starting now, an atlas of energy resources, either in addition to or updating an existing version.

In the medium term, and in a much more marginal way, we can consider recovering by-product heat from thermal power plants to produce first-generation biofuels. This heat could improve the energy audit for bioethanol production and significantly lower its cost. This could then be mixed in with the petrol used in motor vehicles within the limits for current engines (15 % ethanol without modification). Note that this system would require the development of energy crops, so care must be taken to prevent them from competing with food crops.

In the long term, algae production and ester hydrolysis could be a useful source of liquid fuels. However, the chain of technologies needed is still immature and numerous issues still exist. Given the favourable maritime situation on the Islands, we recommend monitoring technology in this field.

Also in the long term, using ocean thermal energy (OTE) could be useful for basic generation and replacement of coal plants, particularly for the nickel industry. To properly assess the potential of this system, we recommend an evaluation of water temperature gradient (up to approximately 1,000 m) over several years in order to get a complete picture of the likely climate fluctuations in this region, as well as a technology watch on OTE plants. A better understanding of the resources and technologies examined could pave the way to possible OTE generation experiments, similar to that in Polynesia using the 5-MW pilot factory project in Tahiti. Also note that the DCNS naval shipyard is currently involved (2009) in building a 1.5 MW demonstration model on Reunion Island (the first design includes a 7,000-ton offshore platform, 30 metres in diameter and 15 meters below the surface.

RETOUR SOMMAIRE

Emissions and the reduction of greenhouse gas emissions in New Caledonia

Oil shocks have raised awareness of the need to reduce consumption of fossil fuels. In the light of climate threats, the need to manage consumption has intensified because by continuing to increase net greenhouse gas emissions, the risk today is that the climate will skid out of control.

To achieve this, we need not only to encourage energy savings, adopt the better technologies that are available for CO_2-emitting activities and turn to renewable energies, but also to increase stocks of carbon and, in particular, to rely on geological stores of CO_2.

The climate issue and greenhouse gas emissions

It was the intergovernmental panel on climate change (IPCC) that in its 1990 report alerted the international community to the need to take action in order to limit climate change caused by greenhouse emissions.

The intergovernmental panel on climate change (IPCC)

The IPCC was established in 1988 under the aegis of the United Nations by the World Meteorological Organisation (WMO) and the United Nations Environment Programme (UNEP). It presents findings regarding the climate issue for the benefit of political decision-makers: on climatology (Group 1), on the impacts of, and how to adapt to, climate change (Group 2), on how to mitigate these changes while reducing greenhouse gas emissions (Group 3) and on methods to determine these emissions (Group 4). An architecture at several levels guarantees the quality and independence of scientific assessments. The IPCC received the Nobel Peace Prize in 2007 jointly with Al Gore.

There are three special reports to be noted in relation to New Caledonia; one on the capture and geological sequestration of CO_2, one on storing carbon in vegetation and one on fluorine gas emissions which are also considered under the Montreal protocol (www.ipcc.int).

Concentrations of greenhouse gases in the atmosphere have gone from 280 ppm at the start of the industrial revolution to almost 400 ppm today. According to recent studies (Ramstorf 2009), average sea levels could rise by a metre between now and 2100 if we continue with our current pace of greenhouse gas emissions.

Current global emissions would need to be halved in order to stabilise the climate by 2050. By 2050, temperatures would thus be around 2°C hotter

than at present. In fact, even if we put a sudden stop to all anthropic greenhouse gas emissions, the world would continue to heat up for around thirty years because of the excess gas already accumulated in the atmosphere. The hope is that by halving these emissions, we can at least avoid even greater changes before the end of the century. Thus the heads of state that attended the G8 summit in Hokkaido, Japan, in July 2008 adopted this objective of stabilising the climate on behalf of the international community.

Climate change

Higher temperatures as the result of an increase in the greenhouse effect will have very different implications, either directly on temperatures or indirectly on rainfall and seawater levels. The small islands in the Pacific which are situated at a low elevation could disappear. All the coastal areas, which are generally heavily populated, will be affected; there will be less land that can be cultivated and saline intrusions could become more of a threat.

Rainfall levels will decrease in other parts of the globe. This, combined with higher temperatures and potentially higher evapotranspiration, will make certain regions more arid. In yet other places, at high latitudes for example, conditions could become more favourable for plant production as the result of a longer growing season.

Climate change and the small islands

The small islands are particularly vulnerable to the effects of climate change, rising sea levels and extreme climatic events (including cyclones). In the Caribbean and Pacific islands, 50% of the population lives less than 1.5 km from the coast. Increased sea levels will most likely make floods, storms and coastal erosion worse. Air, maritime and industrial infrastructures will be affected as well as roads running mainly alongside the coast. In every scenario, rain levels will fall in the summer and will be compensated by higher levels in the winter.

Commercial and local fishing, an important resource for many of the islands, will also be affected by the frequency and intensity of El Niño. Agriculture in coastal areas is also under threat from rising sea levels, saline intrusions and reduced water resources. Further away from the coast, agri-

culture will probably also be affected by extreme events such as droughts and floods.

At low latitudes, tourism could suffer as a result of these changes, while there is an increased risk of certain diseases becoming more prevalent (dengue, malaria, elephantitis, schistosomiasis, etc.). At high latitudes, conditions could, conversely, become more favourable.

Climate change in Australia and New Zealand

Since 1950, the average temperature has increased by 0.3 and 0.7°C. Heatwaves are more frequent, and frosts less common. Rainfall has increased in the north-west of Australia and in the south-east of New Zealand: on the other hand, it has decreased in the south and east of Australia and in the north-east of New Zealand. Droughts have become more intense in Australia. Glaciers have altered as has the snow cover which has had an effect on rain patterns, ecosystems and agriculture.

During the course of the 21st century, temperatures will most probably increase as will the intensity and frequency of heatwaves and droughts. That could lead to a worsening water situation in the two countries by around 2030, bringing with it a decline in agricultural and forestry production and, in certain regions, a loss of biodiversity from 2020.

Carbon dioxide emissions

Alongside the concentration of water vapour in the atmosphere, over which we have little influence, carbon dioxide is the most prevalent greenhouse gas. *Net* carbon dioxide emissions are generated primarily from fossil fuels in the northern hemisphere and changes in land use in developing countries – deforestation, changes to grazing where the land is cultivated, urbanisation, artificial or spontaneous reforestation and cultivated land which is then abandoned, etc.

Carbon cycles

Whether or not CO_2 emissions into the atmosphere increase depends on our use of fossil fuels, how we substitute these with plant biomass and other forms of renewable energy, variations in vegetation carbon stocks and geological sequestration of CO_2. The complexity borne of these different

cycles overlapping often results in partial approaches, which are sometimes far removed from reality. For the atmosphere, what counts are the quantity and the net variations in CO_2. It is for this reason that we felt it would be useful to include a series of diagrams in the longer article which appears on the CD-ROM.

CO_2 emissions differ according to the circumstances below

The use of fossil fuels or plant biomass

The role of energy production using plant biomass and fossil fuels varies whether or not the carbon dioxide emitted by power plants is captured and stored geologically. Where CO_2 emissions are captured and stored geologically, the net balance of CO_2 emissions from fossil fuels could become zero, while the net balance of bio-energy could become negative, i.e. it could be expressed as a net withdrawal of CO_2 from the atmosphere.

Changes in land allocation

When there are changes in land use, stocks of carbon in the vegetation and in the ground's organic matter also vary. For example, turning a forest into a meadow means an average of 60 t of carbon (220 t of CO_2) is lost per hectare from the vegetation. If the land is adapted to cultivation, organic matter is also lost from the ground – which means around 25 t of carbon per hectare – albeit more slowly.

Deforestation results in a rapid loss within just two to three years of stocks of organic matter in the vegetation. The loss of organic matter from the ground is far slower, however, at around 1 t per hectare per annum. With deforestation, carbon stocks in the vegetation increase, albeit slowly.

Average carbon stocks in a forested area may also vary without any changes in land allocation. The average carbon stock in an under-utilised forest may increase over a certain number of years. But in the long-term, the stock in a forest which is not worked and not affected by fire, storms or damaging insects will hardly increase at all. Conversely, the carbon stock in an over-worked forest will decline.

Substituting plant biomass for fossil energy sources

Using plant biomass in place of fossil fuels, oil and coal in particular, enables greenhouse gas emissions from fossil fuels to be reduced. By dedi-

cating a small additional area of land to producing extra biomass, it is even possible to achieve plant biomass with neutral energy and greenhouse gas emissions.

Unlike fossil fuels, plant biomass production requires an extensive land area. This is a key difference and one it is particularly important to emphasise for countries such a New Caledonia where there is little land area that can be cultivated agriculturally and small areas of workable forest. A way therefore needs to be found of using the land - in order to avoid deforestation when food and non-food biomass production needs to increase – and fossil energies, as efficiently as possible.

It should also be noted that increases in food plant biomass production require either an increase in agricultural returns or for meadows or forests to be cleared. Nevertheless, annual greenhouse gas emissions from cultivation, even with heavy use of fertilisers, are generally low (one hundredth) compared with emissions from changes in carbon stocks subsequent to deforestation. In terms of the climate, therefore, the need is to seek to maximise agricultural and forest production per unit of surface area, provided this is acceptable to the local environment and human health.

The dynamics of carbon stocks in different parts of the world

Annual net CO_2 emissions are set to increase to almost 10 billion tC, or 36.7 billion tonnes of CO_2: around 7.5 billion tC would come from fuel consumption and other fossil products, and 1.5 billion tC from land clearance. However, net annual absorptions by global vegetation would then increase to around 2.6 billion tC, or around 29% of net total emissions. Net absorptions from the ocean would reach 26%. The rest – around 26% – would remain in the atmosphere where it would contribute towards increasing the greenhouse effect.

Increased carbon stocks in forests (generally known as 'sinks') and geological stores of CO_2 in the earth's crust should enable part of the excess which accumulates in the atmosphere to be absorbed. Geological storage will certainly be more expensive than avoiding deforestation or increasing stocks in forests, but potentially also more costly than increasing carbon stocks in forests.

Other greenhouse gas emissions

Methane

Over 100 years, its global warming potential (GWP) is weight for weight 23 times greater than that of CO_2, but over 20 years, this GWP rises to 62 times greater. Over 50 years – the new perspective introduced in 2001 along with the obligation to stabilise the climate (halve global greenhouse gas emissions) – this GWP is 42 times greater than that of CO_2, or almost double what was previously considered when taking a perspective of 100 years.

The objective of reducing methane emissions from landfill, mines and livestock is thus becoming increasingly important.

Nitrogen oxide

Over 100 years, the impact of this gas, which has a life similar to that of carbon dioxide is, weight for weight, 296 times greater than that of CO_2. Large emissions of this gas are created during the manufacture of nylon and from the nitrates industry, where they can be reduced by consuming slightly more energy or by properly treating the manure from industrial livestock farming.

It should be emphasised that where there are changes in land use, nitrogen oxide emissions from agricultural sources are relatively low compared with CO_2 emissions, and compared to reductions in fossil fuel emissions achieved by converting all phytomass harvests to replace these fossil fuels. Often too, land clearance can be avoided when agricultural production needs to be increased by, for example, increasing land efficiency (productivity of areas already cultivated or number of heads of livestock per hectare). In the case of plant biomass, the balance on the scale of all rural space and across the entire planet should be taken into consideration. Approaches which consider only variations at the field level lead to erroneous diagnostics for the climate.

Thus, increasing wheat yields in France slightly increased nitrogen oxide and CO_2 emissions due to the production and transport of manure. But without these increased yields, it would have been necessary to clear more than 13 million hectares of land in order to increase total wheat production

to the same degree and this would have resulted in emissions of more than 4 billion tonnes of CO_2 and the elimination of all annual wood harvests. A way thus needs to be sought to reduce emissions of this gas by using better organic or mineral fertilisers, but not to the detriment of yields and, more generally, land efficiency.

CFCs, HFCs and other synthesis gases

Chlorofluorocarbons (CFC) from the refrigeration industry and insulating foams, hydrofluorocarbons (HFCs) which, like perfluorocarbons (PFCs), are manufactured to replace CFCs (because they are less harmful to the ozone layer), and sulphur hexafluoride (SF6) used in the electronics industry are synthesis gases with a warming potential much lower than that of the gases referred to above. However, they are gradually being phased out because of the commitments agreed under the Montreal protocol, and being replaced by HFCs. HFCs are less harmful to the ozone layer, but also have a very high GWP and are included under the climate change convention.

The tropospheric ozone

It is also important to consider the tropospheric ozone. However this gas is not included on the list of gases to be reduced under the Kyoto protocol because it is difficult to predict when it will form. The carbon monoxide produced when cars are poorly incinerated, from boilers and, in particular, that is generated from forest and savanna fires is partly responsible for this gas forming.

Nitrogen oxide emissions, synthesis gases (except those, like CFCs, included under the Montreal protocol) and tropospheric ozone emissions are thought to have been responsible, in 1990, for around 20% of the additional greenhouse effect recorded under the climate change convention.

Other factors (aerosols, albedos)

Aerosols are fine particles (between 0.01 and 10 µm) in suspension in the air which also change the planet's thermal balance: they include sulphates emitted by volcanoes, sodium crystals and chlorine formed by drying out sea spray, particles emitted by heat generating plants, savanna and forest fires,

etc. Black soot or dust absorbs their radiation and thus contributes to global warming. Unlike greenhouse gases, however, aerosols do not accumulate in the atmosphere and generally have a life of just a few days because they are eliminated by rainfall. Their direct impact is, on balance, negative, and their indirect affect on clouds has not been properly quantified; this is why aerosols have not been included in the initial commitment period under the Kyoto protocol.

Black masses absorb all the radiation they receive whereas white surfaces (snow, white roofs on the houses in hot regions) reflect a large proportion: this is known as *albedo*. If the ice caps disappear, global warming will increase as this reflection decreases. Changes in vegetation covering the ground at the same time alter the albedo and evaporation, thus affecting the local thermal balance.

Greenhouse gas emissions from New Caledonia

The calculation of greenhouse gas emissions from France under the United Nations framework convention on climate change (UNFCCC), put together by the Interprofessional Technical Centre for Studies in Atmospheric Pollution (Citepa), includes mainland France, the Overseas Departments (DOM), the Territorial Overseas Communities (COM), French Polynesia and New Caledonia. However only mainland France and the Overseas Departments (DOM) fall within the perimeters set by the Kyoto protocol.

With a GDP of 5.8 billion euros, New Caledonia accounted for 0.3% of total GDP which in 2007 was 1 938.4 billion euros, or virtually half of the GDP for "New Caledonia plus the Territorial Overseas Communities" (NC+COM).

Between 1990 and 2007, greenhouse gas emissions fell by 5.6% across the regions subject to the constraints of the Kyoto protocol (mainland France + DOM), and by 6.5 % in mainland France; however, they increased by 73.4 % in the Overseas Departments and by 63.5% in the "New Caledonia + COM" group. Within this round-up, the main increase can be attributed to rising emissions of carbon dioxide (+ 1.7 Mt), i.e. to industry, transport and electricity production. There was little change in methane

emissions from landfill and enteric fermentation in ruminants. HFC emissions, included in the climate convention, increased by the equivalent of 0.1 million tonnes of CO_2.

Per habitant (although this indicator should be used with caution for small areas such as Iceland, Greenland and New Caledonia where intensive coal mining dominates), greenhouse gas emissions fell sharply between 1990 and 2007: by 13.6% across all the regions subject to the constraints of the Kyoto protocol (mainland + DOM) and by 20.6% in mainland France. Conversely, emissions increased by 36.8% in the DOM and by 10.7% in the "New Caledonia + COM" group. They changed from 9.6 to 8.3 teqCO_2 within the Kyoto perimeter, from 9 to 7.2 teqCO_2 in mainland France, from 5.7 to 7.8 teqCO_2 in the Overseas Territories (DOM) and from 6 to 6.6 teqCO_2 in the "New Caledonia + COM" group.

It can be seen that emissions from all the overseas territories and New Caledonia declared under the Kyoto protocol accounted for less than 1% of total emissions from "mainland France plus DOM". In 1990, they accounted for just 0.5% of these emissions. However within this group, 70 to 90% of CO_2 emissions most probably come ("according to expert opinion") from New Caledonia.

We should add here that it would be advisable to also include emissions from imports of foodstuffs and to deduct emissions associated with nickel production which is clearly not used by the habitants in the Territory, but rather exported. Indeed, the list of greenhouse gas emissions in the United Nations format which is designed to enable verifiable reductions to be achieved should not be confused with the list of actual average emissions per habitant in any given country or region.

For a detailed presentation of emissions of the six greenhouse gases included under the Kyoto protocol – in mainland France, in the Overseas Territories and in the Territorial Overseas Communities plus New Caledonia – please see the full report which appears on the CD ROM enclosed.

Carbon dioxide capture and geological storage

Sustainable Carbon dioxide Capture and Storage, or CCS, can be achieved using geological means, an approach that differs in many ways from CO_2 capture and storage in vegetation. Firstly, it differs because this latter approach enables CO_2 to be stored only temporarily – for less than one year in annual plants or for several centuries in tree phytomass. Secondly, CO_2 capture is associated with bioconversion of the sun's energy which is then stored in biochemical form in the phytomass.

As the trees grow, the carbon stores in their phytomass increase; this happens quickly when the trees and stores are young, but less quickly as they age. This means that vegetation's role as a "sink" is restricted. Finally, when the phytomass decomposes, it again releases the CO_2 it had taken from the atmosphere while growing.

Another difference is that while the bioconversion of solar energy and CO_2 by vegetation (or algae) fundamentally requires solar energy (which is renewable), the geological capture and storage of CO_2 requires additional fossil energy. CO_2 stored geologically can no longer provide energy whereas increasing carbon stores in the phytomass (or deriving glycerides using algae) results in plant matter which, when it decomposes thermally (including as a biofuel), or organically, again provides usable energy.

These options are, however, not mutually exclusive; the capture (followed by geological sequestration) of part of the CO_2 that comes from fossil fuels can be combined with the capture of CO_2 from plant biomass which is also burnt in these boilers. However, storing biological CO_2 geologically results in a net reduction in CO_2 in the atmosphere, whereas that from all the CO_2 from fossil fuels would result only in energy production without net CO2 emissions (as with the production of renewed plant biomass when not combined with the geological sequestration of the CO_2 emitted during conversion into usable energy). For more details, please refer to the diagrams under "Emissions and the reduction of greenhouse gas emissions in New

Caledonia" on the CD ROM. Geological storage does, however, prove to be a good option in developing energy vectors and industrial processes with a reduced carbon content. According to the IEA, there is potential of 920 Gt for exhausted gas or oil reserves, including between 400 and 10 000 Gt for deep saline reservoirs. The total potential should be compared with total CO_2 emissions which are of the order of 2 000 Gt/annum according to an IPCC projection for 2000 to 2050.

The feeling is that it would be possible to store captured CO_2 at the exit of old oil and gas sinks in saline aquifers, or by mineralising the CO_2 in rocks such as peridotite. This rock is found in many of the world's basins, in particular those in Oman and New Caledonia (see below).

Currently, CO_2 capture and storage are planned only for major, local sources, mainly heat generating plants and heavy industry with discharge levels greater than 100 000 tCO_2/annum. In other words, CO_2 emissions from the transport sector and residential use cannot be captured. The quantities of CO_2 discharged into the atmosphere by energy plants in New Caledonia are relatively low (Prony: 2*40 $MW_{electrical}$: 400 tCO_2/day or ~550 000tCO_2/anmum and Doniambo: 3*70 $MW_{electrical}$ 4 000 t CO_2/day or ~1.4Mt CO_2/annum); they are, however, low compared with the discharge from power plants in the large industrialised nations. We therefore need to rely on the development – expected by 2020 – of technologies for capture from countries with the necessary R & D capabilities. Once developed, these technologies can be transferred to power plants in New Caledonia. Conversely, geological storage in peridotite will require local studies and development. None of these capture and storage techniques will become economically competitive before 2020, and only then under stringent climate constraints designed to stabilise the climate by 2050, with a repurchase price per tonne of net CO_2 emitted approaching €25/t_{CO2} and a storage price of between €60 and 80/t_{CO2}!

Given the growing interest in conducting studies into CCS, the French minister of research asked the national research agency to fund a programme on "capturing and storing CO_2" between 2005 and 2008. Then, in 2009, a new programme on "the energy efficiency of industrial systems" was launched with the objectives of validating technological and geological solutions to enable CO_2 to be handled sustainably at an acceptable cost and of monitoring underground stores.

Already, the world's large industrial groups have built (or have plans to build) platforms, but no real technology has yet emerged. If this technology is to be deployed, the economic and energy context must be considered, not forgetting human safety and what people find acceptable. There also needs to be a systematic global approach which includes energy resources, the industrial process used for the chemical conversion of energy and effluents, particles, aerosols and noise management.

The main technological directions in reducing the cost of capturing CO_2

The biggest cost within the CCS chain is of capturing CO_2 which means separating it from other combustion products (nitrogen from fuel burnt in the air, unused oxygen, water and pollutants). One of the processes under consideration consists of combustion in pure oxygen (oxy-combustion) or combustion in air enriched with oxygen to obtain, post-combustion and after drying the steam, a high concentration of CO_2 which is then easy to capture. The energy cost of production needs to include the cost of producing the oxygen. Using this process does, nevertheless, yield a dramatic reduction in the cost of capturing carbon dioxide.

The procedure under development for capturing CO_2 from heat generating plants

Of the steps involved in the capture, transport and storage of CO_2, it is capture that will define the overall CCS cost since it accounts for around 75% of the total cost. Since it can also increase electricity production costs by 50%, the major focus is on reducing the cost of capture to make this an economically acceptable system. There are three CO_2 capture systems currently under development.

Capture and post-combustion

Capture consists of extracting the CO_2 from the other flue gases by means of absorption (chemical and physical), adsorption, cryogenics or membranes.

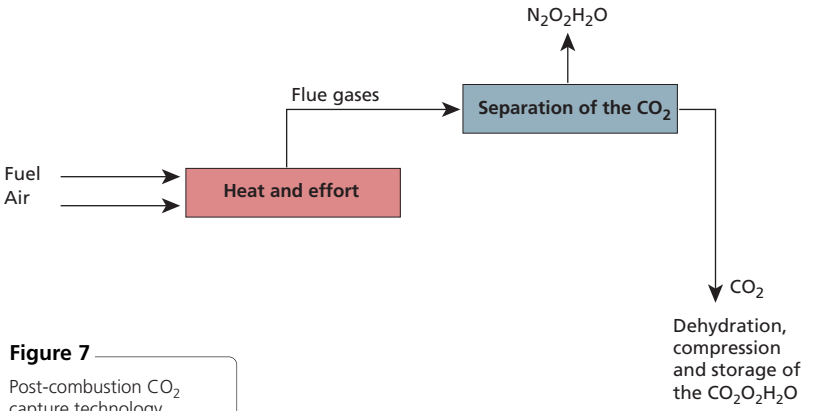


Figure 7

Post-combustion CO_2 capture technology

Coal combustion reactions: C + Air ® CO_2 natural gas CH_4 + Air ® CO_2 + H_2O. Principle: to remove CO_2 from flue gases.

It is thus a case of attaching a CO_2 capture unit to a conventional power plant (boiler or gas turbine).

In the case of a CFB boiler, the fuel (lignite or biomass) is injected with air into the boiler's hearth; the heat exchangers raise the temperature of the water vapour (700 °C) which is then released into a steam turbine to produce electricity by means of an alternator which is attached. The cinders are recuperated from the lower part of the boiler, loose dirt is removed from the flue gases which are then desulphurised and re-cooled and the combustion water is then condensed. The CO_2 is then captured (by absorption) using an amine, ammonia or other solvent. The solvent is next regenerated by means of heating and releases the CO_2 which is then compressed before entering the transport network en route to the storage location.

In the case of a gas turbine with a combined cycle, the principle is similar but a gas combustion turbine driven by natural gas and attached to an alternator is used. To increase the yield from the process, a steam turbine attached to a second alternator is used to increase the heat of the gas at the gas turbine outlet.

This is the only process capable of being used immediately on an existing installation provided the effluents from the combustion process are puri-

fied sufficiently to comply with CO_2 compression, liquefaction, transport and geological storage conditions. This will need to be verified if the Prony and Doniambo power plants and the pyrometallurgy plant are to be adapted to the capture of effluents. An initial study may require denitrification and flue gas desulphurisation units to be added before any CO_2 is captured; because of the high level of investment necessary, this would increase the cost per tonne of CO_2 avoided.

Capture and pre-combustion

The purpose of this process is to capture the CO_2 during pre-combustion with oxygen prior to combustion of the hydrogen produced in air. To do this, the fuel (coal, lignite, biomass) is gasified, generally at atmospheric pressure or at high pressure (15 to 40 bar). The gasification products, known as synthesis gases, or *syngas*, are primarily a mix of CO/H_2. This report is adapted to the application; the procedure varies according to the fuel used and the volume of water used as steam in the gasifier. The CO is oxidised into CO_2 (shift reaction) which is found in high concentrations (15 to 40%), and then separated from the hydrogen. The hydrogen is then combusted with the air in a gas turbine.

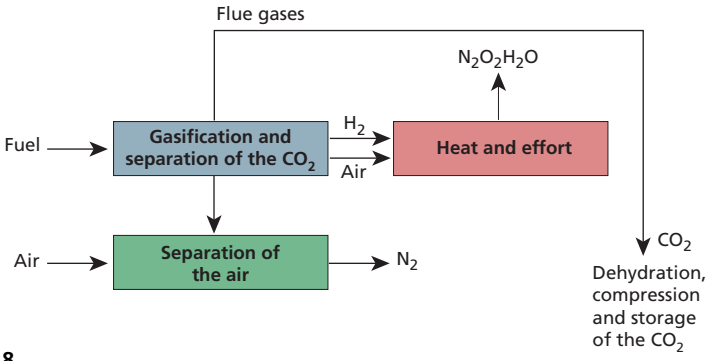


Figure 8

Pre-combustion CO_2 capture technology

Reaction from the combustion of
Coal $C + O_2 \rightarrow CO$ et $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$ natural gas $CH_4 + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$
Principle: combustion of synthesis gas without coal.

The main advantage of this technique is the large-scale production of hydrogen. While the process still needs to be proven, it is already promising benefits. However, a unit is needed to separate the oxygen and nitrogen from the air.

The gasification technique consists of partial (or controlled) oxidation of the fuel (coal, lignite, biomass). During this step, the fuel is pyrolysed then oxidised to form synthesis gases made up of a mixture of CO and H_2. The yield from gasification is increased if done under pressure using pure oxygen.

One initial route is to produce purified synthesis gases using the Fischer Tropsch process (for an explanation of this process, please see the "New energy production and storage technology".

A second route is to convert the synthesis gases into a mix of CO_2/H_2 using shift reaction and injecting H_2O in the presence of a catalyser; the CO_2 is then separated from the hydrogen under pressure using a process of chemical or physical absorption; it then needs to be extracted using a solvent scrubbing or other technique (adsorption, membrane) suitable for treating pressurised gas.. The CO_2 is the packaged for transportation to a storage location, and the hydrogen is purified.

The hydrogen is combusted either in a boiler or in a gas turbine operating with or without a combined cycle (combination of gas and steam turbines); combustion instabilities always remain a restriction to overcome prior to deploying this technique.

In comparison with capturing CO_2 from a power plant's flue gases under atmospheric pressure, this high pressure process, known as IGCC, (Integrated Gasification Combined Cycle) enables use of a smaller gasifier and restricts yield losses. The gas to be burnt in the combustion turbine is thus very rich in hydrogen, and the CO_2 captured will be very clean (85%). This is the only technique which opens up a route for power plants creating electricity, heat and hydrogen with low CO_2 emissions.

However, it can be deployed only at new installations and for large, centralised production capacities go-generating electricity and heat from natural gas, coal, heavy oils or biomass. In addition, research needs to continue to improve the availability of IGCC power plants, reduce energy costs and consumption for the production of each unit of oxygen, develop better

catalysers for the *shift* conversion of CO into CO_2, develop higher performance solvents for physical absorption and manage new high performance methods of CO_2/H_2 separation.

Is IGCC technology, currently the most expensive but also the one that delivers very clean combustion, suitable for deployment in New Caledonia? Certainly not considering that the Territory has no outlets for a hydrogen market and that operating an IGCC process using biomass can be envisaged only with imported wood since local plant resources are insufficient.

Oxy-combustion processes

The objective of this process is to obtain a highly concentrated flow of CO_2 at the combustion chamber outlet so that the nitrogen does not need to be separated following combustion. To achieve this, the nitrogen is extracted from the system before or during the combustion/conversion stages. The process will consist of producing a gaseous flow with a very high oxygen content by separating the air into oxygen and nitrogen before inserting it into the hearth.

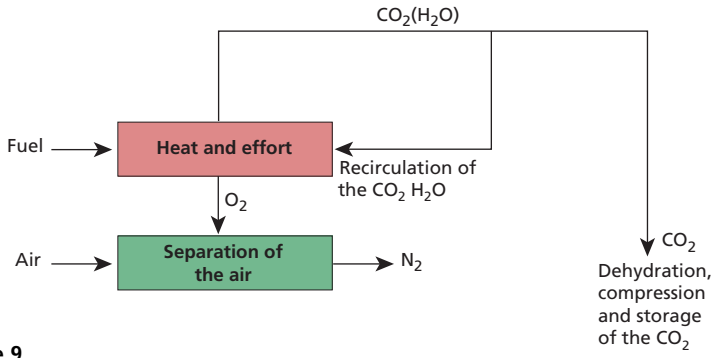


Figure 9

Oxy-combustion CO_2 capture technology

Combustion reactions:
Coal C + O_2 ® CO_2 natural gas CH_4 + O_2 ® CO_2 + H_2O.
Principle: production of a flow of pure CO_2.

The technology of combustion using oxygen has been used successfully for several years to improve performance in industrial procedures (glass furnaces in particular). This is also one of the main ways of reducing CO_2 emissions. In fact, the combustion products are essentially composed of water vapour and CO_2 separated at the outset by means of condensation. More precisely, the CO_2/nitrogen separation step in flue gases downstream of the process is replaced by an air separation step upstream of the process.

This highly attractive process further reduces the size of the furnaces or hearths, increases the flame/target radiative transfer (heat exchangers) and reduces flow noise. Conversely, oxy-flames are very hot (T_{flame}>2 800 K) which presents material handling problems and produces very high NOx levels if there is the slightest trace of nitrogen in the furnace. Complex tiered combustion techniques, or techniques which dilute reactives in combustion products (CO_2-water) prior to combustion therefore need to be used. Another benefit is that all the impurities are captured at the same time as the CO_2 at the chamber outlet since the process is not linked to the combustion products.

Oxy-combustion does not require any major modifications to existing installations, and has proven its technical feasibility. There are still some specific problems to resolve such as the formation of soot, 2-phase oxy-combustion, the oxidation of walls in a high temperature oxidising environment, the filtration of effluents, thermo-acoustic couplings and the management of combustion instabilities in the gas turbines.

Oxy-combustion of pulverised coal (PC)

The fuel is burned in a pulverised coal (PC) boiler which operates using a mix of oxygen (around 25% by volume) and recirculated flue gases (primarily CO_2), and a *retrofit* is possible without changing the geometry of the boiler. The process enables easy adaptation to current PC technology with air; significant energy gains can be achieved in flue gas post-treatment systems through amine scrubbing and the technological building blocks are in place to separating the air and package the CO_2.

There is one remaining restriction regarding large-scale oxygen production at low cost. Preliminary technical and economic analyses have now been conducted for units of 450 $MW_{electricity}$ as well as for the design of a pulverised coal installation with supercritical oxy-combustion of 1 200 $MW_{electricity}$.

Once commercially available, this technique will be able to be adapted to the Prony pulverised lignite power plant taking into account the small unit sizes, but without the boiler requiring major modification; only one air separation unit will need to be added. The flue gases will, if necessary, need to be purified prior to packaging and transportation to the storage location. This process is expected to be commercially available in around 10 years.

Oxy-combustion in a circulating fluidised bed (CFB) boiler

The area of application for this technology remains the same, i.e. electricity generation with *in situ* CO_2 capture for enhanced recovery and storage. The fuel is burned in a compact circulating fluidised bed operating on a mix of oxygen (70% vol.) and recycled flue gases (primarily CO_2). Only simply adjustment of current air-based compact circulating fluidised bed technology by means of extrapolating the external beds is needed.

Significant cost savings can be achieved given the major decrease in the size of the boiler block compared with an air-based CFB and because of the system of post-treating the flue gases through amine scrubbing. Initial technical and economic analyses have already been conducted for the 40 and 250 $MW_{electrical}$ units and there are ongoing developments to design a supercritical oxy-combustion CFB for 400 $MW_{electricity}$ and 600 $MW_{electricity}$.

In summary, there would be no technical obstacle to adapting industrial installations in New Caledonia to an oxy-combustion system since the process can be applied equally well to a pulverised coal boiler or circulating fluidised bed as to a gas turbine. There would, however, need to be modifications to the chamber's internal geometry, in particular to optimise internal or external recirculation to enable the reactives to be diluted in the combustion products. The oxy-combustion option could be introduced to the Doniambo and Prony electrical power plants if an economic and energy preliminary study were to confirm this is of interest.

Separation and capture processes

CO_2 separation by amine absorption

This process consists of capturing the CO_2 using a physical or chemical solvent in an absorption phase. To optimise the process, the amine (mol

CO_2/mol amine) is selected on the basis of its concentration in the aqueous solution, the reaction and gasificiation heat, the chemical kinetics, the regeneration temperature and the level of corrosion… The solvent is then regenerated by applying energy, and the CO_2 is released during regeneration and then compressed and transferred to the storage location. It should be noted that some research has been conducted on amines in Australia (CSIRO).

If the desire is to use this method of capture by amines, technologies will need to be improved to significantly reduce the energy used for regeneration, reduce the considerable size and cost of capture installations, restrict solvent losses and, finally, resolve the problems of corrosion caused by the presence of oxygen and CO_2.

CO_2 separation by membranes

Here, separation takes place by means of membrane permeation. The membranes are made up of polymer, metal or zeolithic materials in thicknesses varying from a few nanometres to a few millimetres. This technology is difficult to apply to CO_2 separation in atmospheric flue gases because the partial pressure of CO_2 is too low. To be competitive, this system would have to be used on flue gases rich in CO_2 corresponding, for example, to enriched air combustion.

Any restrictions are still associated with the development of new membranes which are more permeable to CO_2, are better priced and have improved mechanical, thermal and chemical properties. This process will become competitive when the differences in pressure and concentration between the sides of the membrane have increased.

CO_2 separation using a cryogenic process (amine frosting/defrosting process)

This process consists of frosting the CO_2 under atmospheric pressure at a low temperature (- 120°C) after condensing the water vapour found in the flue gases. To be economically viable, this process needs to be used on flue gases with a high CO_2 content. The benefit of this process is that it can be used on existing combustion installations across all industrial sectors. It

ensures good purity of the CO_2 and enables solid CO_2 to be converted immediately into liquid CO_2 which can the be fed into the pipelines – a major benefit from an energy perspective.

CO_2 separation by adsorption on a solid

This technique adsorbs the CO_2 found in flue gases on a solid either continuously or non-continuously. The solid is thus regenerated by introducing energy which increases the temperature or reduces the pressure. The CO_2 released during regeneration is directed to its storage location. The solid which is regenerated is then re-used in adsorption. The main limitation to this process relates to the selectivity and capacity of the absorbants as well as to reducing the adsorbant surfaces so as to bring down the size of the installations.

Intensive research into solids for CO_2 capture is still underway in both Japan and the United States. The French Petroleum Institute (Institut français du pétrole = IFP) also has a wealth of experience in this type of solids in applications other than CO_2 capture. However, as before, research is essential to minimise the energy cost of regeneration and the cost of the adsorber, and to reduce installation size.

Oxygen production technologies

Cryogenic distillation today appears to the only method suitable for application with commercial oxy-combustion units through to 2015. Indeed, the very high outputs required (in the order of 1 000 tO_2 per day for a 50 $MW_{electricity}$, coal power plant) make the use of the other processes unthinkable at the moment. Existing cryogenic technologies achieve 5 000 tO_2/day, and ongoing design studies have established that volumes in the order of 7 000 tO_2/day will be achieved in the years ahead with no major departure from current technology. Access to oxygen production in New Caledonia can therefore be envisaged.

It is essential to master the oxygen production technology used to generate energy, but other aspects are equally important and must be integrated within the CO_2 capture plan: these are the reliability, availability and management of operations, management of the risks associated with the use of oxygen and the possibility of small or large-scale integration of the oxygen production unit within the overall energy production plan.

Conclusion : Are these techniques of capturing CO_2 relevant to New Caledonia?

All these methods of capturing CO_2 (membranes, cryogenic, amine absorption or adsorption on a solid) are known, but none has achieved a sufficient degree of maturity to be adopted by an industrial unit. If they are to be validated, platforms will need to be developed and demonstrations and research results provided. Suppliers will need to put forward solutions for 2015 by providing Capture Ready CO_2 heat generating plants.

Some innovative means of capturing CO_2

CO_2 capture using the calcium cycle

This process consists of carrying out a calcium cycle which will absorb the CO_2 contained in the flue gases in order to form calcium carbonate. This calcium carbonate is then regenerated as lime having first been cracked in an oxy-combustion circulating fluidised bed reactor. A simple process of condensing the water results in a flow of virtually pure CO_2 which can then be compressed and transported to the storage location. Bellite-type cement can also be manufactured from the calcium that is lost. The benefits of this technique are the low cost of limestone, well-proven CFB technology and the low volume of oxygen required. Adaptation for an existing installation is simple.

The process is still at the research stage and there are some restriction associated with the lifespan of the limestone compound, controlling porosity during the cycles and the flow of solids in the reactors.

The chemical cycle (circulating fluidised bed)

This technology finds application in electricity generation with *in situ* capture and storage of CO_2. The process involves indirect combustion of the coal (or natural gas) using a chemical cycle. Solid vectors of oxygen (oxides of nickel, iron or manganese, for example) fully oxidise the fuel in a circulating fluidised bed in a gaseous mix made up primarily of CO_2 and H_2O. A simple process of condensing the water results in a flow of virtually pure CO_2 which can then be packaged and transported to the storage location. Solids low in oxygen undergo compete oxidation in a second air-operated CFB before they are reinjected into the combustion reactor. The nickel could serve as the oxygen vector.

CFB CLC (Chemical Looping Combustion) technology is very closely related to current CFB technology. The oxygen is created without the energy penalty associated with an air-operated separation unit, and there is no cost for investment in an oxygen production unit. The main limitations identified are in developing a coal barrier between the two CFBs, the lifespan of the oxides and the method of producing these oxides on a large scale. Adapting to coal marks an important step in development, and in interest in this route. The process is in its initial stages, with commercial application for heavy residues/coal envisaged by around 2015.

General conclusion regarding CO_2 capture at electricity generation sites and nickel processing in New Caledonia

Adding CO_2 capture units to the sites at Prony and Doniambo will be costly given the power plants' low power, even taking into account the decisions that have been taken and the investments committed.

What change can be made to current installations?

■ ***At the Prony pulverised coal power plant***, despite the use of low-sulphur lignite, capture using amine or ammoniac absorption would result in pollution and rapid degradation of the solvent unless a denitrification of desulphuration unit is installed. The same difficulties in regenerating would be encountered using membranes.

The only feasible solution would be oxy-combustion in which case it would be necessary to add an air separation unit upstream of the PC burners and redesign the boiler's hearth to promote internal and external recirculation of the combustion products in order to dilute the reactives and eliminate zones that are too hot. The result would be a stabilised system of diluted combustion. The nitrogen effluents removed could, after packaging (compression, purification), be sent directly to their storage location.

■ ***In the case of the pyrometallurgy plant in Doniambo***, it would appear difficult to capture effluent from the rotary furnace; on the other hand, fuel-operated reheating systems could be converted to electrical processes provided the electricity generation plant has CO_2 capture facilities.

Developing a chemical cycle for the planned power plant in Doniambo with zero CO_2 emissions

The planned pulverised coal power plant in Doniambo presents good opportunity to integrate CO_2 capture. The hearth is a circulating fluidised bed hearth with the fuel and oxidiser (air) fed into the combustion chamber where the walls are manufactured from heat resistant materials. The coal is thus gasified and combustion takes place between these coal degradation products and the ambient air at a temperature in the order of 920°C. The hot effluents are then transferred to a boiler to raise the temperature of the steam which will be used to operate the steam turbine. It should be noted that this form of combustion is particularly well suited to an island power plant (optimal size for a CFB, flexible in terms of the fuel used), even though the yield is slightly lower than that of a PC flame because the thermodynamic cycle requires a slightly lower temperature.

The technique proposed is that of the chemical cycle or *chemical looping* as presented above. The principle of the thermochemical cycle is to use metal oxide (typically a nickel oxide) to oxidise a gasified fuel in the combustion reactor. Since the fuel is oxidised without air, the combustion products are, principally, air and water vapour which means that the effluents can be transferred to the storage location following packaging. The metal oxide is thus reduced to metal (the nickel) which is transferred to an oxidation reactor where the metal oxidises with the high temperature air before being transferred back to the combustion reactor which completes the cycle.

The planned Doniambo power plant also has the benefit of already having a CFB which could be turned into the oxidation reactor in the future; the second similar, but smaller, CFB and a metal transport system would simply need to be added to it. As for the metal itself, the nickel is of course available on site.

One of the barriers to this technique is degradation of the oxidation sites and the reduction on the metal which means lower transport yields. Doniambo can easily lift this restriction by periodically incorporating nickel regeneration in the furnaces into the loop.

The planned SLN power plant thus has some major points in favour of being transformed into a chemical cycle and these are summarised below:

■ no reappraisal of the options already reviewed since this would require a rebuild;

■ the presence of nickel with the option of regeneration on-site;

■ no CO_2 emissions;

■ Eramet's involvement in developing a CO_2 capture technique;

■ the offer of a new, international outlet for the regeneration of nickel polluted by combustion products;

■ the low energy and economic cost compared with other methods of capture;

■ additional equipment at a reasonable size and cost.

If there was a global decision to launch a strong campaign again climate change, and New Caledonia effectively planned to reduce its CO_2 emissions, it would be possible to commit to actions in Prony as well as in Doniambo. Support initiatives from Europe, the State and different Caledonian governments could, when the time comes, contribute to adapting this innovative technique, validating it in pilots, assessing its economic feasibility and extending it to the Territory.

Transporting CO_2

Given the volumes to be transported, the only feasible solutions are pipelines and maritime transportation in the case of off shore storage or storage at a site off Grande Terre (in Australian aquifers for example).

The process of constructing pipelines is now under full control, but technical specifications for the transport of CO_2 need to be taken into account. If the CO_2 is dry and purified, standard carbon steel is sufficient; on the other hand, stainless steel may be required in specific conditions in order to avoid corrosion. The operating pressure for transportation will be between 100 and 150 bar which enables technologies used for natural gas (90 to 100 bar) to be utilised. Ground or air control accompanied by pressure measures will enable the gas pipeline to be monitored. The CO_2 is transported either in its high pressure dense phase or as a liquid which requires thermal insulation and intermediate recompression. Such technologies are already used in North America and Norway to transport CO_2 over long distances.

When transported by sea, CO_2 is generally in the form of a moderate pressure, low temperature liquid as in tankers. The transfer of heat with the environment though the walls of the tank will promote evaporation and increase the pressure making permanent cooling a necessity. Recompression may be required for transport to the geological storage location.

There are certain constraints inherent with this type of transport, including metal corrosion by the CO_2, which happens on a very large scale where there is water present, or toxicity of the CO_2 if it escapes and its concentration exceeds 5% in the air.

Costs would be around ?0.50 and 10/100 km/tCO_2 for transport by pipeline; the cost of transport by boat over long distances is lower, but in this case, intermediate storage is necessary.

In conclusion, if CO_2 produced by heat generation plants in New Caledonia is captured, and taking into account the low annual tonnages emitted, thought should be given to grouping emissions and centralising them at a single location in the region. From there, they could be carried by pipeline to storage locations in New Caledonia (peridotite sites) and/or to a gas terminal (to a storage location off the island).

Packaging and land or sea transport technologies do exist, but will necessarily be very troublesome to put in place. Additionally, the scale is not beneficial for these low CO_2 emission volumes. There can thus be no plans for carbon dioxide capture and storage (CCS) in New Caledonia without a global commitment to achieve a massive reduction in greenhouse gases.

Bioconversion of CO_2 using algae

We should also highlight the possibility of recycling CO_2 emissions from power plants *via* bioconversion using algae. This reduces CO_2 capture costs and eliminates the immediate need for geological storage of the CO_2 emitted by the power plants. If the yield from photosynthesis is to be optimised, the algae in the basins or bioreactors require sufficient solar radiation and large quantities of CO_2. Gaseous emissions from traditional heat generating plants producing electricity (coal-fired power stations for example) contain an average of 13% CO_2 compared with less than 0.4 ,‰ in the atmosphere. This CO_2 is left to bubble in basins or reactors and then assimilated by the

algae. The algae are thus able to produce more biomass per unit of ground surface area. The enables waste water to be treated at the same time. The biomass or molecules produced by the algae can then be used to reduce consumption of fossil energy and, indirectly, net CO_2 emissions. This does not, however, enable CO_2 emissions to be reduced directly. This is not a means of eliminating CO_2 in the same way as the geological storage of CO_2, but rather a way of bioconverting solar energy similar to the way in which plants on the land are cultivated then harvested. Algae metabolism can thus be directed in order to optimise the production of molecules which may then be used directly as a biofuel. If only pure carbon dioxide were present at power plant outlet, the same reactors could be used to produce high value-added molecules or food. Such methods have been explored since the time of the second petrol shock. The triglycerides which the algae are capable of producing can, in theory, be converted into crude vegetable oil or biodiesel. The yield from bioconversion per hectare is, however, greater than for full-field superior vegetation, but also assumes greater investment. To-date, it has not been possible to implement such methods on an industrial scale for energy production since they have not become economically competitive with traditional plant biomass production. However, several industrialised countries have recently shown renewed interest in such methods which focus on producing biofuels. A new bioreactor which also allows part NOx emissions to be captured in algae has also been developed (cf. "New energy production and storage technology"). Various types of algae have been selected for their ability to capture CO_2 and also for their resistance to toxins which may be contained in the combustion effluents from the power plants. Technical improvements will, however, be needed to get close to photosynthesis yields and improve product conversion. If we need to resort to transgenesis to increase yields, the possible risk of these organisms being diffused into the environment will also need to be considered. The various steps required to develop this technology are still in the initial stages of basic research. Much more progress needs to be made before this method can be applied. However a high price per tonne of CO_2 not emitted could make this method competitive more quickly.

How could New Caledonia make the most of its geological position in terms of research and experimentation into CO_2 storage technologies?

There are three potential options for CO_2 storage:

■ *The immersion of CO_2 (liquid) in the deep ocean*: this removes difficulties in terms of efficiency, cost, environmental impact and the durability of storage. Such techniques are still at the research stage.

■ *Storage by ex situ mineral sequestration (mineral carbonation using waste)*: this process, which consists of industrially attaching the CO_2 to inorganic carbonates, is currently at the demonstration stage (pilot site) and requires energy for carbonation as well as plants to be constructed where this operation can take place.

■ *Storage in geological formations*: this option is currently more on track for possible implementation. At a global level, several projects have achieved technical maturity but have not yet – because the cost per tonne of CO_2 emitted is not sufficiently high – become economically viable other than to achieve, for example, fuller use of petroleum reserves. Australia is one of the five major global centres conducting research into geological storage.

Brief survey of New Caledonia's geological situation

The archipelago of New Caledonia is located in the transition zone between the Australian continent and the Pacific ocean plate. The island of New Caledonia (Grande Terre) corresponds *pro parte* to the revealed northern part of the Norfolk Ridge (figure 10) which is nothing more than a remnant of the eastern margin of the super-continent Gondwana which became separated from Australia around one hundred million years ago. Further to the north, the Loyalty Ridge is made up of submerged ancient volcanic

edifices which were then covered with major carbonate reef deposits. Sedimentary basins, whose economic potential is currently being evaluated, run along these two islands.

The presence of peridotite and basalt massifs

The geological history of New Caledonia, while complex, is relatively well known. Grande Terre resulted from the emergence of an orogenic prism (mountain chain) formed over between 36 and probably 28 millions years and which spread to the west in a geodynamic context of subduction-obduction. This obduction manifested itself in a spectacular way with the development of a thrust fault towards the south-west of the oceanic lithosphere in the Loyalty Basin on Grande Terre. The remains of a layer of peridotite settled below the basin of the Loyalty Islands and found in shallow sediments along the eastern coast still bear witness to this thrust fault. This layer of peridotite still covers part of the island of New Caledonia today, forming part of its richness and originality. Peridotite today forms a major mass which makes up one third of Grande Terre (5 500 km^2) across the south and along the western coast. The southern mass is the largest in world after that in Oman; it could be 3 000 m thick in parts.

This exceptional abundance of ultrabasic rock is not only a source of considerable reserves of nickel and cobalt, it may also contribute to the geological storage of CO_2 *via* carbonation.

On the western coast, the layer of peridotite overlaps with the geological unit of Poya which is a pile of overlapping scales of oceanic crust which is made up of 95% basalt (the unit is also known as the basalt layer). This basalt extends over a large area, showing on the surface of the northern half of the western coast.

Major but little known sedimentary basins

The sedimentary basins associated with neo-Caledonian orogenesis along the western edges and to the west of New Caledonia, although well known for their oil potential, remain under-explored. These sedimentary basins represent important potential in terms of CO_2 capture since they may contain future oil reserves and saline aquifers.

RETOUR SOMMAIRE

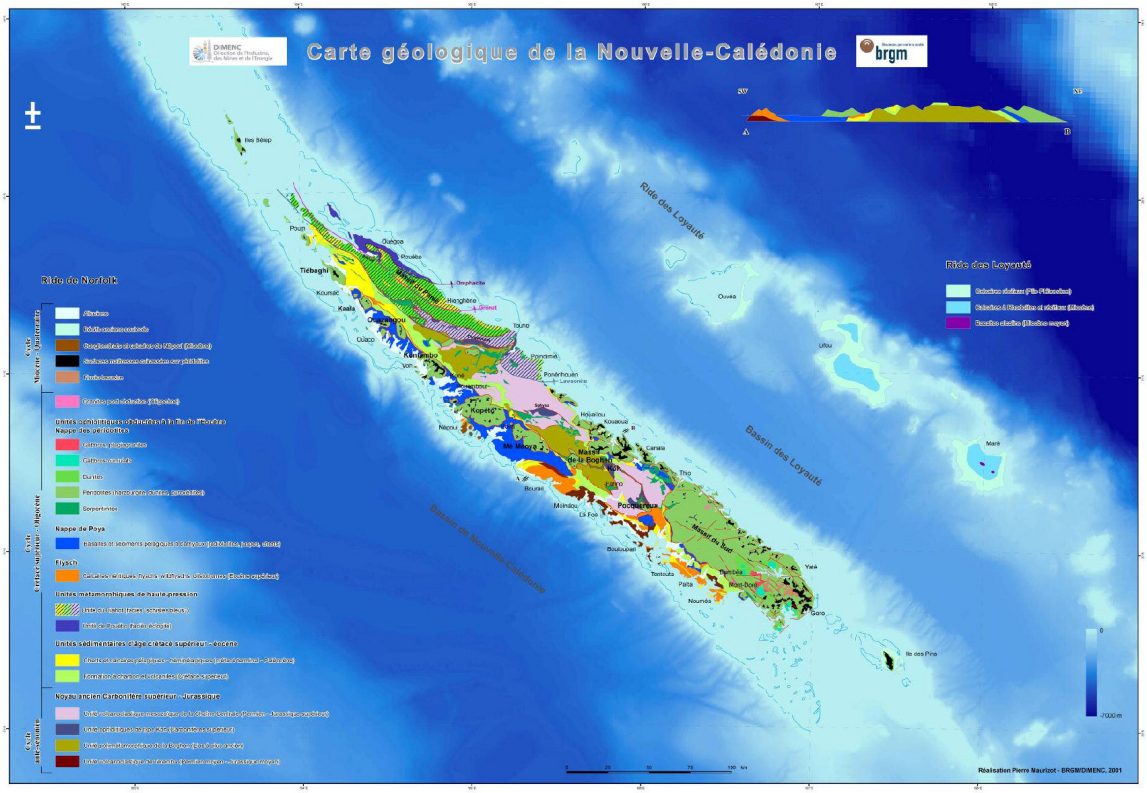


Figure 10

Geological map of New Caledonia
by Pierre Maurizot, BRGM-Dimenc, 2001

The belt of peridotite forms a third of the surface area of Grande Terre which is located close the centre of CO_2 emissions. The unit of Poya, which stretches along a large section of the western coast, is made up primarily of basalt (95%) which also supports CO_2 storage.

CO_2 STORAGE IN GEOLOGICAL FORMATIONS: BEST PRACTICE

The most conventional CO_2 geological storage solutions found in the sedimentary basins are already commercially developed where they deliver benefits other than CO_2 storage. Of these solutions, New Caledonia can immediately eliminate enhanced methane recovery in a bed of coal; indeed, coal reserves her are not large enough to deploy this process.

On the other hand, we should include *in situ* mineral sequestration in the basic rocks (basalt) or ultra-basic rocks (peridotite) among the geological storage options which can be envisaged in the Territory. This less conventional option is at the research and demonstration stage (two pilot sites globally) and could prove an excellent area for experimentation in New Caledonia with results which could feed into international research networks.

Geological sequestration in sedimentary basins

Sedimentary basins currently provide the largest storage potential on a planetary scale. The oil industry has kicked off with some commercial and demonstration projects in recent years in partnership with national and international research networks. These projects have been shared throughout the world to varying degrees.

Hydrocarbon deposits

Rocks holding oil and gas (porous rocks) have proven that they are impermeable over millions of years; they could therefore be used to store CO_2. Natural deposits have also been found during exploratory searches for oil and these have then been used industrially (the Montmirail reserve in Drôme for example). Hydrocarbon deposits currently constitute the simplest method of geological storage to implement, and the most economic.

CO_2 storage in an oil field using enhanced recovery

CO_2 injection technology is already familiar to the oil industry which has been practising enhanced oil recovery since the 1970s. CO_2 is injected into the deposits during extraction in order to reduce the viscosity of the oil. At the end of the energy recovery cycle, the CO_2 can be captured rather than released into the atmosphere. Of the currently operational storage sites, one of the

largest is the commercial project at Weyburn in Canada – an international project which commenced in 2000 under the aegis of the IEA – where 3 000 to 5 000 tonnes of CO_2 are injected each day. This project, in which the European Union and Total are also participants, is set to last 15 years and will enable 20 million tonnes of CO_2 to be stored permanently at the same time as 130 million barrels of oil are recovered.

CO_2 storage in old exhausted or depleted gas fields

Old exhausted or declining (depleted) oil and gas reserves also provide highly economically interesting storage sites. Several experimental pilot projects are underway at a global level with a view to testing and demonstrating the reliability and durability of this form of geological storage over the long-term. In France, the first plot project has just commenced at the former gas reserves in Lacq (Pyrenees) where 15 000 t of CO_2 are to be injected into a depleted reserve over a two-year period. The project is being driven by Total which has the French scientific community around it (IFP, BRGM, Cregu, CNRS, universities). On the same scale of size, Australia in 2008 began its Otway pilot project (*CO_2CRC Otway Project*) which the IEA considers to be one of the most illustrative in the world in terms of monitoring (100 000 t of CO_2 will be injected there over a period of two years). Elsewhere, the IEA is evaluating the storage capacity of exhausted or depleted hydrocarbon reserves for up to 920 Gt of CO_2.

Ongoing research, funded by the oil companies and the public purse, focus on tools and techniques to monitor the impermeability of storage sites (leaks while drilling, cover seals). Currently, it is felt that leaks should not exceed 1% of the total CO_2 stored over 1 000 years.

Saline aquifers

Like oil deposits, deep saline aquifers are found in sedimentary basins in the sea and on land, but they are far more common and not as deep down. The CO_2 injected into the deposit remains sequestrated by means of hydrodynamic capture, solubility of the fluids on site and by mineralisation. Aquifers must be located at a depth of greater than 1 000 m to allow storage of CO_2 in its supercritical state.

Research programmes into aquifers are less advanced than those that relate to hydrocarbon deposits, although several demonstration projects are

already underway. In 1996, the Norwegian oil company *Statoil* launched an initial commercial experiment (the Sleipner European project) to store1 million tonnes of CO_2 per annum in the North Sea. The second, better known, commercial project is In-Salah in Algeria (BP, Sonatrach, Statoil) which began in 2004 and under which CO_2 from the extraction of natural gas is reinjected (1.2 million t/annum) into the aquifer of the productive gas field making this project unique in the world. In France, the Paris sedimentary basin has been earmarked to carry out an initial evaluation of aquifer storage potential prior to commencing a demonstration project.

In common with hydrocarbon deposits, research into saline aquifers will focus primarily on how stores behave over the long-term, although concerns regarding how well sealed they are is more important. According to the IEA, deep aquifers offer the largest CO_2 storage capacity at a global level (400 and 10 000 Gt).

The sedimentary basins of New Caledonia present enormous potential

The presence of sedimentary basins on the western cost of New Caledonia is undoubtedly an advantage. These basins are located relatively close to the CO_2 emission centres; they inevitably contain saline aquifers but remain little explored. The geological context is relatively well known but we will have to await new oil exploration activities in order to properly evaluate the storage potential.

If hydrocarbon deposits are discovered during planned short and medium-term exploration, lower cost geological stores of CO_2 using enhanced oil recovery could be envisaged initially, followed by storage in depleted deposits. The discovery of hydrocarbon deposits on the western coast of New Caledonia, close to the CO_2 emissions centres, is not ruled out. We are already familiar with the Gouaro anticline where a small accumulation of gas was detected in low quality reserves. Other comparable structures are sure to exist on the west coast as new exploration activities will demonstrate. If deposits are found further afield in sedimentary basins yet to be discovered off shore of the economic exclusive zone of New Caledonia, reasonable methods of transporting CO_2 in liquid form by sea will need to be found (according to the IPCC, a distance of 300 km between the emissions site and the storage site is reasonable), although costs will increase.

In situ mineral sequestration in basic and ultra-basic rocks

The idea of converting CO_2 by mineralisation is based on observation of how carbonated rocks form in nature over geological timescales. Following interaction between aqueous fluids and fragments of silicate rock, calcium and magnesium first dissolve and then precipitate in the presence of carbon dioxide in the form of carbonates and magnesite. We know how to artificially reproduce these natural reactions which has led to different avenues of research into the mineral sequestration of CO_2.

In situ mineral sequestration thus involves injecting CO_2 into basic (basalt) or ultra-basic (peridotite) rocks such that it is captured naturally in a mineral form through carbonation (transformation of the rocks into carbonates). Major experimental studies are underway to quantify the speed of mineralisation and the effectiveness of this process. Research is also being carried out into the potential of micro-organisms living at great depths to improve mineralisation. If it works, this process will have the advantage of being one of the most cost-effective, and will stabilise the sequestration of CO_2 over millions of years. In addition, this storage option overcomes the risk of leaks which is the major problem with gas sequestration in oil reserves or saline aquifers.

Sequestration in basalt

Initial studies into *in situ* mineral sequestration have focused on basic rocks, and basalt in particular which is the most reactive rock for mineral sequestration of CO_2. We know that basalt found on the surface of the planet consumes atmospheric CO_2 through a process of alteration. Basalt represents only 5% of the continental surface. There are currently two pilot sites in the world where CO_2 is injected into basalt containing aquifers. The first, the BSCSP Project, is in the United States in the state of Washington – it began in 2008, but is currently encountering operational problems.

The second project is located in Iceland (90% basalt), a country that is comparable with New Caledonia in terms of number of inhabitants. This demonstration project, known as the Hellisheidi CO_2 Injection Pilot Study, is financed by Reykjavik Energy which provides for a research consortium made up of Icelandic, North American and French (LMTG, Toulouse) laboratories. The CO_2 from a geothermal power plant is reinjected, in a form where it is dissolves in cold water, into basalt at a depth of 400 to 800 m reusing exploratory

bores. The plan is, starting in August 2009, to inject 32 000 tonnes of CO_2 each year into this natural laboratory. If it proves effective, the technology could be exported to other basalt regions in the world.

The technology could, of course, find application in New Caledonia which has a large area of basalt across the northern half of the west coast. It should be noted that the Koniambo (KNS) project is located very close to areas covered with basalt.

Sequestration in peridotite

Research conducted here is far less advanced than in the case of basalt, probably because the world's peridotite masses are much smaller. There is still no pilot project, but recent scientific discoveries by the Lamont–Doherty Earth Observatory at the University of Columbia (New York, United States) into the peridotite masses in Oman demonstrate high potential for mineral sequestration using ultrabasic rocks. Researchers estimate that a carbonation process at a depth of 3 km, which would be highly economic following initialisation, would enable up to 1 Gt of CO_2 per annum to be stored in Oman's peridotite. They also insist that there is potential in the peridotite in New Caledonia and Papua New Guinea which, as in Oman, extends into the sea under a thin layer of sediment and is accessible down to a depth of 3 km. It is clear that this process will require a pilot site to be developed in one of these three regions of the world. We should add that, in comparison with mineral sequestration *ex situ*, this option requires less energy, does not require the transportation of any equipment (rocks) and could thus prove to be more cost-effective.

Here too, New Caledonia has certain advantages: after Oman, it has the second biggest mass of peridotite in the world which is accessible down to a depth of 3 km in an area where the process put forward by the University of Columbia could be applied.

How can New Caledonia make the most of its geological position?

Geological sequestration in sedimentary basins

There is no experience in oil and gas operations in New Caledonia, but there is real potential in storage sites in the sedimentary basins on its west

coast and *deep* off shore economic exclusive zone. It is highly probable that exploratory activities will be carried out in the medium and short-term. These activities will involve drilling which could uncover hydrocarbon reserves or, in the worst case scenario, saline aquifers.

If reserves are found, CO_2 could be stored during enhanced oil recovery and/or in the saline aquifers which touch hydrocarbons. *New Caledonia must be prepared to negotiate this geological storage option with the international oil companies as soon as exploratory activities commence in its economic exclusive zone.* Storage in saline aquifers will require a demonstration phase and any projects may call on European funding and international labelisation (IEA). Australia's CO_2CRC could be an excellent partner to lead this research, in particular on the Lord Howe ridge which is the target of joint exploration between Australia and New Caledonia.

Prior to this, New Caledonia can continue to promote the oil potential of its sedimentary basins along with *their potential in terms of the geological storage of CO_2 which may be of interest to neighbouring countries.* New Caledonia's geological bureau (Dimenc), which has been very successful in exploiting economic interest in its sedimentary basins, should include this added-value in its promotional campaigns. As part of this, it could integrate French (Club CO_2), European (CO_2GeoNet) and Asia Pacific (Australia's CO_2CRS) international research networks.

The most attractive sedimentary basis from an economic point of view are the basins on the west coast since these are relatively close to the CO_2 emissions sites, and easily accessible. The Gouaro anticline, which has already been drilled, could be an interesting target for storage despite a discouraging evaluation in terms of oil. A lower cost study, in collaboration with the IFP and BRGM which are global specialists in this area, could be considered to revise and summarise the data obtained to-date and develop predictive storage models.

In the case of off shore storage targets, problems remain in relation to distance and the costs of drilling. According to the IPCC, the distance of the CO_2 emissions sites is, however, still reasonable if it does not exceed 300 km. Installations, and methods of transporting CO_2 in liquid form by sea, are therefore conceivable.

In situ mineral sequestration in basalt

In situ mineral sequestration in basalt is feasible in New Caledonia given that a large basalt unit stretches along the northern half of the west coast of Grande Terre. The results from pilot sites in North America (BSCSP Project) and Iceland (Hellisheidi CO_2 Injection Pilot Study) will be needed to ascertain whether this process can be exported to New Caledonia. In the meantime, it would be wise to start by evaluating the potential of the basalt on the west coast of Grande Terre by means of laboratory experiments. This type of research is in proportion to funding put forward by the National Research Agency (ANR) "CO_2 capture and storage" programme which is soon to reissue a call for tenders for CO_2 sequestration. This project could involve Dimenc, the University of New Caledonia, BRGM, IFP and French research laboratories such as LMTG (University of Toulouse) which lead in this area. These will have to work with financial support from groups such as Eramet and Xstrata.

In terms of the maturity of these processes, the "basalt" option falls between the "sedimentary basins" option which is already operational in certain circumstances and the "peridotite" option which is still at the research stage and awaits a pilot site. One of the advantages of sequestration in basalt is that drilling needs to be less deep (400-800 m) than with peridotite sequestration (3 000 m). A second advantage is that the planned Koniambo (project KNS) power plant is very close to the basalt coverage. Given the North Province's concern with environmental problems, this solution is likely to be of great interest to the planned Koniambo power station which could integrate CO_2 capture and storage, as well as to the Xstrata group which holds 49% of the shares in the Koniambo project, is a partner to Australia's CO_2CRC, and is already involved in research into CO_2 storage in the region. Elsewhere, the group has already invested 30 million dollars in the Otway Pilot Project in Australia.

In situ mineral sequestration in peridotite

In situ mineral sequestration in peridotite is the most appealing storage option at the research and experimentation level. Even though researchers have reached a stage of maturity that is far less advanced than the "sedimentary basins" option, if this process proves to be reliable and effective,

New Caledonia will be in a prime position globally to benefit from it. This operation could even prove less costly than the other options. The storage capacity demonstrated by the University of Columbia in the peridotite in Oman is comparable with that in New Caledonia. As the researchers highlight, all that is missing is a natural laboratory to move from the research to the demonstration stage.

Given its geological position and CO_2 emissions sites, New Caledonia has all the conditions in place to develop a collaborative pilot site comparable to the one at Hellisheidi in Iceland. This pilot project needs to take place on the coast of Grande Terre according to specialists at the University of Columbia who recommend drilling at sea to locate storage zones in peridotite at a depth of 3 km. Geophysical marine activities have already demonstrated the existence of peridotite masses along the coast and in Loyalty Basin. Any such project would need to be financed by the government and the industries responsible for CO_2 emissions as is the case in Australia. At the European level, electricity companies that produce CO_2 have had no hesitation in becoming involved and co-funding work throughout the capture and sequestration chain.

A CO_2 sequestration pilot project in the peridotite on Grande Terre would thus provide an opportunity to again develop New Caledonia's geological situation and bring a new experimental site (the world's third for *in situ* mineral sequestration, and the first in peridotite) to international research networks. The absence of petrophysical and geophysical data regarding these formations currently makes it tricky to estimate the true volume of their CO_2 storage capacity. As with basalt, initial studies will need to be undertaken *via* ANR (National Research Agency) invitations to tender.

Interest in CO_2 storage in Australia

Along with the United States, Canada, Europe and Japan, Australia is one of five major centres conducting research into geological storage. Australia has made CCS (Carbon Capture and Storage) a national priority and created the CO_2CRC (The Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies), a *joint-venture* between industry, government, universi-

ties and research centres in Australia and abroad. The aim of this research is the reduce CCS costs and demonstrate its reliability and effectiveness, particularly in Australia and New Zealand. From the various CO_2 elimination options, Australia has opted for geological storage in sedimentary basins on land, or close to its coasts. The country hopes to be at the forefront, and to export its expertise in this area.

Australia has been running an operational pilot project – the CO_2CRC Otway Project - since 2008; it is deemed to be one of the most illustrative in the world, and will see 100 000 tonnes of CO_2 injected into a depleted gas reserve over two years; it also includes a major monitoring programme. Total has just kicked off with the same type of operation in the French Pyrenees (the Lacq reserve). At the same time, two other geological storage projects which have reached maturity are soon to be launched in Australia. The first Australian "clean coal" project by ZeroGen is a demonstration project on the east coast which will capture the CO_2 produced from the gasification of coal and transport it by means of a 220 km pipeline to a geological storage site closer to the interior (project start planned for 2012). On the west coast, an industrial LNG project (the Gorgon Project), planned by Chevron, Shell and Exxon, is to inject 3.3 million tonnes of CO_2 annually into a saline aquifer close to Barrow Island, which equates to a total of 125 million tonnes over the entire course of the project; the installation construction phase is to start at the end of 2009 and will last 5 years.

Australia is thus making considerable investment in research and development projects regarding the geological storage of CO_2 in sedimentary basins, and is becoming a global leader in this area. *New Caledonia should thus have every interest in joining the CO_2CRC network in which New Zealand is also heavily involved.* While the level of knowledge is far less advanced, the sedimentary basins on the western coast of New Caledonia are still of certain interest in terms of geological storage in the same way as the Australian basins.

As part of probable oil-related exploratory activities to be carried out on the Lord Howe Ridge, which extends across Australia's and New Caledonia's economic exclusive zone, the CO_2CRC will certainly be interested in evaluating the possibilities of CO_2 storage.

Should New Caledonia's experience in CO_2 mineral sequestration be shared?

CCS is a planetary challenge in which France is keen to play a major role in terms of organising research and promoting technological solutions. If New Caledonia develops a pilot site for CO_2 sequestration in peridotite, the results of its work will form a point of reference which will benefit the various international and industrial research teams.

Expertise could be exported to Oman in particular where peridotite could store the CO_2 emitted by the new electrical power plants which run on natural gas from the Gulf. The western coast of the United States is also interested in this storage option as demonstrated in work done by the University of Columbia. Papua New Guinea has peridotite massifs comparable with those in Oman and New Caledonia in terms of their surface area and tectonic context (peridotite in the sea below a thin layer of sediment enabling storage areas to be accessed down to a depth of 3 km): the island could, in the same way, consider this sequestration option when the time is right. Finally, other regions of the world such as the Balkans also boast large peridotite massifs.

Conclusion

Given its geological situation, New Caledonia has the option to invest in three avenues of research into CO_2 sequestration.

■ *The sedimentary basins option*: the sedimentary basins on the west coast of Grande Terre probably represent easily accessible storage targets (saline aquifers, undiscovered hydrocarbon deposits) close to CO_2 emissions centres. Researchers will need to work with the oil industry and will thus be dependent on exploration into these basins being resumed. Such exploration may be carried out in partnership with the Australian CO_2CRC network which specialises in this type of sequestration by establishing demonstration sites and, in the near future, commercial projects in the sedimentary basins along the coast of Australia.

■ *The mineral sequestration option in basalt*: would be of particular interest for the Koniambo (KNS) project located not far from these basic rock

deposits. The results from the two demonstration sites in North America and Iceland will be needed before the reliability of the process can be confirmed. In the meantime, preliminary studies could be conducted to study the potential of the basalt on the west coast (field and laboratory studies).

■ *Establishment of a collaborative mineral sequestration in peridotite pilot site* is feasible, and would place New Caledonia at the forefront of the international scene. This site would have to be located on the east coast to achieve optimum sequestration conditions (storage in peridotite at a depth of 3 km). This would be the world's third *in situ* mineral sequestration demonstration site, and the first in peridotite. If this process proves reliable and effective, the expertise could be exported to several regions throughout the world, and to Oman in particular where the oil industry is establishing natural gas powered electricity generating plants.

The potential use of imported lignocellulosic biomass and products locally as a substitute for coal in nickel production

What options are there to reduce greenhouse gas emissions by replacing coal with other sources of energy, and lignocellulosic biomass in particular? The vast majority of any lignocellulosic biomass would undoubtedly have to be imported, with some small reliance on local production; this proportion could possibly increase if development of the land in New Caledonia permits.

The timber industry currently generates its electricity from timber plus there are also, in the United States in particular, numerous wood-fired electricity generation stations where output generally hits a ceiling of 49 MW. There are also some in Europe: for example, the electricity generating station in the city of Liège, which previously operated on pulverised coal, now uses wood pellets which are imported by ship. In Copenhagen, straw pellets are being used in place of coal, and the Netherlands is also conducting serious study into the possibility of importing wood to improve its greenhouse gas balance sheet. There are plans to install a large heat generating plant at the port of Rotterdam. In Poland, coal-fired electricity generating plants have invested to replace at least 20% of their coal with wood since CO_2 emissions exceeded €20 per tonne.

Nickel: a highly coal-intensive industry

The best method of producing nickel emits almost as many greenhouse gases per tonne as production of a tonne of aluminium which in turn emits ten times more greenhouse gases than average production of one tonne of steel. With two new units commissioned, emissions are set to rise further. It is thus important to find ways of reducing these emissions, in particular by adopting more efficient industrial processes. We could imagine for example,

when the time is right, replacing old factories with new, more efficient factories. However, the new investment that would be needed can be considered only when the old installations have become obsolete, or if the penalty per tonne of CO_2 emitted were to increase to a point where the planned replacement of old installations would become worthwhile.

Over the course of the next decade, it will be possible to reduce greenhouse gas emissions by changing the fuels used. At some later stage, possibly after 2020, it may also be possible to link biomass use to geological storage of CO_2. CO_2 emissions from coal would then drop to zero, and emissions from biomass would be negative. However, there would no doubt need to be insistence on achieving the initial stage independently of the feasibility of geological storage.

The appeal of lignocellulosic biomass in relation to coal in electricity generating plants and metal factories

Carbon dioxide emissions per tep of primary energy vary according to the fuel used: given the same heat output, coal emits 40% more CO_2 than oil, and 87% more than natural gas. All things being equal, heat generated from lignocellulosic waste, renewed lignocellulosic products (wood, plants, etc.), natural gas, or oil, is far better than heat generated from coal. Replacing coal with renewed lignocellulosic biomass throughout the industrial process would enable emissions to be cut by around 4.5 teqCO_2 per tep. The production of one tonne of nickel currently requires between 4.5 tep and 6 tep of coal.

Depending on the primary energy source used to produce electricity - lignite, coal, fuel oil, natural gas, biomass, uranium, wind or hydraulic power plants - emissions may vary from 400 g to 1 kg of CO_2 per kWhe (a full table of CO_2 emissions by primary energy source used is included on the CD ROM).

Biomass emissions per kWh of electricity produced reach only 4.4% of the emissions from coal (46 g of CO_2 as against 1 022 g of CO_2). Electricity generation, with gasification in a combined cycle based on coal or biomass is also better for the climate if renewed biomass is used because this latter is virtually neutral in climate terms, and purifying the flue gases from a coal-fired power station requires more energy than the flue gases emitted by bio-

mass. Using 5% or 15% biomass can reduce the greenhouse gas emissions from a coal-fired power station by 6.7% and 22.4 % per kWh of electricity generated respectively.

Co-combustion of coal with biomass is already happening in several locations: in the Netherlands, 250 MW coal-fired power stations use (to cover around a tenth of output) wood chips and pulverised chicken excrement; on the islands of La Réunion and Mauritius, coal is being used to supplement bagasse in the periods when bagasse is not available.

Finland's large municipal power plants, in the city of Jyvääksla for example, cogenerate heat and electricity using wood and peat.

Arcelor (now Arcelor Mittal) in 2000 launched a research programme (Ulcos, Ultra Low CO_2 steel) to replace mineral coal by wood coal in the manufacture of pig-iron, as in Brazil. However, increased carbonisation of wood is currently justifiable only in the production of high quality steel.

THE TECHNICAL FEASIBILITY OF USING BOTH COAL AND DRY LIGNOCELLULOSIC BIOMASS

Co-combustion of wood and coal in large heat generation plants in theory remains the most economic solution, but is not the most efficient solution in energy terms. If yields are to be optimised, it would be better in theory to burn solid fuels in different power plants and centralise heat production.

Where does this lignocellulosic biomass originate from?

It may come from renewable lignocellulosic biomass (such as landfill) or may not yet have been harvested. More could also be extracted from New Caledonia under certain circumstances (cf. "New energy production and storage technology"). It is estimated that eucalyptus tree production could provide 10 to 12 tonnes of dry matter per hectare[22], or around 4 tonnes of tep. If these trees were fertilised, it would no doubt be possible to produce, over one hectare, the energy needed to manufacture 1 tonne of nickel. For the

[22] In Brazil, average growth per ha and per annum can reach up to 40 t de MAS in the state of San Paulo. Average production of 20 t of dry matter is the current norm provided the fertilisation and rainfalls patterns are sufficient.

200 000 tonnes of nickel manufactured in 2007, around 200 000 ha of highly productive forest would therefore be needed (or 500 000 tonnes of dry matter, a little less than the requirements of a large pulp factory) to provide the energy needed to manufacture with very low emissions levels. In New Caledonia, however, even in the best case scenario, it would no doubt be possible to plant only a few hundred hectares of highly productive forest which could be worked mechanically. Making up the shortfall in need, which would rise when the two new units are commissioned, would therefore mean reliance on biomass imports while continuing to use coal.

Like pulp factories, these production units could import wood by ship – logs, untreated wooden sheets (unstripped wood shavings), or even wood pellets or briquettes. New Zealand, Canada and Brazil could certainly provide such products as required. In the tropics, there is a lack of awareness as to what to do with certain lignocellulosic biomass products. But here again, if the target is the global market, true feasibility depends on the cost of harvesting products and of transporting them to the factory or port (the economic cost and the energy cost of transport by ship are generally very low).

Partial substitution of coal by biomass could therefore very quickly be of interest in New Caledonia, even if some of the biomass has to be imported. A feasibility study would be able to estimate the cost per tonne of CO_2 prevented and the cost of wood above which such action would be beneficial. Consideration also needs to given now to the possibility of establishing storage areas, and biomass transfer and packaging systems in the factories that would use it. To remain economically competitive, biomass must be handled as little as possible and it must be capable of being harvested mechanically.

At a later stage, after 2020 undoubtedly, it should be possible to combine plant biomass energy production with geological storage. Here too, economic simulations could prove useful.

Prefeasibility and feasibility studies could be co-funded by manufacturers, Enercal and the government of New Caledonia.

Variations in coal stores in the vegetation of New Caledonia

The vegetation and afforestation of agricultural land currently not forested presents potential to increase carbon stores which, under certain conditions and within certain restrictions, could offset some of the emissions which result from the use of fossil fuels and deforestation.

Aspects associated with the use of land, changes to land and to forests are classed as a specific "sector of activity" under the climate change convention and the Kyoto protocol.

Forests and rural spaces: institutional and social aspects

The government's and the Provinces' respective competences with respect to forestation issues

New Caledonia has a large area of public forest which extends across the best part of 11 900 km^2 and which is made up of the "private domain" of the public communities. This domain of communities represented (in 2001) 64% of the overall surface area of New Caledonia, with the balance made up 19% in private ownership and 17% customary land (inalienable, non-transferable, incommutable and non-seizable). Management of the domain, which belongs to New Caledonia, is granted to the government (article 127 of the Organic Act) which stipulates that the domain must be managed "in compliance with existing regulations, and in particular provincial regulations in the domains for which the Provinces are responsible, and in the general interest".

When the system of Provinces was introduced (1989), the forest service serving Grande Terre was split out into a "forestry service" in North Province (integrated into the Department of Economic Development and the

Environment, DDEE), and a "forest and timber" division within the South Province plant production and forest division (integrated with the Department of Rural Development, DDR). The government did not maintain a forestry service in so much as virtually the entire area of public forest remained its property. The Provinces have been invested with regulatory competences, giving them the power to enact standards which apply across the entire Provincial territory. Their designated agents have the power to record offences committed on the private domain of New Caledonia. In practice, there are so few such agents that there is hardly any real surveillance.

Current reforestation activities are carried out by the Provinces, generally on New Caledonian land which then involves transfer of the ground concerned. More than 7 000 ha of formerly reforested plots of land are located in the domain of New Caledonia, most of them in the North Province, but with some also in the South Province.

Areas of natural forest are worked by private companies using a system of Temporary Logging Permits (PTE), issued by the competent provincial department. This involves 0.46% of the domain of New Caledonia. Smaller scale logging, carried out by individuals, requires a timber chopping permit issued by the provincial departments. That fact that few requests have been submitted indicates that, in practice, activities are not heavily regulated.

More than a quarter of the private domain of New Caledonia, or 86% of the surface area across ultrabasic land already suffers under the strain of mining concessions. This raises the question as to how decisions are taken, and in particular the respective roles of the public communities and those who work the land when it come to future choices regarding land clearance.

The use of rural spaces: the extensive livestock breeding which occupies the majority of the land in use is in decline

Topography and soil quality restrictions form a heavy burden on agriculture. The best land has been given over to the cultivation of trees and market gardening. In 2002, when the previous agricultural census took place, the usable agricultural area (UAA) accounted for 13.5% of the country's entire surface area, while the maintained agricultural area (MAA) represented 57% of the UAA, which leaves a difference of almost 110 000 ha of

land that is not utilised or is poorly maintained, mostly made up of unproductive pasture land. Livestock breeding, which is more extensive (0.4 LU/ha on average), occupies 90% of the UAA, although this sector is in decline. This could lead to an increase in meat imports, shifting the associated methane emissions to another country. It should be noted that the UAA changed from 12% in 1991 to 13.5% in 2002 of the country's total surface area (or 20 000 ha according to the agricultural census); the MAA maintained fell by more than 15%.

The price of private land seems to be getting more exorbitant (1 to 3 million PF/ha) when starting new agricultural activities, even far from Greater Nouméa, and neither is there any mechanism to main agricultural land prices, with land often sold as part of a succession plan and given the absence of an agricultural pension plan. The land reorganisation body, the Group Operations for Land Management (Ogaf) continues, to be managed by state departments (the State Department for Agriculture, Forestry and the Environment, Dafe); in New Caledonia, these are small-scale operations which have never involved planting a final forest or biomass production. In 2002, the total workable surface area, not including the UAA, was more than 17 000 ha of non-productive fallow and almost 18 000 ha of "natural forest"; there was just 632 ha of land that had been reforested, most of it no doubt completed prior to 1990. So areas of savanna or degraded forest could no doubt in theory be forested. This could result in increased carbon stores in forests and in agricultural land. The issue of land use thus merits clarification by the local research and technical support institutes, such as the IAC. Should land be forested or should local agricultural production be increased? The response to this complex question will require a long-term study, new knowledge to be acquired and previous knowledge such as in the areas of agronomy and forestry to be resurrected. It would be dangerous to claim to be able to respond solely on the basis of existing information within this evaluation.

Forest areas and resources

The definition used for implementation of the Kyoto protocol includes three simultaneous criteria: the minimum surface area of the formation classified (between 0.05 and 1 ha), the minimum coverage of adult lignous vegetation (between 10% or 30% of the surface area) and the minimal

potential height of the plants at maturity (between 2 m to 5 m). This last reference ensures that all young lignous plants subsequently encouraged to grow can be classified as forest.

In New Caledonia, unfortunately, the Territory's only comprehensive aerial cover dates back to 1954! Taking this as the basis, the general forest inventory activities carried out in 1975 produced a map of plant formations on Grande Terre and some of the islands which distinguishes between the following formations: dense evergreen forest (23%), " Niaoulis[23]" formations (14%), other forest formations (1%), scrubland (25%), thicket (8%), savanna (22%). These percentages relate to Grande Terre (they change only marginally if the islands are also taken into account) and exclude agricultural and inhabited areas. At the time, agricultural areas and inhabited areas accounted for 5% and 2% of the surface area respectively. Note that in 2002, a maintained agricultural area (MAA) of around 7.5% was achieved which can probably be compared with the 5% referred to at the time.

The Atlas of New Caledonia (éditions IRD, 1981) includes a map – currently being updated – of the main types of vegetation. The DTSI (a territory department) whose mission is to centralise and integrate all map information, has just completed a map due for publication which shows land coverage and the main types of vegetation. It distinguishes between the following types of vegetation (the percentages are as a percentage of the entire territory): dense forest on sedimentary volcanic ground or on ultrabasic ground (22% and 9%, respectively), dense para-forest scrubland (8%), thick vegetation on ultrabasic ground (4%), lingo-herbaceous scrubland (9%), bush vegetation on sedimentary volcanic ground (14%), savanna (22%).

The different methodology and system of naming used make comparison with the mapping completed in 1975 impossible. Indeed, the continuums between dense forest and degraded forest, between open forest and savanna, and between scrubland and different heights of thicket make any attempt to find some coherence intrinsically difficult, and would require a unique, robust and repeatable method of mapping to be developed and implemented in order to monitor vegetation, forested areas and the biomass multiple times.

[23] Melaleuca quiquenerva (myrtle).

The vegetation of New Caledonia

The principal features of the physical environment

Grande Terre is divided along its entire length by a central chain of mountains (average altitude 1 100 m) which end in the north with Mont Panié at 1 628 m and in the south with Mont Humboldt. Secondary mountain chains spread out along perpendicular axes running more or less east to west. The western slopes stretch out into wide coastal plains while the eastern slopes are sheer, and cut into by deep valleys. The south of New Caledonia is a vast plateau of ultrabasic rocks (average altitude 250 m). We must emphasise that in the majority of New Caledonia's national forest areas, steep slopes are a powerful constraint to gathering timber, and more so to harvesting biomass where the value per unit of weight is even lower than that of timber. A distinction should thus be made between land where there is some hope of harvesting biomass, and land where it will be possible only to increase carbon stores provided these can then be protected, particularly against fire.

The factors which determine variations in natural vegetation

Three factors explain the main natural variations in the vegetation of New Caledonia, and of Grande Terre in particular: the divergence between the west coast (arid) and the east coast (humid), the variations in altitude and differences in geological substrate. Variations in precipitations arise both from the contrast between the east and west and the gradient of the altitude. In more elevated areas, some of the precipitation manifests itself as mist.

The impact of the geology is apparent in the major contrast between ultabasic rocks (also known as ultramafic or "peridotite") and acidic rocks of a sedimentary volcanic nature. The ultrabasic rocks occupy the southern part of Grande Terre, forming the "grand massif du sud" which culminates with Mont Humboldt. These rocks are found in specific masses in the central region and along the western coast of Grande Terre. The soils derived from these rocks – ferralitic ferritic – are exceptionally low in nutriments (Ca, P) and, conversely, exceptionally rich in certain metals (chrome, manganese, nickel). This is where the soils derive their unusual name of "mine land" from. The Loyalty Islands, which are relatively flat, have a characteristic substrate (coral limestone, madreporic plateau) and a karst relief.

These natural factors which affect the variety of vegetation have been interacting for at least 4 000 years coupled with the impact – direct or indirect – of human activities which changed and increased when the Europeans arrived. Among the indirect anthropic effect, we can count the introduction of several plant and animal species. Of these, there is a surplus population of rusa deer which means they form a systemic constraint on vegetation. In the same train of thought, we should also mention feral livestock, and the high number of pigs.

Fires, most of which are anthropic in origin, are no doubt the source of human impact and their effects are among the most widespread in the area.

Biodiversity exceptional in its originality

New Caledonia is known throughout the word as one of the "hot spots" of biodiversity, a title which expresses both the richness and originality (endemism) of the biological forms, but also the pressures and risks that weight upon the ecosystems concerned. The vulnerability of the species is increased in an island environment, and the planet's small islands are thought to shelter around a sixth of the world's threatened plant species. This exceptional biodiversity, a heritage from the island's geological history, requires that special attention be paid to how these forest vegetation assets are managed. This concern has resulted in concrete terms in reserves being established, particularly during the course of the past two decades. However, this also requires "good practice" to be applied to the management of the entire region, without which these reserves could prove ineffective. It should be emphasised at this point that variations in carbon stores in the "nature reserves" do not have to be recorded under the Kyoto protocol.

Among the hereditary duties associated with New Caledonia's diversity come vigilance with regard to the risk of a proliferation of species introduces into natural or semi-natural environments as defined by the concept of "biological invasion". This duty may sometimes come into conflict with forestation aims designed to facilitate the economically viable production of biomass or to increase carbon stores. In fact, some species whose capacity to increase their numbers very rapidly is recognised in the islands of Asia and in the Pacific have been classified there as alien species that are outside their region of origin according to the International Union for Conservation of

Nature (IUCN) database. These species include *Paraserienthes falcataria*[24] and *Pinus Caribaea*, although this latter has been important in the afforestation of woodland in New Caledonia.

The principal types of vegetation

Dense, humid, evergreen forests

The slopes of the central mountain chain are still covered with large swathes of dense, humid, evergreen forest found primarily on acidic rock (volcanic sedimentary) which accounts for around 300 000 ha, and on ultrabasic rocks which makes up 100 000 ha. Despite the variations due to altitude, this forest does have certain constants such as its closed canopy at an average height of 20 m made up primarily of evergreen leaf species which give rise to a more limited number of species (araucarias, kaoris, Houp). Another constant is the abundance of palms, pandanus and ferns. The specific richness and level of endemism are high in all areas, but particularly marked on the ultrabasic substrate and at altitude.

At an average altitude (300 to 1 000 metres), forests are found predominantly on the western slopes of the central mountain chain where they are better protected against wind and cyclones; most of them are located in the North Province. Above 1 000 m, the forest is characterised by the omnipresence of moss and lichens, a lower canopy (rarely exceeding a height of 10 m), a more marked presence of ferns and epiphytes, and by the existence of soils (mor or ranker) with a thick superficial organic horizon often greater than 20 cm. Forests at low altitude are a rarity today, and are restricted to the Blue River reserve where they are found on an ultrabasic substrate, to a few very dispersed forests in the valleys of the central mountain chain; all that remains of the "gum oak" forests, which once extended to the east coast at low altitude are a few limited trees.

Precipitation ranges from 1 500 to 3 500 mm per annum at an average altitude, rising to 4 000 mm above 1 000 m, with some records (8-10 m) on the eastern slopes close to the ridges. These mountain forests thus play an important role in hydrology management in that they reduce the risks of erosion, in particular through their high soil absorption capacity; they increase the available water resource by trapping the humidity from mist.

[24] Synonyms: Albizzia falcataria, Falcataria moluccanna.

On ultramafic rocks, the dense, evergreen forest is characterised by specialist species, but the effect of the substrate is not necessarily seen in the physionomy of the vegetation in the absence of human disruption: the canopy is at a modest height, though reasonably dense. A large proportion of these forests has suffered as a result of mining coupled with fires, particularly around the summits along the west coast.

Low formations on ultrabasic rocks ("maquis miniers")

This is a low formation in its natural state with no degradation, and with specific orophilic features close to the summits. This 'maquis' scrubland is made up of a herbaceous stratum of Cyperales and a stratum of trees or shrubs sometimes exceeding 5 m in height plus a few araucarias and kaoris. Depending on the relative importance of each component, a distinction can be made between herbaceous, bush, or tree features. According to the 1975 survey, these formations occupy 450 000 ha.

The sclerophyllous forests

This vegetation, also known as "arid forest", probably once stretched across the entire west coast of Grande Terre at low and medium altitude (below 300 m) in areas with rainfall of less than 1 m/annum. These forests are made up of evergreen trees and bushes which have small leaves with cuticles (sclerophyllous) that have adapted to the dryness. The trees are small (15 m high and 40 cm in diameter at the biggest) and the forest floor may be made up of dense or less dense thicket with few herbaceous features. The richness of taxonomy does not match that of the dense, humid forest, but the arid forest's flora is deeply unique, with several endemic species (10.4% of the country's endemic species). In common with almost everywhere in the tropical world, the most arid vegetation formations have suffered most from human activities, fire and the pressure of cervidaes. It is estimated that natural arid forests, which could today occupy and area of 4 000 ha, take up only 1 to 2% of their original natural area. They fall within a specific protection programme.

Savanna and forms of degradation

Savanna is found essentially along the eastern coast of Grande Terre in the driest climatic conditions; the savanna could undoubtedly be interpreted as a form of degradation of the sclerophyllous forest given the effects of logging, fires and grazing livestock and deer. Niaouli is, generally speaking,

the main wooded area, although its local abundance is often described as being associated with the swampy part of the savanna. Another little documented aspect, although one that is important in understanding the system of fires, relates to the nature and composition of the herbaceous stratum. The 1975 survey recorded 230 000 ha of savanna-type formations "in Niaouli", 370 000 ha of "savanna" and 220 000 ha of "thicket" (of which 36% on the islands).

Containing fires

While deliberate burning is an ancient and modern practice throughout human society, it becomes particularly relevant in a tropical context where the climate has highly contrasting dry and rainy seasons. The very high quantities of biomass, in particular herbaceous, produced in the rainy season are far greater than those found in Mediterranean or temperate regions. Once it becomes dried out with the end of the rains, or if the rains become less frequent, herbaceous biomass or sub-lignous forms an ideal fuel. The reasons for starting fires are often the desire to "rid" the ground of biomass deemed to be a nuisance (obstacle, contains insects or snakes, biomass is dangerous if a fire is started accidentally). Cultivation and hunting are also often cited as justification. In any case, the areas actually burned sometimes largely exceed the initial intention when the fire was started. The ability to start fire is also open to malevolence such as in the case of disputes regarding land or other various conflicts. Proportional land ownership or rights of use, either implicit or contested, thus need to be defined. Such motivations and behaviour are not specific to New Caledonia.

Areas burned were as much as 50 000 ha in some years, with an annual average of 20 000 ha, although there is no real annual balance of opinion. Attempts at mapping using Modis satellite images which show active fires rather than areas already burned, do not agree with the estimates issued by the civil protection agency. All estimates of surface area need to be relative to the plant formations affected because the consequences of a fire can be very different in ecological terms as well as in terms of the carbon released. A fire prevention research programme, in which forest managers and the WWF are participating, is underway starting with an analysis of why fires are started.

An initial attempt to estimate carbon stores in the vegetation of New Caledonia (according to Durrieu de Madron, 2009)

The huge lack of specific information in New Caledonia has forced the author to make several approximations or extrapolations from data derived from the global literature. The results obtained should therefore be approached with caution and used only to provide some order of scale. Note that the values estimated for the dense forests are relatively high given that their canopies are relatively low (rarely above 25 m) which is a feature of the forests of New Caledonia. We could delve deeper into this question, but that would require a more specific study as well as data not currently available. In any case, stores of dry matter are certainly between 180 to 190 t/ha (for above ground biomass as an upper fork, corresponding to forests in a good state, usually not worked)[25]. These values do not take into account the areas used worked since the reference survey, which looked primarily forests with a relatively high areas of biomass.

Of the forested areas described in the table, the dense forests and savanna of Niaoulis represent by far the largest areas at 59% and 36% respectively in the 1975 mapping activity. There is still huge uncertainty regarding the areas of savanna given their blurred definition and great variations in the density of their stratum of trees.

The signatories to the climate change Convention undertake to record emissions by source, i.e. whether they come from forests, and absorption by sink in order to contribute to the census of greenhouse gas emissions by country. This assumes the ability to be able to measure variations in stocks in an acceptable manner. This initial information is thus completely insufficient to determine such variations in New Caledonia's forests with any precision. It is currently not even possible to provide a precise estimate of total current stores of carbon in New Caledonia's forest ecosystems.

[25] In France, forest biomass achieves an average of around 69 t of carbon, or, approximately, 120 t of dry matter. Reductions in stores of carbon in forests converted to cultures approach 85 t/ha, or around 312 t of CO_2/ha.

Table 6 – Order of scale - obtained by extrapolation and not through direct measurement - of the biomass and carbon stores in the main wooded formations of New Caledonia

	Volume of trunks surveyed in m^3/ha	Above Ground Biomass (AGB) in t/ha	Total biomass in t/ha	Quantity of carbon in tC/ha (with the quantity of carbon measured in the ground in brackets)
Dense, evergreen forest	100	190	230	210 (100)
Dense, evergreen forest on limestone (islands)	90	180	220	160 (60)
Niaoulis savanna	40*	140	160	140 (60)
Sclerophyllous forest	40	90	110	130 (60)
Coverage of *Araucaria columnaris***	200	120	140	120 (60)
Pine plantations	170	100	120	120 (60)
Plantations (araucarias, kaoris)***	40	20	25	50 (40)
Coconut groves****	360	-	285	200
Mangroves	-	150	190	170 (80)

* But large variation in density of trees, thus biomass ;
** on the islands;
*** less than 20 years in most cases;
**** extrapolated directly from Wallis' estimate.

What capacity is there to increase carbon stores and what are the risks of decreasing average stores in various plant formations?

Reforestation and new vegetation promotes an increase in stores

Reforestation of forests

New Caledonia's reforestation studies and programmes date back to the 1970 when tests were conducted with exotic species (eucalyptus, tropical pines), as well as indigenous species (kaoris, araucarias, gum oak); it proved possible to plant these native species on the ultrabasic substrate. Of the species introduced, *Pinus caribaea* (var. *Hondurensis*) and, to a lesser degree, *Pinus elliottii* have proven to be the most suitable, and have been the most used. Most of this "historical" reforestation (1970-1980) with pines took place in the North Province. Of the 4 600 ha completed, only 2 800 ha, primarily in the Tango sector, was in an acceptable state or sufficiently accessible to enable timber to be gathered. The conditions for gathering timber often proved to be more difficult that he planters estimated!

Since provincialisation, the provincial departments have been responsible for monitoring plantations located mainly in New Caledonia's land area as well as for new afforestation projects. Within the two Provinces, the key objective is to put forward rural activities and, if possible, provide products for use within the domestic market. New Caledonia is largely deficient in forestry products, in particular timber and logs. It is estimated that the percentage of needs met has dropped recently from 30% to 20%, principally due to the increase in demand. Imports come mainly from New Zealand (*Pinus raddiata* in particular).

■ *In South Province*, the DDR has adopted an ambitious policy, and estimates that 1 300 ha of forest land was reforested between 1989-1990. It would appear that the main thing with this reforestation is that it was carried out on public, non-agricultural land and is thus not included under article 3.3 of the protocol. Reforestation in the south of the Province using *Pinus Caribaea* var. *Hondurensis* has now ceased given the species' tendency to spread in the maquis minier and increase the risk of fire there. Elsewhere, the DDR has led vegetation extraction programmes around certain of its plantations, in "areas of ecological interest". At the same time, the DDR is

ensuring that reforestation of "naturalised" *Pinus* on the Isle of Pines is managed. A total of 1 700 ha (of which 10-20 % araucariacae, relatively young) has been planted in South Province. The rotation period for pine is around 30 years, about a century for kaoris and 60 years for araucarias.

Current and future reforestation is focused more on local species (kaoris, araucarias), despite lingering technical uncertainties. The system of supplying seeds to private nurseries, fully guaranteed by the IAC until now, was deemed unsatisfactory with the recruitment of an Inra (French National Institute for Agricultural Research) engineer seconded by the IAC to support the private nurseries. Some effect is expected from the new provisions of the investment code which expects to see up to 80% aid or private reforestation.

■ *In North Province,* reforestation is of the order of 15 ha par annum, although it may have achieved 30 ha per annum a few years ago. The total planted in forest areas since 1990 is of the order of 300 to 600 ha. In absolute terms, there seems to be no limit currently to suitable areas, certainly less so than in the South Province. However, setting up projects on customary land (and elsewhere) is a slow process which involves negotiation. Reforestation is concerned with five to six species which are subject to economic evaluation (timber in particular), including araucaria, faux-tamanou and gaiac. After a few years, areas that are sufficiently maintained and protected to provide viable vegetation – i.e. where the standing biomass substantially exceeds spontaneously degraded vegetation – again appear to account for less than half the afforested area (150 to 300 ha).

Privately-owned land in New Caledonia with naturally favourable properties in terms of usage would seem to amount to less than 1 000 ha in the South Province. In the North Province, there could be more extensive areas suitable for reforestation, although Hygen *et al.* (2006) *suggest* even these do not exceed a few thousand hectares. (2006).

The potential for reforestation of private land is today once more encouraged. However, as past experience has shown, the success of any planting depends on where fire breaks out, deer grazing, land issues, and, of course, when it comes down to promoting specific species to plant, the economic return.

The true prospects for economically and socially acceptable forestation and reforestation thus seem restricted in the light of the information available at the time of this evaluation. From a technical point of view, it is difficult to

envisage large-scale reforestation programmes other than with the benefit of new insights into potential forest production on the basis of long-term experiments in various situations which are representative of the conditions in New Caledonia, the option of automating harvesting or forestation etc.), and, finally, on the basis of the rural socio-economic situation in New Caledonia. These activities will need to be carried out locally by a team with a given track record in such areas. The technical knowledge validated locally indeed seemed to be lacking during this evaluation, despite earlier work undertaken, and renewed interest in the Provinces' services. This fits with the questions formulated earlier regarding the allocation of land between agricultural production (livestock in particular) and forestry.

Revegetation of mining sites

Prior to recent adoption of the mining code, which uses fiscal incentives, revegetation of the mining sites relied on the good will of industrialists. A specific study conducted by the DTSI estimates that a total of 20 000 ha of the land area was damaged by mining activities – there is reference to "orphan" sites where the current user does not (any longer?) have any responsibility for the damaged land. Currently, land rehabilitation efforts scarcely exceed 100 ha per annum across the whole of New Caledonia. This could soon reach 200 ha (it could take a century to revegetate these sites!). In any case, the small increase in non-alien species seriously restricts the increase in carbon stores than can be expected on this land. In addition, recourse to enrichment would risk encouraging alien species. In the best case scenario, it would be possible only to slowly restore carbon stores to where they were prior to mining activity. Even if this is successful – of which there is no guarantee and the land will remain fragile for a long time – reconstituting the biomass will be a slow process.

The causes of declining stores

Land clearing and urbanisation

We have seen agricultural land use increase by 20 000 ha between 1991 and 2002, which is no doubt greater than the increase in dwelling and infra-structures for which we have no total figure. In both cases, land clearance was probably to the detriment of the savanna, or degraded rather than dense forests, although this cannot be confirmed.

Forest use

In the natural forest, use has always been selective, with four species representing 80% of output (tamanou, houp, kaoris, "beech"). It is estimated that, since the Second World War, forest has covered 40 000 to 50 000 ha giving selective sampling of 15 to 20 m^3/ha of timber (volume of trunks). The decrease in biomass stores per hectare of natural forest in recent decades could be of the order of 50 t of dry mater (25 t of carbon). However there are no real measures available.

In the 1980s, 700 to 900 ha were used annually, giving a total output of around 14 000 m^3 of timber. It could be concluded that, since assessment which enabled the value of standing biomass to be evaluated (cf. table 5), some 20 000 ha of forest have been worked and that, across this area, the reference values mentioned in relation to dense forest have decreased substantially by around 25%. However, these are approximations only.

The system of Temporary Logging Permits (PTEs) has been unable to guarantee the sustainability of logging, and concerns have been expressed in regard to the resilience of the ecosystems in the Caledonian mountains. In fact, none of the sites worked over the past 30-40 years has been logged again. The post-logging assessment conducted by the Aoupinié pilot site (North Province) reached some rather pessimistic conclusions, despite the level of preparation and monitoring being higher than current practice. This study, conducted in 1996, confirms that at the average rate of logging for New Caledonia, there would be a decline in the health of the trees reserved, these trees would fail to increase significantly in volume after logging, there would be an invasion of heliophilous species (23% of the land area) which would block the regeneration of desirable species, and net signs of erosion on the paths (6% of the land area). This awareness, added to the socio-economic context (despite the fact that the work was subsidised) leads to an apparently inexorable decline in activity**.** In the South Province, moreover, logging of the natural forest will cease in 2012.

The effect on variations in carbon stores of harvesting from the natural forest is thus becoming negligible. Reconstituting the biomass in zones worked previously could result in an increase in their stores.

Fires

Changes to the El Niñño system in the Pacific region could also increase the frequency of dry periods and years, which could increase the risk of fire.

Ongoing research (The National Research Agency (ANR) INC project) should deliver better understanding of the causes and risks of fire.

The expansion of mining areas

In the ultrabasic geological zone, which is prized for its nickel, much of the surviving forest land has suffered under the strain of mining concessions (around 30% of the forest area in New Caledonia). Without more precise information about the pattern of land clearance under these concessions, we can assume that the 20 000 ha degraded by mining were degraded over the past 50 years, creating an annual pattern of around 400 ha.

Consequences of the commitments required of annex I countries under the climate change convention and the Kyoto protocol

We assume, given its revenue per habitant, that New Caledonia is deemed to be an "industrialised" annex 1 country. The reasoning that follows assumes that New Caledonia will adjust to comply with the requirements of the Convention, and in particular of the Kyoto protocol.

Article 4.1a of the Convention regarding inventories of greenhouse gas emissions states that all emissions must be registered by source and all removals by sinks. In the context of France, these variations in carbon stores in the forests of New Caledonian would be low. This is, however, not a "key" source where better understanding is a priority when we consider these emissions across the whole of "France plus the overseas territories (DOM), plus Territorial Overseas Communities (COM) and plus New Caledonia". These should, however, be recorded more precisely if emissions from New Caledonia are to be considered separately.

Under the Kyoto protocol

A distinction needs to be made here between variations in stores under article 3.3 (which become compulsory from the initial period of engagement), and variations under 3.4. Under article 3.4, France retained only the forest section, but application was optional and with variable geometry. Accounting is also specific.

Record of variations in stores in relation to article 3.3 of the protocol

Article 3.3:

"Net variations in greenhouse gas emissions by sources and absorption by sinks resulting from human activity associated with a change in land use and forestry and restricted to afforestation, reforestation and deforestation since 1990, which correspond with verifiable changes in carbon stores during each period of engagement are used by the annex I parties (by industrialised countries) to meet their commitments (the limitation and reduction of greenhouse gas emissions) stipulated under this article. Greenhouse gas emissions by sources and 'absorption by sinks associated with these activities must be notified in a transparent and verifiable way and examined in accordance with articles 7 and 8."

All annex I countries which have made commitments under the Kyoto protocol are obliged to submit such a carbon balance sheet for the period between 2008-2012. Increases in forestation on non-forest land since 1990 which are of direct human origin may be counted.

■ *At the opening of the balance sheet*, as defined by article 3.3, the decrease in carbon stores between 2008 and 2012 as the result of urban expansion of the creation of infrastructures, land clearance for agricultural reasons and any expansion of mining areas must be noted.

■ *The credits side of the balance sheet* must show increases in carbon stores, but only between 2008 and 2012¸ increases in forestation on agricultural land since 1990, and in afforestation of mining land which was no longer deemed to be forest in 1990 (i.e. land that was cleared and not reforested prior to 1990). It should be noted that most reforestation completed since 1990 was undoubtedly on public, non-agricultural land, even if the vegetation was, probably, degraded. Such forestation or reforestation cannot thus be considered under article 3.3.

The reference date for the official allocation of land is 1990 which poses a fundamental problem in New Caledonia given the lack of reference information regarding land allocation at that time. Detailed examination of the results of the agricultural census could be useful. It would also need to be demonstrated that whatever has become covered with vegetation is not the result of the land being abandoned, but of true forestation.

Revegetation of mining land between 1990 and 2008 undoubtedly didn't always succeed in vegetation that could be classified as forest. However this is of little importance if, over time, such vegetation meets the criteria of the FAO definition of forest. If, however, this increase in stock between 2008 and 2012 is too low to merit precise measurement, it can simply be ignored.

In the case of New Caledonia, a negative balance sheet is probably to be expected (net decrease in stores accounted under article 3.3), principally due to the effects of agricultural, mining and urban land clearance. Carbon stores on land areas to be cleared between 2008 and 2012 (or during the subsequent commitment periods after 2012) will therefore need to be measured.

Record of variations in stores in relation to article 3.4 of the protocol

Article 3.4:

"Prior to the first session of the conference of the parties (……)each party included in annex I shall provide, for consideration by the Subsidiary Body for Scientific and Technical Advice, data to establish its level of carbon stocks in 1990 and to enable an estimate to be made of its changes in carbon stocks in subsequent years. At its first session, or as soon as practicable thereafter, the Conference of the Parties (……) decide upon modalities, rules and guidelines as to how, and which, additional human-induced activities related to changes in greenhouse gas emissions by sources and removals by sinks in the agricultural soils and the land-use change and forestry categories shall be added to, or subtracted from, the assigned amounts for Parties included in Annex I, taking into account uncertainties, transparency in reporting, verifiability, the methodological work of the Intergovernmental Panel on Climate Change, the advice provided by the Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice in accordance with Article 5 and the decisions of the Conference of the Parties. Such a decision shall apply in the second and subsequent commitment periods. A Party may choose to apply such a decision on these additional human-induced activities for its first commitment period, provided that these activities have taken place since 1990."

This article defines the *optional* provisions through to the end of the first period of commitment, i.e. through to the end of 2012, after which they become restrictive. Compared with the previous article, these provisions offer annex I countries, from 2008, the possibility of benefiting from additional carbon credits (note that this is with certain restrictions only and with

specific accounting; for clarification, please read "Emissions and the reduction of greenhouse gas emissions in New Caledonia" and "New Caledonia's international integration" on the CD ROM). The balance sheet needs to be beneficial to the country, which is not always the case. This is why Canada has not continued to manage its forests under article 3.4, because the average carbon stores in its forests risk falling between 2008 and 2012.

Only a small proportion of this increase in forest (amounting to around 15%) can be accounted under this initial period of commitment. We still do not know how this proportion will change after 2012. This option allows possible compensation for a negative carbon balance under the accounting system in article 3.3.

It is highly possible, although not certain, that the growth of existing forests in New Caledonia over the period concerned will be positive given the output from earlier planting (before 1990) and, most importantly, the gradual slowing down of forest use. It may be assumed that the 50 000 to 60 000 ha worked over the past 50-60 years (almost 20% of the dense forest land area) is part of a strategy of reconstitution and slow recapitalisation of the biomass. This increase could also be cancelled out by the degradation of the dense forest through processes which are not part of formal forest use. Given the lack of precise information, this provides food for thought only.

To go further, it would be necessary to determine the changes in stocks in existing forests (outside 3.3) using an inventory procedure which complies with the requirements of the climate change convention and the Kyoto protocol.

Article 3.4 is also concerned with the reduction of greenhouse gas emissions resulting in particular from the management and growth of forests not considered under article 3.3, cultivation and revegetation. These are not discussed here, but rather under "New Caledonia's international integration" on the CD ROM.

The influence of the perimeter considered on defining the measures required between now and 2012

Taken against France as a whole, the changes in stocks in New Caledonia are relatively minor. Conversely, when considered in isolation from France as a whole, the consequences under Kyoto look rather different. The measures applied thus need to be more precise, particularly to avoid debits under

article 3.3 with effect from 2008 and, undoubtedly, from 2012 under article 3.4 if its adoption becomes compulsory as negotiations so far would suggest.

The situation in New Caledonia is, at first sight, apparently paradoxical: its obligations are those of an annex I country whereas its system of information regarding land occupancy and, more precisely, forest resources, is not very well developed. This can be largely explained by the absence of true interest from industry in the forest. This does not prevent forests on the mainland which are scarcely profitable (in the Mediterranean or in the mountains) from being recorded by the IFN in the same way as afforestations which are clearly more productive. However the additional costs this entails cannot be ignored.

Perspectives post 2012 under the Kyoto protocol

This requires a recording strategy that is consistent with the principles defined by the IPCC in 2006. However, the information required depends on the perimeters under consideration. Given New Caledonia's limited experience in reporting activities, the general thinking of the GOFC-GOLD (2008) work, while not a "turnkey" solution, could provide a source of inspiration. The expertise of the National Forest Inventory (IFN) could certainly be sollicited on a regular basis during the period in which protocols for measuring and monitoring are being established and launched. In order to meet the forest and carbon stores inventory and monitoring requirements efficiently, an approach at two levels is preferable; this would automatically bring together observation by teledetection with measures on the ground to verify the teledetection approach (ground truth) along with additional measures. It should, however, be highlighted that teledetection approaches are not sufficient under article 3.3: it is also necessary to be able to determine in which areas stores are located, such as whether afforestations are on agricultural land or not.

Inventories to determine variations in stocks

The importance of mapping on monitoring

It is important to define a naming system for the different types of vegetation which can be applied consistently in map form in space and time,

and which suits any methods of the observation which could be used recurrently. The initial period of commitment under the protocol will require information to be available for a five-year period, between 2008 and 2012 for example, either directly or by interpolation between the records created prior to 2008 and in 2012.

This naming system needs to incorporate the fundamental dichotomy between "forest" and "non-forest" according to the definition which will be officially adopted by New Caledonia, and allow for reasonable subdivisions within these two classifications to qualify changes in land allocation and quantify their consequences in terms of carbon capture and storage.

The subdivisions under the "forest" classification will need to include strata of sampling relevant to the measuring activities on the ground which are intended to estimate the level of biomass and of carbon. Finally, there will be a need to evaluate "degradation" in the sense of carbon stores declining on land still classified as "forest" by means of changes in the land area between the mapping sub-classifications under "forestry" before the information about any degradation is refined with information from the ground.

The role of spatial, aerial or satellite observation: interest in and the limitations of different techniques and various sources of information

Given the objectives, there is a fundamental dichotomy between spatial information that is medium resolution, high resolution (pixels of the order of 10-20 m or more) and very high resolution (pixels less than 4-5 m in size). These values also apply to multi-spectral optical images, i.e. those that provide information in several channels of the visible spectrum and in one to two channels of the infra-red spectrum.

Modern aerial photography, for example, as supplied by IGN from the 1970s onwards, has fine enough pixels to deliver very high resolution post-scanning, whether final interpretation is visual or semi-automatic. Information from near infra-red technology, which is important in defining the characteristics of different types of vegetation, is, however, not always there: the photographs provided by IGN to the National Research Institute (IFN) include this information, whereas the IGN coverage of the coast of Guyana does provide access. In panchromatic mode, very high resolution

(VHR) satellite images today permit a quality of visual interpretation approaching that achieved with aerial photography.

According to GOFC-GOLD, costs of 0.1 to 0.5 $/km^2 and of 2 to 40 $/km^2 have been put forward for HR and VHR coverage respectively (or aerial photographs). There is thus a noticeable difference in cost. However, it would seem that HR information can not meet the needs and conditions of New Caledonia considered in isolation within a restricted area (18 000 km^2), and of its very varied vegetation which is down to natural and human reasons. It should be noted, however, that the coast of Guyana, which has a land area similar to that of New Caledonia, is covered fairly regularly by aerial photography (IGN). It is not unfeasible for the Overseas Departments (DOM) and Territorial Overseas Communities (COM) to obtain VHR data as part of ten-year map update strategy.

Looking ahead, there are some methods of directly estimating biomass on the basis of radar teledetection data, in particular using the Japanese Alos satellite radar from the Japanese space agency and the Alos Kyoto & Carbon initiative. With the range of values for above ground biomass (AGB) observed not substantially exceeding 200 t/ha, there is a belief that problems of saturation with this type of signal could perhaps cripple its application in New Caledonia. However, a prefeasibility study would be needed and this would then require some work to calibrate the results with the biomass measured on the ground.

Recurrent measures on the ground and monitoring the growth of trees

If well managed, spatial observation can facilitate changes in land allocation to be monitored, and diachronic mapping of sub-classes within the "forest" classification. It cannot, in itself, enable carbon stores in these different classes (flux) to be measured, nor provide precise values of their average above ground biomass (stocks). For this, ground inventories need to be prepared according to a systematic sampling plan for the area which is repeated over time (inventory cycle).

The sampling points enable interpretations derived from teledetection documents to be verified on the ground and, most importantly, provide an inventory of the trees present in a reference area (small area), a botanical identification and measure of them using a simple variable such as trunk

diameter. This is a traditional approach to forest inventories which could take inspiration, with some adjustment to new aims, from the protocols used in the past in New Caledonia (1975 inventory, local inventories between 1980-1990). Visits to the sampling sites on the ground can also provide the opportunity to gather additional information about the vegetation and the environment.

More stringent measures will need to be considered over a sub-group of locations on the ground in order to establish a system of allometric relations which will ultimately enable the total above ground biomass of a tree to be estimated based on the measurement of its diameter. Such relations do not currently exist for New Caledonia, but can be developed either directly or indirectly. Since these measures are destructive, requiring trees to be felled and cut up, it may make sense to benefit from the opportunity provided by the few logging companies still operating, even if this would probably mean rebalancing the sample strategy to provide better coverage of the variety of forests in New Caledonia. In the absence of a simple and operational measuring technique *a posteriori* the growth of tropical trees, characterising their growth requires that reference areas ("permanent growth sites") be monitored in an ongoing basis. These must be located such that they cover the main forest formation classifications, including plantings.

All this work, which is needed to monitor changes in carbon stores in the forest vegetation, can be managed only if a "forest resources" inventory cell is established, which does not currently exist. This cell could be made up of three to four permanent members to carry out the field work, and one or two members working closely with the DTSI for the mapping-related activities. In addition to complying with the commitments made under the climate change convention, the results obtained on a regular basis by an inventory cell could help with the management of forest resources led by the Provinces' technical departments. As is the case on the mainland, they could also make a useful contribution to characterising habitats and conserving the biotopes.

Carbon stores in construction timber

The increase in carbon stores in constructions is not, currently, included. However, changes in stores may be recorded under the Convention. It is, however, difficult to determine these stores with sufficient precision.

Conclusions – Recommendations

The quantities of carbon at play in the land and forest areas can not compensate for what will be emitted by the metal industry

While it is difficult, without precise data, for New Caledonia, to indicate the carbon balance as defined by the Kyoto protocol, it would nevertheless seem sensible to set out the challenges in relation to other sources of greenhouse gas emissions in the Territory.

Let's assume that the balance of emissions under article 3.3 is equal to zero for the period of commitment under consideration, between 2008 and 2012 for example, or between 2012 and 2020. This leads back to the thinking that declining carbon stores due to forest clearance would be compensated by increases in carbon stores in agricultural forests established since 1990. This assumption is no doubt too optimistic given the low level of afforestation on agricultural land, but we will persist with it for the moment.

What would the contribution under article 3.4 be if New Caledonia was considered separately by 2012?

Let's assume that the average annual increase in forest in New Caledonia, where the ground is relatively poor, could reach 1 t of carbon per ha (2 t of dry matter/ha or 4 m^3 of "saleable" wood), which is probably optimistic, allowing 3.67 t of CO_2 per ha to be captured over a given number of years. Applying the accounting rules under article 3.4, that would result in 0.55 t of CO_2 per ha. With nickel production emitting around 20 t of CO_2 per tonne, around 36 ha of forest would be needed to compensate for the emissions generated for one tonne of nickel. Producing 200 000 t of nickel would thus require 7.2 million ha which clearly hugely exceeds the surface area of New Caledonia. If we assume that the accounting rules will change in 2012 and that 50% rather than 15% of the carbon stores in forests can be included (which is not very probable since this would, in many countries, endanger activities associated with wood cutting and conversion), a surface area of around 11 ha of forest per tonne of nickel, or 4.4 million ha in total, would still be needed.

In other words, even assuming such increases in carbon stores and very favourable methods of accounting, the forests of New Caledonia will be able to compensate for only a small proportion of the emissions caused by nickel production currently.

What would the contribution be if New Caledonia is considered as part of France by 2012?

Since increases in carbon stores eligible under the article relating to forests are capped at an inclusive value which cannot be renegotiated (around 15% of the annual increases forecast in 2000 for the period 2008-2012, any additional increase in carbon stores in forests does not mean an additional carbon credit. Conversely, under article 3.3, debits would continue to be accounted.

Some recommendations regarding the relationship between forests and greenhouse gases in New Caledonia

Under the United Nations climate change convention

Across France as a whole, including New Caledonia, it is France that provides the information required to the United Nations.

If inventories of greenhouse gases from New Caledonia had to be supplied for this territory only, priorities in terms of the measures to be stepped up as a priority could change and new, sometimes costly, measures could be imposed.

Under the Kyoto protocol

For the moment, New Caledonia has no obligations under the Kyoto protcol. If New Caledonia was keen to adhere to the protocol *via* France, it would have to prepare the inventories imposed under article 3.3 and article 3.4, even if its contribution to changes in carbon stores on the greenhouse gas balance sheet remained minimal.

Under article 3.3, it would no doubt be sufficient to record decreases in stores resulting from the deforestation of mining land, urbanism and increases in agricultural land. Increases in stocks due to the forestation of agricultural land could undoubtedly be left out. This would no doubt result in a balance sheet which would be a little less favourable than measuring everything, but it would certainly be easier and less expensive to put together.

For article 3.4, it would be necessary to measure changes in carbon stores in forests remaining as forests, but given the fact that France has some margin (it does not use all the increases in stocks achieved in its forests) it would

be sufficient to measure increases in stocks with a low sample rate. It would therefore be easy to demonstrate, even if the increase in carbon stores in New Caledonia was negligible, that this has no notable effect on France's commitments, including New Caledonia. If stocks decrease, it would be necessary to be a little more precise, but primarily perhaps to determine rounded up values to properly demonstrate that the increase in stocks under 3.4 is still, in France, above value z (i.e. above the 15% increase in stocks by 2010 which was forecast in 2000). As long as the increase in stock remains above value z, it will change nothing on the final balance.

Given that France has, since 2008, adopted the "forest" section of 3.4, it would undoubtedly be possible, *unless the protocol is amended prior to 2012*, to comply with articles 3.3 and 3.4 from 2012. It would be sufficient to simply recommend the measures which are a little more precise than currently be implemented with a view to gradually approaching the level of precision for measures as required by the United Nations.

If New Caledonia wished to enter into commitments of a different nature, perhaps autonomously, as considered in one of the scenarios reviewed in "New Caledonia's international integration", it would undoubtedly need to adopt some more sophisticated means of measurement in order to evaluate its carbon stores, particularly in its forests.

In conclusion, we must make the following recommendations:

■ *conduct a prospective study into the use of land for agriculture and forest in a way which is theoretically possible and economically viable to ensure New Caledonia's sustained development.* This will involve identifying any potential increase in agricultural and forestry output for food and non-food uses as well as the sites where carbon stores could be increased with a reasonable capacity to protect them. This question merits clarification by local industrialists, and could be drive, for example, by the IAC (Institut agronomique calédonien/Caledonian Agricultural Institute);

■ *establish a forestry department to gather information and with the ability to issue orders for forest inventories to be conducted* in accordance with the Convention's and protocol's requirements as well as the requirements of various other environmental conventions. This dedicated department would need to be given the right tools to conduct inventories by teledetection and field work;

■ *our recommendations to ensure the management and sustainable development of forest resources* and thus contribute in a modest way to improving New Caledonia's greenhouse gas balance are:

– to increase, if possible, harvestable timber planting activities at the end of the cycle: using local araucariacae, even if the reforested areas are not to be very extensive (a few thousand ha). To achieve this, an applied forest research cell will need to be rebuilt which will work closely with the Province departments; voluntary forest policies will also need to be drawn up.;

– to reconstitute stocks in virtually degraded natural forests, if possible using regeneration methods that are low cost per hectare, for example direct sowing of pre-germinated seeds. This will involve the development of new technologies and thus research programmes fully focused on this objective;

– to try to fight fires more effectively, in particular to protect dense forest formations from the risks of degradation from the savanna or open formations. *This is a tough task, particularly given the absence of any economic evaluation of the forests. Awareness thus needs to be developed of the populations that protect the forest since this is also part of the fight against climate change.*

Implementing these recommendations will certainly not have a huge effect in changing the balance of CO_2 emissions and storage, but it could have associated benefits in terms of land development and protecting the biodiversity of the water cycle, etc.

Interest in biomass to produce energy is also highlighted under "New energy production and storage technology".

Emission reduction considerations in particular via storage, and recommendations for New Caledonia

Actions to be considered to stabilise greenhouse gas emissions

In order to stabilise concentrations of CO_2 on a planetary scale, action clearly needs to be taken at various levels:

- manage energy better, and in particular to encourage energy savings[26] ;
- bring about a further move away, where possible, from fossil fuels;
- use the best technologies available for activities that emit CO_2.;
- use renewed plant biomass in energy generation in order to replace fossil fuels;
- use other renewable energies (wind power, tidal power, hydraulics, photovoltaic, geothermal, nuclear, etc.) where demand in the Territory is very low, and without entering into competition with the use of land for food or forestry production;
- increase the average stocks of carbon in the forests;
- where possible, opt for the geological storage of CO_2 from fossil fuels and biomass at economically acceptable costs.

IPCC reports issued every five or six years since 1990 provide an update into the level of understanding with regard to reducing greenhouse gas emissions in the different sectors (energy, industry, transport, housing, agriculture, landfill, land and forest use and change of use). Special reports also provide a round-up of insights into particular topics such as geological sequestration, changes in land use, aviation, CFCs and HFCs, etc. It is, however, down to the decision-makers locally and nationally to use this information in order to define greenhouse gas reduction policies in their region and prioritise actions to be taken. Each region needs to identify not only the

[26] Provided this is not to the detriment of the efficiency of phytomass production in the territory.

least expensive way of reducing emissions, but also the best way of implementing subsequent policies. The capacity of tradesmen and industrialists in ensuring follow-up and after-sales service also needs to considered.

In this document, we talk about only a few of the conditions and routes for achieving the objective discussed in this section. This study therefore needs to be completed by local teams in New Caledonia who know the area well.

Monitoring greenhouse gas emissions

Not taking into account changes in land use, emissions from New Caledonia and the Territorial Overseas Communities (COM) increased by 63.5% (+ 1.8 million tonnes equivalent of CO_2) between 1990 and 2007, with most of this increase attributable to an increase in emissions of carbon dioxide (+ 1.7 Mt), i.e. due to industry, transport and electricity generation. These emissions increases, along with those of CFCs and HFCs, thus need to be monitored.

In order to meet the commitments of the Kyoto protocol, any increased precision in the measures taken depends on the total area under consideration.

Reducing fossil-based greenhouse gas emissions

The approaches to reducing greenhouse gas emissions from fossil-based origins are quite simple, and pretty much all of them have been familiar since 1992. New Caledonia's electricity generation is quite carbon intensive given that it uses coal. However it is not, a priori, easy to replace coal with other fuels. We have already seen that natural gas, while preferable to coal, is not accessible in New Caledonia. Studies still need to be conducted into the possibility of making energy savings and reducing emissions from electricity generation and thermal power plants by replacing coal with imported wood.

The approaches for agriculture and forests are a little more complex. The Environment and Energy Management Agency (ADEME) is currently testing territorial approaches within its Climaterre project. We should note, however, that the increase in lignocellulosic biomass production in New Caledonia is still extremely poorly defined, and undoubtedly limited. Countries which import a not insignificant part of their food should not, generally speaking,

consider producing plant matter for energy unless it is on land unsuitable for food or timber production. Imported food products also generate greenhouse gases. It is thus not clear, except under the United Nations framework convention on climate change (UNFCCC) current greenhouse gas emissions accounting, that producing bio-energy locally will result in a real reduction in greenhouse gas emissions at a planetary level. It may be better to first develop local agricultural production. *A prospective study into the use of land for agriculture and forest in a way which is both theoretically possible and economically viable to ensure New Caledonia's sustained development is therefore needed*.

In the short term, it would seem that it is essential to define the options for increasing average carbon stores in the forests of New Caledonia in terms of both the climate change convention and the Kyoto protocol, but equally in terms of the period post 2012 where the methods of application remain unknown. But the accuracy of the measures required (and with it the costs) will vary depending on whether this information is to be used across the whole of France, or solely on the scale of New Caledonia. It will depend in particular on the accounting applied under article 3.4 of the protocol in the period post 2012, and the commitments that New Caledonia could adopt as set out in "New Caledonia's international integration". In any case, it would be useful for a forestry engineer and some experts to be given responsibility for following up these inventories so that, when the time is right, decisions which need to be taken within the local, French, or international context can be made.

Geological storage

This category in particular includes the geological storage of CO_2 in petrol sinks and saline aquifers. We already know how to use CO_2 for enhanced oil recovery by injecting CO_2 into oil sinks. We also know about storing emissions in saline aquifers. Some technical verification is still needed, notably to be able to guarantee that emissions of CO_2 will be minimal and, most importantly, to enforce appropriate legislation to render such operations acceptable.

The geological storage of CO_2 in basalt and peridotite is at a less advanced stage than geological storage in saline aquifers. Additional research will therefore be needed in the short term. All these solutions are

still too expensive, and it is still unclear currently which will emerge as the most efficient in ten years' time. The current differences are not of a nature to favour one route over another.

Those at the IEA in favour of geological sequestration and certain other professionals estimate the cost of storing one tonne of CO_2 to be between €60 and €90. In 2008, the cost of purchasing the emission rights for one tonne of CO_2 on the European Union market was around three times lower (€15 to 20 per tonne of CO_2). Estimates indicate that the current cost could be halved between 2015 and 2020. In the case of new coal-fired electricity generating plants, the cost of sequestration could fall, coming up to 2030, to €30-45 per tonne of CO_2. In the case of the new coal-fired 300 MW power plants which are designed to capture and store CO_2, geologically, the additional cost for initial operation would be between 0.5 to 1.1 million euros.

But if the aim is to halve global greenhouse gas emissions and enable development to continue, governments will need to become more demanding and raise the price per tonne of CO_2 avoided. According to certain Japanese studies, the price could even rise to more than €140 if emissions needed to be divided by 4 in industrialised countries. This option will not be economically viable, and can be deployed on a large scale only if the price per tonne of CO_2 reaches €60m, and if the cost of geological storage reaches the same price. Otherwise, these routes will have to be subsidised to a greater or lesser degree. In the meantime, those in favour of this technology are looking to obtain specific funding for a series of pilot activities to be implemented between 2015 and 2020, including in developing countries. They would like these activities to be funded by auctioning emissions rights on the European market.

In the immediate term, it is impossible to imagine how an industrial sector subject to international competition and obligations to reduce emissions within the context of a national quotas allocation plan could currently consider geological storage. There is, however, nothing wrong with imagining that agreements could be reached: the industrialists making a financial contribution to developing this technology could, for example, ask to be released from the CO_2 remissions reductions or excluded from the national quotas allocation plan. The European Union has already decided to support certain pilot activities, in particular the geological storage of emissions by Arcelor Mittal in Lorraine, and three other projects are also being considered in France.

Recommendations

For details of the recommendations set out below, please refer to the recommendation sheets which are collated at the end of the report following the "Conclusion and recommendations" section.

1. Creating a centre for energy management and greenhouse gas emissions in New Caledonia

We recommend that a New Caledonian centre specialising in monitoring and managing greenhouse gas emissions be established. The census of greenhouse gas emissions could be refined, in particular if specific information needed to be provided to the government of New Caledonia. This unit could, for example, also quantify, approximately at least, emissions from products imported into and consumed in the Territory. Of course, these latter emissions are not currently considered in international climate negotiations but initial interest is in those countries emitting large volumes. It is, however, important that small regions consider the emissions if they wish to play a part in limiting climate change.

For more details, cf. "New Caledonia's international integration".

2. Limiting the emissions of greenhouse gases other than CO_2

It seems very important to monitor and limit emissions of CFCs and their substitutes such as HFCs and methane emissions.

3. Creating a New Caledonian centre to evaluate agricultural and forest areas and food and non-food biomass

It would be desirable to establish a centre dedicated to evaluating agricultural and forest land, perhaps supported and led by the IAC (Institut agronomique calédonien/Caledonian Agricultural Institute) at the same time taking into account the economic social and environmental aspects (i.e. carbon storage too) of producing food and non-food plant biomass in New Caledonia.

An engineer and technicians will also need to be allocated to monitoring changes in carbon stores in the forests, and liaising with external teams in particular that specialise in developing inventories by means of teledetection.

Finally, research programmes will need to be implemented into non-traditional techniques for foresters to "reinflate" the vegetation.

4. Reducing emissions from heat generating plants through fuel substitution

It would be useful to investigate the possibility of reducing greenhouse gas emissions from heat and electricity generating plants by replacing part of the coal with imported wood. To this end, a prefeasibility study would first need to be completed, possibly followed by a feasibility study bringing together the government of New Caledonia, Enercal and the nickel manufacturers. This could, for example, be jointly funded by the territorial energy management programme on the basis of a specification to be drawn up with the manufacturers.

5. The geological storage of CO_2 following the capture of CO_2 from heat generating plants

In order to stabilise the climate, techniques for the capture and geological storage of CO_2 will inevitably need to be developed.

In developing less onerous techniques for capturing CO_2 at heat generating plant outlets, New Caledonia should look, when the time is right, to the transfer of technologies perfected elsewhere. It is thus currently sufficient to simply ensure that there is the space required at the plants for capture installations, and to monitor technology to ensure that research which could be used for units of the size existing in New Caledonia is well managed in other countries.

Geological storage in New Caledonia on the other hand requires research to be led locally. The geological substrate of New Caledonia indeed seems particularly suitable for experimentation with new approaches, particularly using peridotite. This will require further research and development. It is thus important to recommend that a research programme be developed with, in particular, the University, the ANR (National Research Agency) and the nickel manufacturers. New Caledonia should also have every interest in joining the CO_2CRC network in which New Zealand is also heavily involved.

Developing techniques which can be applied in this area would be of interest not only to New Caledonia, but equally to countries which are most vulnerable to climate change, and especially the small islands with most of their land mass at low altitude.

Expertise could, eventually, be exported, in particular to Oman and Papua New Guinea.

Appropriate human and equipment resources also need to be allocated to these actions, whose number we have deliberately limited.

New Caledonia's international integration

This analysis of the workings of regional energy markets and international mechanisms to reduce GHG emissions is worthwhile for several reasons. First of all, New Caledonia's long-standing dependence on energy imports requires a forward-looking regional vision. Secondly, debate on its position with regard to greenhouse gas emissions is inevitable, even though this has not yet begun due to its special status. Finally, a study has been initiated in preparation for the 2025 land-use plan which explicitly considers globalisation and bodies working towards integration and international cooperation to be an essential dimension for the territory's future.

As foreign policy falls within the remit of the French State, New Caledonia can both use the lever of French diplomacy whilst at the same time consider giving priority to certain strategic partnerships with countries in the region.

Although New Caledonia is more industrialised than the small Pacific islands, it is much smaller than its immediate (Australia, New Zealand) or more distant (Indonesia, the Philippines, Papua New Guinea) neighbours, all of which have more plentiful fossil fuel resources and some of which have significant technological capacity. The issue of greenhouse gases and global environmental changes places it in a pivotal position: Being subject to climate changes that could endanger its environment – especially the coral reefs and lagoon –, it has to address the problem of managing its greenhouse gas emissions, just like industrialised nations.

The Geopolitics of Energy[27]

Energy Demands and Security Strategies

Overall statistics on energy show that the increased consumption is driven by the greater Asia-Pacific region. New Caledonia is part of this greater region which includes countries bordering the western Pacific, the Indochinese Peninsula, India, Pakistan and Oceania. However, it does not include the eastern Pacific States, although they are its main trading partners, or Russia, whose Pacific coast hosts numerous energy development programmes.

Since the late 1980s, energy consumption within this greater region has increased by 250%, an increase only surpassed by that of the Middle East, whose total volume is smaller. In other words, the greater Asia-Pacific region represents two thirds of the world's increase in energy consumption which has risen from 7,600 Mtoe to 11,000 Mtoe within twenty years (BP). Its oil consumption outstripped that of Europe in 1992 and that of North America in 2006. Its total primary energy consumption outstripped that of North America in the early 2000s.

This increase is mainly due to the tripling of China's consumption (1,800 Mtoe in 2007) with other countries in the region also showing sharp increases, especially Japan, South Korea, Thailand and Malaysia.

Requirements are first met by coal which represents almost 50% of primary energy consumption, but it is natural gas which is increasing fastest although it only represented 10% of consumption in 2007. At this broad level, non-conventional renewable energies are statistically insignificant.

The nature of this region is varied, both in terms of the size of the Countries and their energy priorities. However, they are all concerned about the security of their supplies: in addition to Japan and South Korea's pursuit

[27] The information in this chapter comes from international organisations (International Energy Agency, APEC, World Energy Council), national organisations (Energy Information Administration, ABARE, IFP, national ministries), companies (BP, Total) and consultants (Oil and Gas Journal, Petroleum Economist).

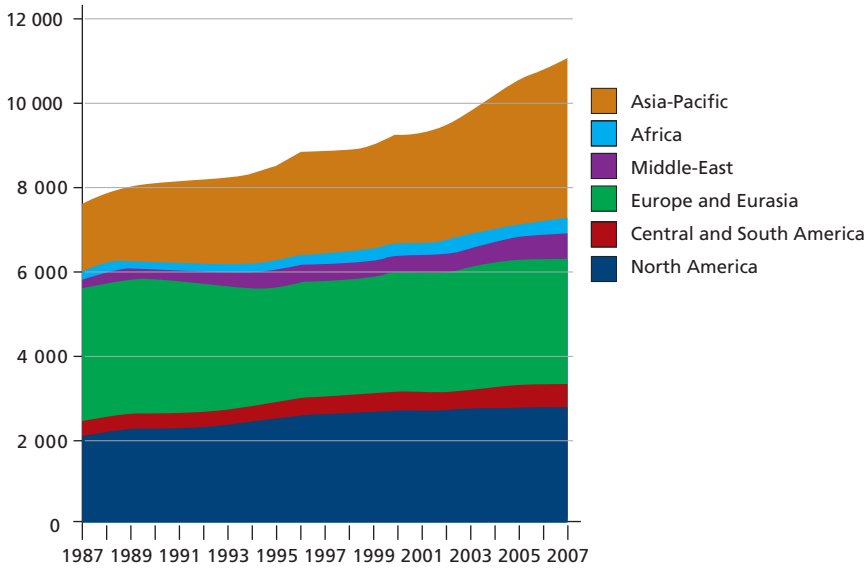


Figure 11

Primary energy consumption trends by region 1987-2007 (Mtoe)

Source: BP Statistical Yearbook.

of energy-intensive development despite lacking any significant national resources, the demands of emerging countries pose the problem of access to resources. This results in competition, aggressive strategies or the pursuit of bilateral or multilateral agreements and shared solutions.

Moreover, in the past the world oil market was based on complementarities between OPEC oil-producing countries and consumer countries grouped together in the OECD but the greater Asia-Pacific region is far less clear-cut. Australia belongs to the OECD but is the main energy exporter for the whole region; regional alliances like ASEAN are limited and APEC also includes the United States and some Latin American countries.

New Caledonia is very much in line with these regional trends both in terms of the sharp rise in its energy requirements resulting from increased economic activity and from domestic demand. Like the other countries in the region, it has chosen coal to meet these requirements. In this sense, its

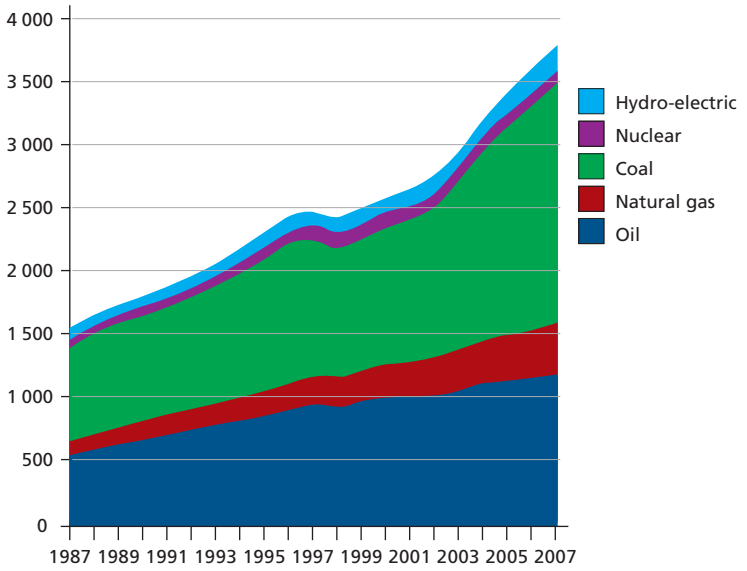


Figure 12
Asia-Pacific region
primary energy sources (Mtoe)

Source: BP Statistical Review.

energy model is more like the Asia-Pacific emerging economies model than the European or small islands model.

The organisation of regional energy exchanges

Petroleum and petroleum products: under-exploited potential in New Caledonia

Despite all the effort devoted to exploration and production, the greater Asia-Pacific region has relatively less oil than the main areas of production already established. In 2007 as in 1997, this greater region represented just under 4% of world reserves and just under 10% of production. In the past ten years, production has fallen in Australia and Indonesia and significantly risen in Thailand and Vietnam whose known reserves have also increased considerably. Resources may also be found off the coast of New Caledonia in the Exclusive Economic Zone (EEZ) (see inset).

Increased oil demand in Asia-Pacific (East of Suez) faced with relatively scarce resources means that this region is competing with European and North American consumers (West of Suez) to access oil from the Middle East. This justifies the active search for new Asia-Pacific petroleum resources undertaken by all the main international companies. Resources have been discovered offshore and this has led to a variety of tensions between countries: this is particularly the case with China's EEZ boundary. For New Caledonia, the most promising areas are located to the west of Grande Terre, close to the boundary with Australia's EEZ.

What do we know about the geology of the zone, in terms of energy resources?

New Caledonia's Exclusive Economic Zone (EEZ) is located between two major petroleum-producing provinces which are being exploited, Papua New Guinea to the north and New Zealand to the south. These three regions have a common geological heritage recognised for its petroleum potential. New Caledonia and the offshore sedimentary basin of its EEZ are under-explored, but the geodynamic context behind New Caledonia's main structural features generally favourable to the generation and entrapment of hydrocarbons. There are three types of sedimentary basins with petroleum potential:

■ *The sedimentary basins of the west coast of Grande Terre* are in a very favourable position for the accumulation of hydrocarbons, because it is in this area that preserved geological structures likely to form traps are usually found. The system studied shows that hydrocarbons have been generated (mainly gas) but we still need to identify good reservoirs and traps where gas accumulates which are commercially viable. Everybody agrees that we need to acquire new geological and geophysical data in order to properly assess these onshore basins and their extensions under the sea. Moreover, IFP recommends a detailed exploration of the western lagoon which it believes to be one of the most interesting petroleum exploration subjects. The region called the Grand Passage to the north of the island is of similar interest.

■ *New Caledonia's sedimentary basin:* this deep offshore basin contains the thickest sedimentary deposits of the EEZ (up to 8 km) and has been subject to numerous geological and geophysical campaigns although exploratory drilling for petroleum has not been possible. These studies show that the northern

[…]

Suite

[…]

part of the New Caledonia basin has bedrock made up of continental crust similar to the one on the west coast of New Caledonia where the existence of an active petroleum system has been proven. Given the size of the basin and the sediment thickness, the quantities of liquid and gaseous hydrocarbons generated could be quite considerable. The main problem lies in the great depth of the water which makes exploration costs very high. The depth of this water decreases as one approaches Fairway Ridge, which is of equal interest.

■ *The Fairway Basin and its surroundings:* to the west of New Caledonia Basin, the Fairway Ridge, Fairway Basin and Lord Howe Rise also appear to offer favourable conditions for the generation and entrapment of hydrocarbons. Not only did the Faust and ZoNéCo 5 geophysics campaigns confirm that the structural style and sediment thickness of the Fairway Basin and its surroundings were of interest, it also revealed the presence of a significant seismic reflector interpreted as indicating the base of a gas hydrate layer extending 80,000 sq. km. However, the presence of these gas hydrates needs to be proven by exploratory drilling.

Conclusion

We need to acquire new geological and geophysical data to allow us to finish assessing the sediment basins onshore and their extensions out to sea. We still need to carry out an inventory of geological structures that could trap hydrocarbons on land or under shallow water (lagoons in the west and north). As for the deep offshore basin, an opinion can only be given after exploratory drilling has been carried out. The first explorations will probably target the area around the Fairway Basin. These areas where bathymetry is lowest seem to present geological structures likely to trap hydrocarbons that have migrated from the depths of the Fairway Basin. With barrel prices soaring in 2008, the international petroleum industry has shown renewed interest in these high-potential prospects, despite high exploration costs.

It will only be possible to assess the petroleum potential of New Caledonia's deep offshore basins within a regional framework and exploratory activities will probably be carried out in collaboration with neighbouring countries. Lord Howe Rise which is in both New Caledonia and Australia's EEZs was recently presented as a petroleum prospect but its exploration will depend above all upon oil price trends.

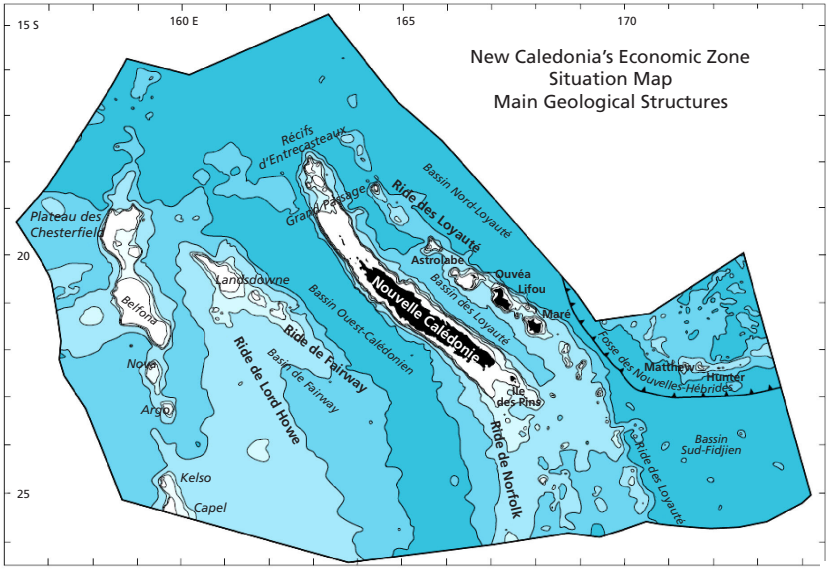


Figure 13

The morphostructural units of New Caledonia's EEZ according to Lafoy *et al.*, 1996

Grande Terre is surrounded by large sedimentary basins recognised for their petroleum potential but which remain under-explored.

The organisation of petroleum product exchanges is more complex than that of oil markets because there are a greater number of products to meet different specifications. Therefore, New Caledonia, which does not have a refinery, is dependant upon these availabilities even if oil is discovered in its EEZ. Moreover, up until now its main requirement was fuel oil for the Prony power plant but this should fall when coal-fired power plants are commissioned and should change to lighter products for ground, road and maritime transport.

Refining capacity is concentrated in major consumer countries, particularly China and Japan. Australian refineries have stopped their deliveries to New Caledonia because they sell all their products on the Australian market, obliging New Caledonian importers to get their supplies in Singapore.

One of the key questions concerning the supply of fuel is related to specifications. In 2006, Australia modified its standards in order to move towards greater environmental stringency. Despite these requirements and the fact that the refining capacities are used, Australia intends to be able to import the fuel it needs from the main refineries in the region, particularly from Singapore, Taiwan, India and South Korea. Improvements to Asian refineries already allow them to comply with the new Australian standard and should allow them to comply with European standards in the future.

According to a report intended for the Australian Ministry for Energy Resources and Tourism, new refining capacities are being built. In Jamnagar in India, Reliance Petroleum has commissioned a refinery with a capacity of 600,000 BPD which doubles existing capacity of this port in the state of Gujarat. This refining complex can refine heavy oil and produce high quality fuels for export. In Vietnam, the Dung Qhat refinery should start operating in 2008 and the construction of two other refineries should follow on. Moreover, there are plans to expand or construct refineries in Taiwan and Persian Gulf countries which should have no problem supplying Asian markets. Conversely, Australia has reduced its refining capacity and New Zealand's capacity is limited although demand has increased. Therefore, the countries of Oceania will have to import more and more petroleum products from Asian refineries.

The question of sea lane security (particularly in the Malacca Strait) is often raised. A very narrow passageway could become blocked due to acts of war or terrorism or quite simply due to a technical problem, like the grounding of an oil tanker, for example.

This risk does not seem to worry Australian importers which rely on alternative shipping routes if a problem arises. Some passages (Hormuz) cannot be avoided: they represent a worldwide challenge which goes far beyond New Caledonia. However, the use of alternative shipping lanes is not easy and even if they could be used to serve Oceania, there would still be the problem supplying the Singapore refineries because regional refining capacity would not be able to meet the demand without them.

In other words, temporary tensions on shipping lanes or technical problems in Asian refineries may affect supplies to New Caledonia whose fuel reserves are limited. Indeed, statutory provisions state that there should be

strategic stocks equal to 20% of consumption (73 days) but these stocks do not exceed 60 days due to insufficient storage capacity.

Natural gas: New Caledonia is not involved in this market

Over the last twenty years, natural gas has asserted itself worldwide as a relatively plentiful fuel which produces less pollution than liquid hydrocarbons. Major consumers have given priority to natural gas and have invested heavily in the construction of re-gasification terminals and thus invested in this energy which is cleaner than hydrocarbons (half as much CO^2 for the same energy content).

Natural gas reserves are very unevenly distributed in the world and are relatively small in the region. The main reserves are in Indonesia with just under 100,000 Gsqf, placing this country in thirteenth position worldwide. However, the IEA forecasts a large increase in production, particularly in Australia which should remain a natural gas exporter for at least one decade. Asia-Pacific's proportion is higher than that of its oil reserves and its growth is more rapid, particularly in India, Burma, Pakistan, Thailand and Australia.

The increased proportion of natural gas consumed in Asia Pacific is a consequence of the complete reorganisation of exchanges following the development of terminals to receive and dispatch Liquefied Natural Gas (LNG). For the moment, this technology is not suited to New Caledonia whose market is too small for existing solutions.

Japan built its first gas receiving terminals in the early 1970s and in 2007 it had about thirty receiving terminals. It was followed by South Korea which acquired facilities in the 1980s. The People's Republic of China and Taiwan followed in the 2000s. Finally, projects for gas receiving terminals are underway in Thailand and Singapore.

Most trading of natural gas is carried out between Asia Pacific countries. South Korea buys just under half of its natural gas from regional suppliers but for other importers this proportion is much higher. Conversely, producers in the region sell exclusively to these large regional consumers.

Current projects concern the development of re-gasification terminals in all countries in the region that are already exporters, with very intense development in Australia, as well as the creation of new terminals in Peru and in

Sakhalin (Russia) to supply the Pacific basin. Moreover, there are major projects for international gas pipelines, in particular the creation of a network of gas pipelines between South Asian States and the extension of networks between Russia and China. Curbed by the lack of confidence between partners, these major projects are only emerging slowly. However, they remain central themes which structure inter-State relations and formal bodies for integration. According to IEA forecasts, China, which receives its natural gas from Australia, should complete this source in the coming decades by imports from Russia and Central Asia.

Even if New Caledonia is not involved in this market at the moment (and will probably not be involved for a long time), the developing production and marketing of natural gas affects its own situation in several ways. First of all, the increasing proportion of natural gas in the energy balance of other countries in the region is easing pressure on liquid hydrocarbons and coal. Secondly, the use of natural gas will slow down the increase in CO^2 emissions of the other countries in the region, or it will reduce them if natural gas replaces other fuels, highlighting the unfavourable path taken by New Caledonia. Finally, trading of natural gas, which justifies heavy investments in LNG terminals and pipelines, consolidates special relations between partners and de facto solidarity between countries in the region, without New Caledonia taking part.

Coal: New Caledonia takes advantage of regional dynamism

It is coal which is supporting the growth of energy consumption in Asia Pacific. Considered as the "energy of the nineteenth century", coal is becoming the energy of the twenty-first century. Coal mining was neglected by States because they thought that coal was more likely to produce social and environmental problems than a solution to their energy security. Mining is mainly done by private companies which have considerably modernised the activity. Coal is a very diverse product and can be used in industry (steel industry coke) or for thermal purposes (steam coal). This bulky material requires specific logistics installations which sometimes turn into bottlenecks. Coal has received a lot of bad publicity in terms of the environment. This reputation, mainly based on its history, is no longer entirely justified because new technologies can reduce emissions of ashes and dust (but not yet of CO^2).

Indonesia and Australia are the main coal suppliers on regional markets and export mainly to Japan and South Korea. Indonesia is capable of overtaking Australia in exports because its domestic demand is inferior. China also exports thermal coals to regional markets but volumes are falling: they dropped from 73Mt in 2003 to 45Mt in 2007 and should continue to decrease. These exports, which come mainly from the northern provinces, are offset by imports by the southern provinces from neighbouring countries (Vietnam, Indonesia). Moreover, increased demand for coal in China could lead the State of China to limit its coal exports. The commissioning of power plants under construction in Japan, South Korea, Taiwan and Hong Kong should lead to a sustained growth of demand for coal. Consequence: this could result in temporary strains on the coal market and in price fluctuations but, in the medium-term, producers have sufficient reserves to meet the increased demand.

The extent of demand from Japan and, secondarily, South Korea is an essential determining factor of the region's total demand which directly impacts prices. However, the reference price system, based on long-term contracts between Australian exporters and Japanese electricity boards has gradually been abandoned in favour of a market price purchasing system based on the FOB price of a load in Newcastle. Improvements to Japanese and Korean thermal power plants allow a greater variety of coal to be used than in the past and this opens markets to producers. Even when the planned power plants are commissioned, New Caledonia will remain a small importer of coal, compared to the main Pacific markets.

According to forecasts by the Energy Information Administration (2009), Australia should become the world's leading exporter of steam coal and steel industry coke, in front of Indonesia, followed by South Africa, Colombia and Venezuela. New port terminals must be constructed and facilities in Newcastle must be extended to ensure the growth of these exports which are currently restricted due to the overloading of shipping infrastructures. Programmes are underway to increase Newcastle's loading capacity by increasing the existing terminal's capacity and by creating a new terminal which will increase the port's capacity from approximately 110Mt per year to 140 and then 170Mt per year.

New Caledonia's situation is no different from the situation of the greater region to which it belongs. Moreover, it has adopted the same fuel

specifications as Australia. Increased energy requirements, sustained by industrial activity and residential demand, and recourse to coal are in line with the general trend. Its small size prevents it from taking advantage of the possibilities offered by LNG and nuclear energy, makes it dependent upon outside refining capacities and prevents Caledonian buyers from influencing prices. This situation is not necessarily unfavourable in view of the planned growth in refining capacities, the introduction of stricter standards for fuels and the increased exporting capacities of coal producers. It calls for attentive monitoring of regional trends, notably to become aligned with fuel specifications corresponding to the best compromise between ease of acquisition and minimization of pollution, and to take advantage of regional dynamism to organise energy-related activities.

The energy situation of countries in the region

Australia: a very dynamic energy policy

With the development of coal, natural gas and also uranium, Australia is consolidating its position as an energy exporter on regional markets. There is a strong awareness that if export markets for Australian coal are to be maintained, technological solutions must be found to produce "clean coal".

Australia consumes a great deal of energy itself because it combines activities that demand high levels of energy (particularly mines), long transport distances, low-density forms of urbanisation associated with the use of private vehicles and a certain taste for petrol guzzling vehicles. As it has very few hydraulic resources to produce energy and it refuses to develop a nuclear sector, thermal energy is mainly used to produce electricity in coal-fired power plants.

One of the most animated debates on energy in Australia concerned the ratification and implementation of the Kyoto Protocol which the country only subscribed to in 2007, after the Labour Party came to power and Kevin Rudd became Prime Minister. This party broadly adopted the proposals of the economist R. Garnaut who wrote a report on GHG reduction for a State which has high GHG emissions and which would be particularly affected by climate change (especially the droughts thought to be responsible for the great summer fires of 2008-2009).

However, industry leaders are extremely opposed to the introduction of legally binding measures to reduce GHG emissions. Given the economic importance of energy-intensive activities, these arguments cannot be ignored. The present government proposes a very gradual reduction of GHG emissions and gives high-priority to research on CO^2 capture and storage.

Australia's energy policy is divided between the States and the Commonwealth government. Although it has a market-oriented economy based on free enterprise, these different levels of government give a great deal of consideration to stakeholders' interests when overseeing the energy sector. In 2009, the department of energy started writing a blue book on energy which should serve as a basis for developing the energy policy in the coming years; moreover, specific studies outline the vulnerability of liquid fuel supplies.

Australia is actively developing its energy resources: oil and natural gas research and exploration, campaigns to provide investors with data on the country's geological potential, research programmes on geothermics, a programme to promote renewable energies (the production of wind power increased from 0.6 PJ in 2001-2002 to 22.5 PJ in 2006-2007 for wind energy facilities of 1250 MW), etc. Public action also supports public-private research programmes aimed at developing new technologies.

High-level research is being carried out at CSIRO, the project-based public research centre in Newcastle and at university laboratories in association with private firms. However, most of the research is being carried out by private companies whose R&D costs have very much increased since the beginning of the decade.

Technologies that are being given priority are concentrated solar power (Australia's solar potential is enormous), CO^2 capture and storage (a major challenge for the coal industry) and smart grids.

New Zealand: renewable energies represent one third of the total energy

New Zealand's energy supply is based on domestic resources (coal, natural gas, oil, hydroelectricity) which, nevertheless, are not plentiful enough to save the country from importing oil and more and more petroleum products. As from 1997 and the depletion of the Maui deposits, production of

oil and natural gas declined, but in 2004 it took off again with the Pohokura, Waihapa, Piakau and Stadford deposits.

Renewable energies play a very important role because they represent approximately one third of total energy and two thirds of electricity. This exceptional situation is partly due to the fact that the country lends itself to wind, geothermic and hydroelectric installations. There is no specific aid for renewable energies apart from the carbon credits granted to projects as part of the country's policy to reduce GHG emissions. Domestic uses (solar domestic hot water systems) have been developed intensively. However, in the absence of financial incentives, increased energy consumption is mainly based on fossil resources, to such an extent that the proportion of renewable energies is tending to decrease.

In 2002, New Zealand ratified the Kyoto Protocol and committed itself to programmes to manage its GHG emissions. It found it rather difficult to implement the reduction measures because almost half of the GHG emissions are produced by agriculture. To avoid harming the competitiveness of its industries, New Zealand abandoned the idea of introducing a carbon tax but now it is planning to set up an emissions trading system.

In 2007, the country adopted an energy strategy taking it up to 2050. This calls for the consolidation of renewable energies whose relative competitiveness would be higher than that of fossil energies due to the cost of GHG emissions. In addition to existing energies, the strategy emphasises the potential of biomass and bio-fuels for transport requirements.

Major companies

Oil and natural gas players: private firms and national companies

For a long time, the oil market was dominated by large integrated companies from Europe and North America ("the Seven Sisters") but they now have to compete with large companies from producing countries, medium-sized companies and companies from consuming countries which are following their strategy to secure energy resources.

This competition is particularly fierce in Asia-Pacific where there is both rapid growth in energy requirements and new exploration and production

areas. One finds the world's large conglomerates, as elsewhere, but also national companies from producing and consuming countries, as well as private firms from the region which are developing their activities there. Some mining groups, like BHP Billiton, are also involved in the production of oil and natural gas in Australia.

Coal and mining players

The coal market is organised very differently from the oil and natural gas market. During the second half of the twentieth century, coal was no longer a worldwide strategic resource as in the past. It only remained so in some States (East Germany, the United States, Russia and China) which used it to meet domestic requirements. Elsewhere, public policy tended to encourage the closure of mines rather than their continued activity. Conversely, producers sought outlets for coal by reducing their costs.

This trend has redrawn the world coal map by favouring large deposits that can be mined at lower cost. The major coal producing firms are not as geographically dispersed as oil and natural gas producers. Among the main world producers, there are national groups like Coal India (India) and Shenhua (China) which carry out all their production in one single country, mainly for their domestic requirements. Peabody, the world coal giant, is not very diversified: it extracts about 200Mt in the United States and only 10Mt in Australia but it is active on international markets and in trading.

In Australia, three types of firms are involved in coal production: specialised Australian coal groups which only mine deposits in Australia (Anglo Coal), a very diversified large Australian conglomerate (Westfarmer), coal specialists and the three large diversified mining groups BHP Billiton, Xstrata and Rio Tinto.

Changes in coal industry players are common: the major oil companies which had mining assets (BP, Shell) have sold them to mining firms. This withdrawal that occurred in the 1990s was due to the fall in profitability of coal mines and it opened the door to world mining groups which have carried out numerous mergers and acquisitions in the past years.

Coal-consuming Japanese companies (Mitsui, Mitsubishi) have shares in the capital of some groups and mines and this allows them to reinforce the security of their supplies. Another mining giant, the Vale group, does not yet

operate coal mines but it has opened a trading unit in Australia. Currently (2009), it is developing two coal mines, one in Mozambique and the other in association with the Australian firm Aquila in Queensland, which should start production in 2011.

Indonesian production is organised differently. Many local firms are present and they rely on the commercial networks of Glencore-Xstrata and BHP Billiton. This has enabled them to make an aggressive entry into Asia-Pacific markets.

Unlike oil markets which were mainly organised by producers controlling a strategic resource, coal markets give suppliers the chance to compete with each in their search for outlets – which puts buyers in a good position. Despite this and the development of spot markets, different buyers use different strategies to gain control of some of the resources: acquiring shares in production activities, long-term supply contracts, grouping themselves into large diversified groups (which are leaders or associates in the nickel plants planned in New Caledonia).

New Caledonia cannot take part in the organisation of regional-scale energy markets directly but it could take part indirectly by acquiring shares in mining and energy companies (SLN, Koniambo, Enercal). It could also turn to New Zealand and particularly Australia to find situations that are similar to its own which gave rise to interesting solutions or to find research from which it could benefit.

Table 7 – Coal producers in Australia in 2008 in Mt

Company	Production in Australia	Total Production
EXstrata	52	85
Rio Tinto	45	150
Anglo Coal	41	41
Peabody	21	230
Centennial	20	20
Westfarmers	15	15
BHP Billiton	12	80

Data compiled by S. Velut based on reports by Australian companies and the government.

What scenarios can be envisaged to integrate New Caledonia into the international dynamics of the United Nations Framework Convention on Climate Change?

The United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) constitutes the framework in which all climate change initiatives are negotiated internationally. New Caledonia, like the overseas departments (DOM) and overseas collectivities (COM) is currently, *via* France, part of this Convention.

The Kyoto Protocol is an instrument under the Convention. Its purpose is to actually reduce the planet's GHG emissions in an organised and restrictive manner while protecting food production and ensuring sustainable development. Unlike the overseas departments, the overseas collectivities and New Caledonia are not subject to the obligations of this Protocol.

New Caledonia's per capita income clearly places it in the group of industrialised countries that should lead the way in the fight against climate change. Moreover, its per capita emissions are higher than those of Metropolitan France and even those of the United States. Therefore, an absence of commitment from New Caledonia could attract international attention especially that of Small Island Developing States (SIDS or Aosis) which have really worked hard towards creating United Nations instruments on the climate, the Convention and the Protocol.

History and context of negotiations

The 1990 IPCC report and the setting up of the Convention on the climate

After the first **IPCC** report in 1990, the United Nations decided to set up the UNFCCC at the beginning of 1991. It was finalised in May 1992 and came into force in 1994 when enough countries had it ratified via parliament.

This convention laid down both the framework and the principles, such as that of article 3.1, "the common but differentiated responsibility of the countries [which should] take the lead in combating climate change".

Several types of obligations were imposed upon the industrialised countries listed in annex I of the Convention: to regularly provide the inventory of their GHG emissions and indicate the action they are taking to reduce these emissions, but also to help developing countries (not listed in annex 1) to combat climate change or adapt to it.

Within the group of developing countries, a distinction was made between different categories of countries according to their vulnerability to climate change and to the response measures taken, i.e. reducing the consumption of fossil fuels to limit climate changes. Furthermore, particular attention was paid to the least advanced countries.

However, the framework convention did not lay down binding objectives for quantitative reductions in GHG emissions.

From the setting up of the Kyoto Protocol to its implementation in 2005

Aware that the objectives were inadequate and that no legally binding measures were included, the countries that were party to the Convention decided to draft the Kyoto Protocol in 1995, based on the Berlin Mandate. This stated that only the developed countries would have to commit themselves to making quantified reductions. The goal was to reduce emissions by about 2010 (thus the commitment period from 2008 to 2012) to a level below that of 1990. This was the basis on which the Kyoto Protocol was agreed in December 1997.

Before ratifying it, annex 1 countries wanted to know about the methods they would have to follow to comply with their commitments. The Protocol did not specify this. This gave rise to long negotiations which led to the Bonn and Marrakech accords in 2001.

The European Union, Japan and almost all the industrialised countries in annex 1 of the Convention then ratified it except for the United States where Congress opposed it as long as countries likely to compete with the American economy – China, India and Brazil – did not make commitments

to reduce their own emissions. Therefore, it was not until ratification by Russia that the Protocol could finally enter into force on 16 February 2005.

As is often the case in international climate negotiations, Australia followed the United States's but then in 2007 decided to go back on its decision.

The period after 2012, the IPCC's new assessments and the G8's declaration at the 2008 Hokkaido Summit

Meanwhile, scientific research (the 2001 and 2007 IPCC reports) has allowed us to understand the climate issue better. According to the research presented in Copenhagen in March 2009, with the current pace of emissions, the mean sea level could rise by one meter by 2100 and would continue rising afterwards.

Scientists now estimate that if we want to stabilise the climate and avoid all uncontrollable aberrations, we will have to halve current world emissions by 2050! In 2050, temperatures will be 2°C higher than now (see. "Emissions and the reduction of greenhouse gas emissions in New Caledonia"). It was on the basis of the IPCC's most recent research that Heads of State present at the G8 Hokkaido Summit in July 2008 adopted the goal of stabilising the climate rather than stabilising emissions. This means that emissions must be halved by 2050 and that between 2012 and 2020 emissions must be reduced far more than previously envisaged under the Kyoto Protocol. These commitments will have to be taken in December 2009 and/or after, still within the Framework Convention on climate change, with an amended Kyoto Protocol or a new protocol (in Copenhagen for example) which could take up many of the obligations and implementation methods of the Kyoto Protocol.

In 2009, the President of the United States indicated that his country was willing to take part in the fight against climate change during the post-2012 period. To what extent and on what basis will countries like China, Brazil and India accept to take commitments to reduce their own emissions?

Yvo de Boer, the Executive Secretary of the United Nations Convention, emphasised in Poznan in December 2008: "…that the Copenhagen Treaty in December 2009 would not be detailed. He stated that "it was essential to clearly define commitments [to reduce GHG emissions], financing and

institutions (…), so that there would be no need for further negotiations on basic points." Therefore after the Copenhagen meeting, negotiations on the details, i.e. on the implementation methods, could take place. Some people even believe that an agreement can only be reached after 2009.

Important dates related to initiatives concerning climate change

1979	First World Climate Conference in Geneva and second oil crisis.
1985 and 1987	Meeting in Villach, in Austria, organised by the United Nations Environment Programme (UNEP), the World Meteorological Organisation (WMO) and the International Council for Science (ICSU) recommending the development of research on the greenhouse effect.
1988	Decision to set up the Intergovernmental Panel on Climate hange (IPCC) under the auspices of the United Nations, particularly the WMO and the UNEP.
1990	The IPCC hand in the first report warning that anthropic GHG emissions could represent climatic hazards. The United Nations General Assembly decide to set up the Intergovernmental Negotiating Committee (INC) to draw up a Framework Convention on Climate Change.
1991	The INC is set up.
1992	In May, government delegates approve the Framework Convention on Climate Change. In June, this is presented to the United Nations Conference on Environment and Development held in Rio de Janeiro.
1994	The Convention comes into force after being ratified by parliaments of enough United Nations member States.
1995	First Conference of the Parties to the Convention (COP) held in Berlin. The Berlin Mandate is adopted to draw up a protocol laying down legally binding obligations to reduce greenhouse gas emissions.
1997	Third COP leading to the Kyoto Protocol.
1998	Fourth COP: Buenos-Aires Mandate aimed at setting up the Protocol application rules.

[…]

Suite

[…]	
2000	Special IPCC report on "Land-use, land-use change and forestry". Sixth COP in the Hague: negotiations on Protocol application rules fail.
2001	Seventh COP: Bonn agreement and Marrakech accords concerning Protocol application rules. Third IPCC report indicating that if we want to stabilise the climate, we shall have to halve world GHG emissions by 2050.
2005	The Protocol comes into force after being ratified by parliaments of enough United Nations member States. COP in Montreal once again specifies the Protocol application rules for the first commitment period (2008-2012) and negotiations start for the post-2012 period. Turnaround of Small Island States with regards the integration of forestation and deforestation.
2006	COP in Nairobi.
2007	Fourth IPCC report confirms the need to drastically reduce GHG emissions to stabilise the climate and prevent uncontrollable changes. Bali COP and Mandate.
2008	At the Hokkaido Summit the G8 adopt the goal to halve world GHG emissions by 2050. COP in Poznan, Poland. The European Union undertakes to reduce its 1990 level of GHG emissions by 20% and by up to 30% if there is an international agreement to do so.
2009	COP in Copenhagen in December, during which commitments to limit and reduce emissions in United Nations countries during the 2012-2020 period should be finalised.

Negotiations

Negotiating sessions on the Convention began at the start of 1991 and then ended with the final version in May 1992 in New York, after four meetings which each lasted about a fortnight. All United Nations' agreements are reached by consensus. It is quite difficult to renegotiate them later, even if this may sometimes be justified. Therefore, one must be present, not only at the official negotiating sessions, but also at the negotiation contact groups where the different proposals are drawn up on the basis of the interests of the groups of countries.

These groups of countries first negotiate common positions that they will then defend, by assigning a spokesperson for the contact groups where the texts are drawn up. The Ministers of the Environment of countries which are Parties of the Convention or Protocol usually take over from the negotiators at the end of the COP which is usually held at the end of the year. It is only when there is a point at issue that the proposals of the contact groups are then submitted to the plenary session and then possibly to the Ministerial Segment. All these negotiations are carried out in English. The process may seem rather arduous but it cannot be avoided.

Negotiation Groups

Annex 1 Negotiations Groups

At the time of the Kyoto negotiations, there were 15 members in the European Union group but now there are 27 members.

The JUSSCANZ, initially composed of Australia, Canada, Japan, Norway, New Zealand and Switzerland, later split up into an "umbrella group" (United States, Canada, Australia, New Zealand, Japan) and an "environmental integrity" group (Switzerland, South Korea and some other countries).

Canada, a member of the Kyoto Protocol, and the United States, currently non-members, have somewhat divergent interests, but their interests may get closer once again by 2012.When the time comes, it will no doubt be possible to create a group for the developed island States (including Iceland).

Non-Annex 1 Negotiation Groups the G77 and China

The group of G77 and China includes all the developing countries, in other words about 140 countries. Within this set, there are groups with divergent interests and sometimes with even totally opposed interests:

- The OPEC and SIDS (Small Island Developing States) group;
- The GRULAC which includes countries in Central America and South America, excluding Brazil and Mexico;
- The African countries group;
- The LDC group;
- The Asian countries group.

There are also unofficial groups, like that of the emerging countries (China, India, Brazil and sometimes South Africa). Obviously, new coalitions may still appear.

Although the United Nations only recognises States, these can make up their delegation as they wish. Moreover, the French-speaking world regularly organises information sessions and publishes a bulletin called "*Objectif Terres*" which describes negotiations.

The Framework Convention on Climate Change and the obligations of countries which have ratified it

First of all, let us remember the Convention's objective: "The ultimate objective of this Convention and any related legal instruments that the Conference of the Parties may adopt is to achieve, in accordance with the relevant provisions of the Convention, stabilization of greenhouse gas concentrations in the atmosphere at a level that would prevent dangerous anthropogenic interference with the climate system. Such a level should be achieved within a time frame sufficient to allow ecosystems to adapt naturally to climate change, to ensure that food production is not threatened and to enable economic development to proceed in a sustainable manner".

There are two main categories of country with a subset for developing countries:

- Wealthy nations listed in annex I to the Convention (and generally in annex B of the Kyoto Protocol);
- The Major Developing Economies (MDES) not listed in annex I.

The minimum obligations of the countries are indicated in the box.

Main obligations of annex-1 countries under the Convention

■ National Inventory of GHG emissions (article 4a)

Annex-1 countries and MDES are required to provide these inventories per country. They must be drawn up in accordance with the rules described in the IPCC inventories methodological guidelines and according to formats chosen by the Convention.

Emissions are first expressed as weights for each gas and then converted into CO_2 equivalents taking account of the Global Warming Potential (GWP) of each gas for a period of 100 years. They are then divided up into various categories (energy, industry, solvents, agriculture, land-use change and forestry, waste and others, as appropriate).

[…]

Suite

[…]

These inventories may be subject to audits, including members of annex-1 and non-annex-1 countries. They are used to calculate the emissions and from these, the reductions that countries will have to make.

Only emissions that take place on the territory of the country under consideration are counted (emissions from imported or exported products and services are not taken into account).

In France, the CITEPA conducts these inventories for the Ministry but the government is in charge of sending the inventories to the United Nations, in the format required.

■ **National communications (article 4.1b)**

They must be established periodically according to the decisions and formats decided upon by the COP. Major developing economies, like China, India, Brazil and South Africa have to conduct inventories and national communications just like annex-1 countries, but less frequently. The least advanced countries with very low per capita GHG emissions may simply conduct national adaptation programmes of action for climate change (NAPA).

■ **Miscellaneous Communications**

Throughout the negotiations, various notices, information to annex-I Parties and evidence of actions may be required. For example, towards non-annex-1 countries, on technology transfers, support for the most vulnerable developing countries and for the least advanced countries.

■ **Other commitments of annex-1 countries**

Annex-I countries partially fulfil their obligations towards MDES, via the Global Environment Fund (GEF) (financing training for developing countries, particularly for the production of inventories, national communications, national adaptation programmes of action for climate change, etc.).

Currently, New Caledonia, as Party to the Convention via France, has the obligations of the Convention's annex-1 countries, but it does not have to provide any specific inventories of its emissions (these are included in France's communications in the section on emissions in Metropolitan France, Overseas Territories, Overseas Collectivities and New Caledonia) or any specific national communications. The French government is responsible for the information communicated or to be communicated to the United Nations.

The Kyoto Protocol and the obligations of countries which have ratified it

What makes the Kyoto Protocol significant and the delays to its ratification

For the Kyoto Protocol to come into force at least 55 Party countries to the Convention had to ratify it and the emissions of the annex-1 countries had to represent at least 55% of the total volume of carbon dioxide emissions of all the Parties listed in this annex. Without ratification by the United States, these conditions made the Protocol's implementation extremely difficult. It was Russia's ratification that finally allowed the deadlock to be broken and the threshold to be crossed so that the Protocol could actually come into force in 2005.

Emission reduction commitments under the Kyoto Protocol between 1990 and 2010

Industrialised countries undertook to reduce their annual emissions by 5.5% on average compared to 1990 levels.

■ **Worldwide distribution:**

-8% for the European Union; -7% for the United States; -6% for Japan, Canada and Poland;

0% for New Zealand, the Russian Federation and Ukraine; +1% for Norway; +8% for Australia; +10% for Iceland[28].

■ **European Union distribution of emission reduction objectives**:

-28% for Germany and Denmark; -13% for Austria; -12.5% for Great Britain; -7.5% for Belgium; -6.5% for Italy; -6% for the Netherlands; 0% for France and Finland; +4% for Sweden; +13% for Ireland; +15% for Spain; +25% for Greece; +27% for Portugal.

It should also be noted that the original 15 European Union member states are jointly liable to the United Nations for the 8% reduction of their emissions compared to 1990 levels. Countries that joined the European Union recently are not entitled to share this burden. This is why Poland must reduce its emissions by 6% while Portugal can increase them by 27%.

[28] With special conditions for countries like Iceland which are described later.

Within the framework of the Kyoto Protocol, all annex-1 countries had to move towards emission reductions compared to 1990 levels. However, these commitments were adjusted to take account of special situations in various countries, including a small country like Iceland.

These details show that a great deal of effort is required to draw up an international agreement, especially when this is binding and concerns economic development, as is the case with the Kyoto Protocol: each government therefore tries to protect its interests.

How were the levels of emission limitations and reductions determined for the various countries?

There is no official document explaining the distribution of the climate burden. However, we can attempt the following explanations:

■ As population growth in the United States is higher than that in the European Union, we can understand why there is a 1% difference in emission reductions between these two entities.

■ As Norway uses a lot of hydroelectric energy, it was difficult to reduce emissions in the energy sector so it was authorised to increase its emissions by 1%.

■ The original 15 European Union member-states had collectively undertaken to reduce their emissions by 8% compared to 1990 levels but the notion of sharing the burden within this group had also been envisaged. Thus, Sweden, Finland and France whose proportion of nuclear energy and hydroelectric energy is high were allowed to keep their emissions at 1990 levels. However, countries that had recently joined the Union (Portugal, Spain, Ireland and Greece) were allowed to increase their emissions. Germany undertook to reduce its emissions by more than 8%. This seemed a realistic goal considering the energy savings that could be made in the former East Germany.

■ Even before the Kyoto negotiations started, Australia asked for emissions caused by land-use change and forestry to be included in the calculation of quantified commitments, in its own case. Indeed, it was the only annex-1 country whose emissions had increased since 1990 because of land-use changes.

The emission reductions that industrialised countries were asked to make under the Kyoto Protocol were very low (- 5% on average between then and

2012 compared to 1990 levels). Therefore, it was simply the GHG emission inventories that countries had been obliged to give to the United Nations that were used as a basis, without taking into account emissions caused by land-use changes and forestry (except for Australia). Based on the inventories provided by the countries, the GHG emission reductions that the countries were committed to making could really be checked. It was obviously an ill-fitting solution but acceptable for most countries if some adjustments could be made. For Iceland, however, specific negotiations were required.

How else could it have been organised? The ideal way would have been to accurately determine the average GHG emissions per capita for each country, as was attempted with the Kaya identity[29] used for IPCC emission scenarios, or as could be done with the Kaya-Riedacker formula[30] when emissions caused by land-use changes are taken into account. In this case, we would have needed to be able to determine, for each country, the emissions resulting from the importation of products and services, and deduct those attributable to exportations, but the data was not available to do this.

The solution for Iceland

What solution was found for Iceland? First of all, it was allowed to increase its emissions by 10% compared to 1990 levels: it is the highest increase rate shown for countries in annex B, if the European Union is taken as a whole. However, this was not enough, therefore decision 14/CP7 of the Bonn and Marrakech Accords was taken which defines, for the first commitment period and for countries whose emissions represent less than 0.05% of industrialised countries' emissions in 1990 and which appear in annex I (paragraph 2a), single industrial process facilities or an expansion of an industrial process facility commissioned after 1990.

When emissions from these countries' single industrial process exceed 5% of the country's total emissions in 1990 (which would also be the case if New Caledonia appeared in annex B), these emissions must be presented

[29] Total GHG emissions = Population * [GNP per capita * fossil energy consumption per GNP unit * average GHG emission per unit of fossil product].

[30] Total GHG emissions = Population * [GNP per capita * fossil energy consumption per GNP unit[5] * average GHG émission per unit of fossil product + Per capita land-use * Territorial effectiveness of bioproductions * average GHG emission per unit of bioproduct].

separately and must not be included in the total national emissions listed in the Party's inventory, insofar as they would lead to the authorised emission level being exceeded (over 10% more than 1990 levels in the case of Iceland).

It is also important to use renewable energies to reduce emissions per unit of products obtained from these industrial sites and to adopt the best environmental practices and technologies to reduce the emissions from industrial processes. Finally, emissions produced at these sites must not exceed an average of 1.6 million tonnes of CO_2 per year during the first commitment period. These emissions are then excluded from the scope of the emissions market whose operating rules are defined in article 17 of the Protocol.

What steps can countries take to comply with the emission limitation or reduction commitments that they have made under the Kyoto Protocol?

It is up to each country to fulfil its commitments and decide which policies to implement. Therefore, countries can decide to adopt specific measures (taxes, subsidies, various tax allowances, regulations, etc.), provided that they do not contradict current international regulations, particularly those adopted within the framework of the WTO or, for member-states, those of the European Union.

The introduction of new taxes is always unpopular. It is no different for "domestic carbon taxes", except when they are fiscally neutral and the State manages to explain it properly to the general public. Very recently, a party which campaigned on this issue won the elections in the state of British Columbia, Canada.

During the first commitment period, it is also possible to take into account article 3.4 of the Protocol relating to the specific accounting of carbon-storage changes, i.e. in rural areas (forests, prairies, etc.). Moreover, this measure can also be complemented by the use of the three Kyoto flexibility mechanisms, i.e. the implementation of the emissions trading market, the creation of projects within the framework of the Clean Development Mechanism (CDM) and the joint implementation of projects by annex-1 countries, provided that these countries have both signed and ratified the Kyoto Protocol.

Taking into account forests and land-use changes under the Protocol (articles 3.3 and 3.4)

The European Union and the Alliance of Small Island States (AOSIS) were very opposed to the inclusion of "sinks" (increases in carbon stored in vegetation), for the first commitment period at least (2008-2012). However, Japan, the United States, Canada and the oil-producing countries wanted all emissions and emission reductions to be taken into account, including those attributable to forest management and to land-use changes in industrialised countries.

This led to the inclusion of articles 3.3 and 3.4 without which the Kyoto Protocol could never have been achieved. In practical terms, the accounting methods used to integrate article 3.4 of the Kyoto Protocol are very complicated and sometimes dissuasive. For more detailed information on these two articles concerning changes to carbon-storage in vegetation, refer to "Emissions and the reduction of greenhouse gas emissions in New Caledonia" in the summary and "Changes to carbon-storage in vegetation" and "New Caledonia's international integration" on the CD-ROM included.

Emissions Trading market (ET)

This mechanism, authorised in article 17 of the Protocol, should allow GHG emissions to be reduced at the lowest possible cost. In theory, countries simply have to oblige all their companies to reduce emissions by 10%, for example. Those companies that could reduce emissions at a low cost (type-A companies) may decide to make investments and thus achieve compliance with the State's requirements. However, those companies that would have to pay a high cost to reduce emissions (type-B companies) may decide not to make investments and to buy emission credits on a market that is fuelled by surplus emission reductions achieved at a lower cost by type-A companies, and to some extent under the CDM.

When all goes well, the State therefore obtains the required emission reductions that the companies have achieved at the lowest cost. This mechanism also allows a certain amount of flexibility: imagine that a type-B company is planning to improve a process by buying a new and more efficient boiler for example, but it only intends to buy it in a few years time. In the meantime, this company can buy emission credits on the emission trading market. When it invests in the boiler, it will be able to sell the emission credits that it does not need for itself or keep them temporarily.

Compliance with emission reductions

To ensure the system functions correctly, it must be possible to check companies' emissions. This is why only the CO_2 emissions from fossil fuels used by major companies that consume large amounts of energy were initially concerned. In France, since the first oil crisis, these major companies must give detailed information on their fossil fuel purchases. Thus, their past and current purchases are known, enabling us to calculate how much fossil fuel carbon dioxide they release.

In addition, failure to comply with obligations to reduce emissions should be punished by strong sanctions and checks should be carried out on the emission reductions sold on the ET market to ensure that they have been legitimately achieved; otherwise this will give rise to forged emission reductions, which is not un-like forged currency. This is why emission credits sold on the ET market carry a reference allowing the origin of the emission reductions to be identified and, if necessary, sanctions to be applied, in particular the subsequent banning of access to the ET market. Therefore, although this system seems ideal in theory, it cannot be applied to small companies whose energy consumption is unknown and whose emission reductions cannot be checked. So, at the moment and for a long time to come no doubt, it would be impossible to apply this system to imprecise sectors like transport and human settlements.

Equal treatment

It is also essential that States oblige their companies to make sufficient emission reductions. To protect the competitiveness of some sectors, a State might be tempted to impose lower levels of reductions. To avoid such distortions, arbitration is required – for example, in the case of the European Union, this is done by the Commission. This is why Member States have to send Brussels the National Allocation Plan (NAP) on the emission reductions they intend to impose upon their companies. They can only implement these plans after the final European arbitration.

How should the level of emission reductions to impose be determined? This is undoubtedly one of the most delicate points. When the price of fossil fuels is high, it is in the interest of companies to increase energy efficiency which, when production remains the same, leads to a reduction in CO_2 emissions. The same applies when economic activity slows down, as during the 2009 crisis. Finally, emission trading markets only play their role fully when economic activ-

ity increases, when the price of fossil energies falls and when the level of emission reductions imposed upon companies by States is high enough.

Allocation of emission credits

Up until now, emission credits (for example, up to 90% when the reduction imposed is 10%) are given free of charge based on past emissions (*grand-fathering*). This makes access difficult for new entrants.

Placing emission reductions on the market resulting from carbon-storage changes in rural areas

At the Marrakech agreement, it was decided that emission reductions resulting from changes to carbon-storage in vegetation and soils of annex-B countries could not be placed on the emissions trading market. When we consider how difficult it is to measure and check these storage changes precisely, this decision seems perfectly justified.

Placing emissions on the European Trading market (ET) resulting from projects under the Clean Development Mechanism in developing countries

Emission reductions obtained via CDM projects in developing countries can be traded on the emission trading market but with a ceiling limit of 2.5% of each country's assigned amount units[31]. Indeed, there was a fear that CDM projects would reduce efforts to lower emissions in annex-B countries.

In theory, temporary emission reductions resulting from forestry projects in developing countries could be placed on emission trading markets within a certain limit. The Bonn and Marrakech agreements are not opposed to this but the European Union does not wish to have this type of emission reductions on its market.

Actions to reduce emissions under the clean development mechanism (article 12)

Initially, Brazil, representing the developing countries, asked for a clean development fund to be set up for virtuous action in favour of the climate in their countries. This would definitely have led to a great deal of expense for industrialised countries in annex B. Moreover, China hoped to take

[31] For France, 2.5% of the 92% of emissions in 1990.

advantage of a mechanism to promote technology transfers. This is how a CDM was set up.

Using this mechanism, a company in an annex-B country can make emission reductions in a non-annex-1 country which is compliant with its commitments under the Convention. As a rule, these emission reductions are made in another country because the company hopes to obtain them at a lower cost. But to acquire Emission Reduction Credits (ERC), one has to prove that these would not have been achieved without the project. Therefore, for large CDM projects, there are both environmental and economic restrictions. Yet, it is not always easy to prove the economic additionality. The governments of the countries concerned must also give their approval.

At this stage, more than one thousand projects of this type have been approved, mainly for China, India, Brazil and South East Asia but very few for countries in Sub-Saharan Africa. This is mainly due to the fact that projects have to be financed by the private sector (official development aid cannot be used); but direct foreign investment in Sub-Saharan Africa and in the LDCs is very low.

In article 12 of the Kyoto Protocol, nothing was mentioned about the possibility of reducing emissions *via* forestry projects in developing countries. Only projects involving the afforestation of agricultural land, carried out after 2000, finally became eligible. Even then it has to be proven that this afforestation does not lead to deforestation elsewhere in the same country. Only a few rare projects are in the process of being approved and the ERC allotted, in this case, are only temporary.

Actions to reduce emissions within the framework of a joint implementation between two annex-B countries that have undertaken to reduce their emissions (article 6)

The principle is the same as that behind projects under the clean development mechanism. However, the emission reductions can only be counted between 2008 and 2012 and not from 2000, as with CDM projects. Yet, as the two countries concerned have emission reduction commitments here, which are monitored under the Protocol, the monitoring of emission reductions at project level does not have to be as strict as for CDM projects.

Although article 6 very explicitly authorises the joint implementation of forestry projects, this remains very difficult in practice, especially because of the complexity of articles 3.3 and 3.4.

The projected trends beyond 2012

In June 2009, we still do not know what modifications will be made to the Kyoto Protocol in December 2009 and afterwards, but discussions are now underway about the paths of development that various countries should follow between now and 2020 and then beyond, in order to stabilise the climate by 2050.

When the Kyoto Protocol was set up, we still did not know that we would have to halve world emissions in less than fifty years to achieve this objective. This requires much more mobilization than has already been achieved, mainly in industrialised countries and in fast-growing developing countries, like China, India and Brazil or in OECD countries not listed in annex I, like South Korea and Mexico.

Although gross emissions caused by deforestation in developing countries represents between 15 and 20% of GHG emissions from fossil energies, the Small Island Developing States and the European Union were very opposed to taking them into account during the first commitment period under the Protocol. For the European Union, this position is understandable because before 2012 it was only the developed countries that had to make commitments to reduce their emissions. Yet, the European Union considered, even in 1997, that each country in annex B should reduce its own emissions, without even using Kyoto's flexibility mechanisms. It is above all the emissions from fossil energies which are significant in these countries.

Taking forests into account after 2012

However, in 2005, at the Montreal Conference, at the instigation of the new presidency of the Small Island Developing States, in particular Papua New Guinea, the situation changed radically. It was considered that deforestation in non-annex 1 countries should be greatly reduced, but nobody yet knew which mechanisms were needed to facilitate this or how much it would cost industrialised countries. It was difficult to imagine that a tonne of CO_2

which was not produced, *via* deforestation, could be rewarded the same amount as the prevention or reduction of a tonne of CO_2 from fossil fuel.

This question was widely debated at the conferences in Nairobi in 2006, Bali in 2007 and Poznan in 2008. It will certainly be one of the most difficult points to solve at the Copenhagen Conference in December 2009.

Would it be possible to give rewards for emissions that are prevented by preventing deforestation in developing countries *via* the CDM? Opinions differ on this subject and very few people know how difficult it is to measure carbon-stock changes in forests precisely. The absence of serious methods of checking the reduction of emissions could lead to "toxic" products being placed on the market. This is why some people believe it would be better to reduce emissions *via* actions financed through other channels – taxing revenue generated by the sale of CDM emission credits in 2012 or specific contributions from annex-1 countries.

On the other hand, we believe that reforestation under the CDM could continue according to the current formula but these projects need to be better accepted on the emission trading markets, by the European Union in particular.

Emission Trading (ET) markets

For the period after 2012, there will also be changes to emission trading markets, particularly in the European Union, which plans to stop giving away most emission credits and to sell them by auction. Any company which is large enough and which emits large quantities of CO_2 could thus acquire credits.

The European Union also considers that the world's various emission trading markets will no doubt remain segmented and that it will not be possible, before 2020, to have a single emission trading market for countries in the OECD.

During the Bali Conference and in the UNFCCC workshops, several countries mentioned the need to deal separately with very coal-intensive industrial and mining sectors, which is the case with the nickel sector. However, some companies, subjected to international competition and whose activities are at risk of being relocated, could be partially or even

totally exempted from the obligation to buy such emission credits. Moreover, groups of industrialists are lobbying the European Commission to introduce this exemption. This shows how very important it is to study what happens on the emission trading market in 2012 in the European Union and throughout the world.

Between now and 2012, everything will depend upon changes in the economic situation and the lessons drawn from the implementation of such a market in the United States or in North America. Because up until now the United States have not yet tested the ET market on a national scale although it imposed it upon the Europeans. Admittedly, there is a CO_2 market, but as there was no obligation to reduce emissions, the value of the tonne of CO_2 was symbolic – ten times cheaper than on the European market!

There are also many proposals to use the income from the sale of emission credits. Some parties would like part of the revenue to be allocated to the implementation of pilot projects in the geological sequestration of CO_2, particularly in developing countries like China, India and South Africa. Other parties would like it to be allocated to the prevention of deforestation in annex-I countries. Many other uses are also possible.

Strategies for New Caledonia's international integration

This approach presents two main complementary constraints which make it very original. Firstly, this integration should be coherent on the question of energy in relation to which New Caledonia shares the same interests as the emerging countries of the greater Asia-Pacific region, and on aspects related to climate change, which place it in an unusual situation. Secondly, in 2009, New Caledonia does not have the competence to implement foreign policy as this is exercised by the French State: The Institutional Act only allows it to become an associate member or observer of international organisations but this competence is subject to France's approval.

New Caledonia's international relations

From a regional point of view, New Caledonia takes part in different organisations, either directly, via the intermediary of France or with France. These may be forums which enable them to jointly progress on questions of energy and the climate by showing a coherent position. These formal relations are organised by the French State, mainly by the High Commission and the Ministry of Overseas Affairs which invite representatives from New Caledonia to take part in some meetings. Existing relations between New Caledonia and other Pacific States resulting from population movements, trading relations, cultural similarities, school exchanges, cross investments do not appear to be the subject of a systematic strategy.

Regional organisations: the environment has caught up with energy

New Caledonia takes part in many regional organisations. The one with the widest scope of competence is the Secretariat of the Pacific Community

(SPC) which is composed of the Pacific islands, including the large countries (Australia, New Zealand, United States) but there are other authorities with overlapping powers. A study is under way to bring groups together to use available resources better.

The Secretariat of the Pacific Community (SPC)

This is the oldest regional cooperation institution to which New Caledonia belongs, as does French Polynesia, in an individual capacity. The SPC deals with three main fields: land resources (agriculture, forestry, food safety, etc.), marine resources (fisheries, navigation, oceanography) and social resources (demography, health). Energy issues are not addressed as such but are included in studies on global changes. However, the central theme of discussions is the vulnerability of the islands faced with environmental changes.

For the moment, the SPC is not interested in energy issues in their entirety: instead it promotes classic forms of development cooperation based on targeted and financed programmes. However, a report published in 2006 underlines the fact that environmental problems facing Pacific islands are inter-related and insists in particular on the difficulty in accessing energy and the energy-dependence of most islands.

The South Pacific applied Geoscience Commission (Sopac)

This commission has addressed several aspects of energy, particularly via the Pacific Islands Energy Policy and Strategic Action Plan (PIEPSAP), a programme which, between 2004 and 2008, concerned the formulation of energy policies, the development of renewable energies and energy efficiency. Teams provided Small Island States with advice on how to formulate their energy policies but New Caledonia did not take part in this study.

The Pacific Regional Environment Program (SPREP)

This environment organisation also analyses climate change and its impact on Small Island States in the Pacific Ocean, without really tackling GHG emissions.

The Pacific Economic Cooperation Council (PECC)

The Pacific Economic Cooperation Council is a tripartite partnership of senior individuals from business and industry, government and the academic world in 26 Pacific economies.

This organisation focuses on subjects related to the development and economic integration of the Asia-Pacific region. It relies on a large network of 26 PECC committees, including an associate member which is France via its Pacific territories (New Caledonia, French Polynesia and Wallis and Futuna). Its role is to improve cooperation and coordination in the fields of trade, investment, finances, industry, human resources, etc. and to provide information and analytical support to the working groups of APEC (Asia-Pacific Economic Cooperation). Objectives concerning the promotion of trans-Pacific economic cooperation are covered by various task forces. One of these task forces is conducted by the French Committee and specifically focuses on renewable energies and water management.

Asia Pacific Economic Cooperation (APEC): a strategic vision of energy

Unlike the PECC, APEC is a regional institution comprised of 21 Pacific Rim countries, particularly the emerging Pacific countries and major powers (United States, Canada, Japan, South Korea). Indeed, APEC defends free trade between its members and hopes to pull down all trade and investment barriers between its member countries as soon as possible – a position that corresponds to the United States domination on this forum.

At the same time, APEC is the international organisation which has the most comprehensive approach to energy issues, with the aim of ensuring energy supply security for its members. There are groups that monitor energy in the short and medium term and various trading procedures. The Nautile initiative, in particular, brings energy players from different countries together to share prospective references and instruments: constructing a shared vision of the area's energy issues and sharing it with the stakeholders is absolutely essential – New Caledonia cannot ignore it.

APEC also organises simulations of energy crises in member economies with a view to developing joint responses via the pooling of stocks. OECD member countries (which must comply with IEA recommendations of

100 days of stocks) have larger stocks than small States which do not have the storage capacity.

Taking part in these initiatives, even as an observer, may be to the advantage of New Caledonia which in many respects resembles the emerging Pacific countries.

Bilateral cooperation

There is very little formal bilateral cooperation between New Caledonia and the countries in the region, although there are numerous relations with Australia, New Zealand and the small Pacific islands with which immigration is significant, particularly Wallis and Futuna. Obviously, this issue goes beyond that of energy but energy has its role to play in this area.

France has different means of cooperation, particularly with Australia and New Zealand, starting with its diplomatic network. There are many scientific and technological connections between France and Australia, supported by several programmes. Moreover, France intends to reinforce its cooperation with Pacific Ocean countries, by leaning on its overseas collectivities and using resources from the European Development Fund (EDF).

New Caledonia could definitely take advantage of these different programmes to benefit from the dynamics of the scientific and technological research with Australia and New Zealand and to use them as a support for the development of initiatives in favour of other Pacific islands.

This is not just a matter of projecting a good image but more generally of placing New Caledonia in a favourable position in terms of unconventional renewable energies and innovative transport solutions in the archipelago and towns, and contributing to the development of the island States. Inversely, New Caledonia cannot allow itself to be seen as a country with one of the biggest per capita GHG emission rates, in an area where global environmental changes seem to be extremely threatening, without also proposing solutions to reduce GHG emissions and/or adapt to environmental changes.

New Caledonia and international climate negotiations

Ways of integrating New Caledonia into the regional framework, outside the Kyoto Protocol

GHG emissions in New Caledonia are mainly produced by the nickel industry and its other economic activities. With the increased production of nickel – two new plants have started up –, GHG emissions will definitely increase.

By adopting various measures, emissions from other activities could certainly be reduced but would not offset increased emissions resulting from increased production of nickel, because these emissions will probably only stabilise around 2015 or 2020. It will then be possible to start stating objectives to reduce GHG emissions for the whole of New Caledonia. Therefore, until then, it may be a good idea to find a way of distinguishing emissions attributable to the production of nickel and those resulting from other activities. Decision 14 CP7, adopted for Iceland within the framework of the United Nations, allows this distinction to be made.

Activities not related to the nickel production sector

Like all towns and regions in the world, New Caledonia can reduce its GHG emissions voluntarily and let it be known. Moreover, the towns and Provinces could no doubt initiate cooperation projects as part of the twinning arrangements with other towns or countries of the region.

At this stage in the study, it is also possible to draw inspiration from the national communication of Iceland which contains eight sections. The first section describes the national specificities of Iceland and the second one provides information on the country's GHG inventories and the changes underway. The third section outlines the policies and measures adopted in the country to reduce or limit GHG emissions (sectors examined include energy production, transport, fisheries, industry, waste and agriculture, as well as action related to the sequestration of carbon and the research underway). The fourth section presents scenarios of emission trends which take account of possible policies and measures. The fifth section concerns the impact of climate change and possible adaptations. The sixth section discusses the way Iceland fulfils its obligations towards developing countries (official aid and technology transfers). The seventh section mentions

research and observations related to the climate and the last section refers to communications policies directed at the population.

Activities related to the nickel production sector

In this scenario, there is no binding commitment to reduce or limit GHG emissions; therefore New Caledonia will not have to offset increased emissions resulting from the production of nickel. However, it may be a good idea to highlight the research projects on the geological sequestration CO_2 in "Emissions and the reduction of greenhouse gas emissions in New Caledonia" if these projects are accepted. It is essential to develop this type of technology if world GHG emissions are to be halved by 2050.

If this is achieved, it will be possible to continue using coal, one of the world's most plentiful and cheapest fossil resources. It is particularly abundant in Australia and Indonesia: there would be mutual benefits justifying joint programmes. This could then lead to capture and storage technologies being transferred to other regions of the world, e.g. Papua New Guinea.

The Kyoto Protocol does not apply to New Caledonia

For the moment, New Caledonia does not have to implement the provisions of the Kyoto Protocol. In theory, international treaties, to which France is party, apply to all its territories, including overseas territories, unless otherwise expressly stated.

When the Kyoto Protocol was published by decree on 22 March 2005, France issued a statement excluding its application to overseas territories on the grounds that they are not members of the European Community. Yet, the Protocol does indeed indicate in article 26 that "*no reservations may be made to this Protocol*". Thus, France's statement raised some questions. These questions proved to be unnecessary from a legal point of view but contributed to the understanding of the territorial applicability of the Kyoto Protocol.

Indeed, the territorial provision of the 1957 Treaty of Rome instituting the European Community specifies that its measures apply to French Overseas Departments, the Azores, Madeira and the Canary Islands. As for Overseas Countries and Territories, however, they are subject to specific association agreements, but the Treaty of Rome does not apply to them. Consequently, Community Law does not apply to New Caledonia.

However, France still remains accountable for New Caledonia by way of the Convention on climate change: thus under the Convention, it declares all emissions, including those of New Caledonia, in accordance with United Nations regulations.

Moreover, it should be added that articles L. 229-1 to L. 229-4 of the French Environmental Code relating to the greenhouse effect and to the prevention of risks linked to global warming do indeed apply to New Caledonia.

How could New Caledonia join in negotiations on the climate, if it so wished?

After 2012, New Caledonia may wish to join in negotiations on the climate in order to demonstrate a stronger position internationally and regionally with regards its participation in GHG reductions and benefit from the related mechanisms. What are the different scenarios?

Scenario 1: status quo

By doing nothing, New Caledonia would not be acting illegally because the texts do not apply to it. At the moment, it fulfils its obligations towards the Convention *via* France, because only countries can become members of the United Nations. In this scenario, New Caledonia does not have to make any formal commitments to limit or reduce its emissions. Obviously, this would make it pointless to adopt the Kyoto flexibility mechanisms to offset emissions. In the short term, this means it would not have to make extra inventories of variations of soil and forest carbon stocks to fulfil its obligations under articles 3.3 and 3.4 of the Protocol.

Due to this fact, large companies that emit great quantities of CO_2, like the nickel sector or the centralised production of electricity, are outside the scope covered by France's NAP. Thus, it would not be possible to sell or buy emission credits or take part in CDM projects or Joint Implementation (JI) of projects of countries that have ratified the Kyoto Protocol.

Yet, nothing would prevent these coal-intensive companies from financing, if they so wished, projects to reduce emissions in developing countries, providing the host countries agree, but this would be outside the international commitments of the Kyoto Protocol. If they wanted, they could also improve their brand image by buying emission reductions on a voluntary market.

How could this *status quo* be justified? First of all, it should be noted that coal-intensive industries carry much more weight in New Caledonia's economy than in the economies of large regions or countries (United States, Europe, France, etc.). In the case of the United States, they only represent 6% of total CO_2 emissions, 3% of economic activity and 2% of jobs. In New Caledonia, the situation is very different: in 2006, nickel represented half, if not more, of GHG emissions, 11% of VAT and 97% (of the value) of exports.

Moreover, not all nickel producing countries have the same obligations. New Caledonia is currently the world's leading exporter of nickel oxide. Cuba, Brazil, the Philippines, Indonesia and some other countries of the tropical belt also export it, but as they do not belong to annex B of the Protocol they are not currently obliged to reduce their emissions. South Korea imports ore from New Caledonia and exports products containing nickel. However, Russia, Canada and Australia, which produce nickel sulphide, belong to annex B countries: therefore these countries must reduce their GHG emissions.

Can this situation continue in the long term? This will depend upon the pressure exerted by the international community, neighbouring countries and nickel producing and exporting countries whose plants may have to reduce their emissions. Therefore, within the framework of the Kyoto agreements made after 2012, it is important to keep an eye on changes made for the exporting countries and facilities (free emission credits, lighter taxation, etc.) that they may grant their carbon-intensive industries.

Scenario 2: New Caledonia wishes to join discussions related to the Kyoto Protocol

As the situation stands at the moment, this integration could only be possible with France which has the international status of a State and is authorized to conclude treaties within the framework of the United Nations or with other states. The French Republic is free to associate any territorial institution in the negotiations or even in the procedure that takes place prior to the ratification or approval of any treaties, but not in the actual conclusion of agreements.

But this poses the same kind of problem as that mentioned above: if France signs the next protocol in the framework of the European Union, as with the Kyoto Protocol, New Caledonia will be excluded from it. No doubt,

the only solution would be for New Caledonia to join in the revision of the future protocol which will come into force in 2012. To do this, a way must be found to allow France to integrate part of its territory with specific status, while at the same time allowing France to continue fulfilling its commitments, if necessary, in its capacity as a European Union Member State, and thus in the framework of joint commitments with other Member States. Otherwise, France should negotiate commitments which are specific to New Caledonia but distinct from French commitments, even if the agreement is signed by France for New Caledonia.

Negotiations related to the Kyoto Protocol should raise the question of pooling its quotas with those of Metropolitan France: given the status of New Caledonia, and if the European Union accepts it, specific quotas for New Caledonia which are distinct from France's quotas, should be negotiated. This would also make territorial players more accountable, even if France would still bear individual liability as a State. In any case, it would be in New Caledonia's interests to join in negotiations, within the French delegation.

In this scenario, two means of integration can be envisaged:

■ *With access to the European Union's emission trading market,* New Caledonia would have to carry out the various inventories requested, particularly those related to land use and change of use. Therefore, it would have to limit or reduce its emissions, like Metropolitan France, but outside of the European "burden sharing" system and in accordance with special methods to be negotiated. The increased emissions granted to New Caledonia would then have to be offset by a greater effort at reducing emissions by Metropolitan France or Europe.

New Caledonia's nickel industries and centralised electricity producer which use large amounts of fossil fuels would then probably be asked to reduce or limit their emissions within the framework of the NAP. To achieve this, they could save energy and reduce CO_2 emissions within their company, or else call upon the flexibility mechanisms of the Kyoto Protocol (CDM or JI projects and emission trading markets).

If emission credits are auctioned, at least partially, by the European Union, as is envisaged for 2012, New Caledonian companies should in theory buy them. But how many should they buy? What exemptions could they be given? Could one stress the need to balance New Caledonia's trade deficit or highlight its special status in order to obtain free emission credits

or even partial or total exemptions? Could one demonstrate that there is a risk of the activity being relocated or subject to unfair competition if these companies had to buy emission credits? The Commission is currently collecting opinions on this question online.

Since December 2008, there has been a "climate package" for Europe and commitments to reduce 1990 levels of emissions by at least 20% between now and 2020. If other countries also made commitments, the European Union could be even more ambitious in its emission reductions.

Under these conditions, what could New Caledonia really obtain from the European Union? Would it be possible to implement a burden sharing system that would be to the advantage of New Caledonia, like in 1997? Failing such a sharing system, which country would have to offset New Caledonia's increased emissions? It would probably be Metropolitan France.

■ *Without access to the European Union's emission trading market,* one of the options of the previous emission reduction scenario disappears. Would New Caledonia's access to voluntary carbon markets then be closed? The answer is probably yes. However, this point should definitely be tabled for discussions at negotiations with France and the European Union. It could serve as an argument to facilitate New Caledonia's access to the European market (thus taking up scenario 1). However, the question of how to share the burden between Metropolitan France and New Caledonia would remain.

An approach similar to that of Iceland for the period after 2012

New Caledonia could also adopt an approach based on the one adopted by Iceland, a small country belonging to the United Nations with which it has a lot in common. The resolutions made within the framework of the Kyoto negotiations did not suit Iceland: as it was unable to change the general approach, the United Nations therefore adopted decision 14 CP7. The reader can get an idea of this country's obligations with regard to decision 14 CP7 by consulting Iceland's National Communication to the United Nations, on the website http://www.umhverfisraduneyti.is/media/PDF_skrar/Icelands_Fourth_National_Communication_and_Report_on_Demonstrable_Progress.pdf

By referring to this decision and acting like Iceland, but not formally subscribing to the Kyoto Protocol, New Caledonia could demonstrate, in the

Asia-Pacific region and internationally, that this approach is perfectly legitimate because it complies with decisions taken in the framework of the Kyoto Protocol.

Such an approach would not necessarily mean that New Caledonia becomes a member of the United Nations formally and directly; however, it would imply that it is gradually meeting all the obligations of the Convention and the revised Kyoto Protocol for the period after 2012, particularly the inventories under articles 3.3 and 3.4.

In this scenario, one should remain attentive to the new constraints and opportunities likely to arise. One should also stay informed about whether decision 14 CP7 is renewed after 2012 and how it is renewed and what commitments Iceland will then make.

The advantage of this solution is that New Caledonia's industrial development would become compatible with the spirit of the fight against global climate change. It would not have to buy emission credits. The disadvantage is that New Caledonia would not be able to carry out CDM or JI projects but this is no doubt only a minor disadvantage in this case. However, it would still be able to carry out voluntary projects outside the formal framework of the United Nations.

An analogy can also be made with Greenland which became independent in 2009. This country's situation can be compared to that of New Caledonia because it has also been outside the European Union since 1985. Therefore, it would be a good idea to stay regularly informed about this country's intentions and about the state of its negotiations with Denmark, especially regarding the commitments made for the period after 2012.

In any case, New Caledonia could perfectly well make communications on the climate inspired by Iceland's communications; these could be integrated into France's national communications to the United Nations.

Integrating New Caledonia into discussions – the consequences on its governance

No specific body has yet been given explicit responsibility for "climate" and "greenhouse gases" issues and the allocation of responsibility for environmental protection is very vague and incoherent. There is a complicated

interweaving of responsibilities between the French State, New Caledonia, the Provinces and communes. An authority should be put in charge of these issues which require specific human and financial resources.

Although the fight against greenhouse gases and climate change is part of environmental protection, it would seem inappropriate to allocate this responsibility to the Provinces, because it falls within the scope of overall territorial policy which should be centralised. Moreover, questions concerning climate change cannot be subject to different and inconsistent regulations or initiatives within the same territory. To become legally effective, this jurisdiction must be explicitly integrated into the Institutional Act of 1999.

After that, New Caledonia could reorganise its administration either by creating a specific department or by integrating this responsibility into an existing department, i.e. the energy department could become the "energy and climate" department because discussions on these two subjects are very closely linked (see current examples of energy-climate plans). This department should also integrate agricultural and forestry activities which are included in the overall GHG emissions count.

Conclusion

New Caledonia can take action in a variety of fields to consolidate its energy security, gain access to advanced technologies and reinforce its international credibility, while at the same time protecting the competitiveness of its export industries.

To achieve this, it would first of all be a good idea to approach all international relations in a global manner (as all the regions within Metropolitan France do) with other priorities and other perspectives. Leverage on the French diplomatic network is a powerful asset that could effectively further the territory's interests.

To be able to adopt this consistent position, prior studies need to be carried out and New Caledonia needs to have an expertise capacity in the joint themes of energy and climate and in the procedures of international action in a legally complex situation. This also involves revising the governance of the energy-climate sector: this is the subject of the last part of the report.

RECOMMENDATIONS

For details of the recommendations set out below, please refer to the recommendation sheets which are collated at the end of the report following the "Conclusion and recommendations" section.

1. Build a hub of local skills addressing regional issues in the fields of energy (including imported or potentially importable energy, such as wood or biomass) and climate, with the possible support of the University and research institutes present in New Caledonia and in the Pacific region. Create or support specific research programmes (including theses and dissertations).

■ *Developing shared and verified representations at regional level is a precondition. This objective extends from training in citizenship (what sort of regional environment do we live in?), to the training of managers of different levels and different backgrounds (companies, education, government, etc.). Initiatives in the field of scientific discussion within the Pacific region contribute to this, as do existing relations between training and research bodies in New Caledonia and their counterparts in Metropolitan France and other countries.*

2. Consider all the possible scenarios for the integration of New Caledonia into climate negotiations. Build up monitoring capabilities, starting with climate negotiations in Copenhagen in December 2009. Assess the possibility of drawing up a climate plan and an inventory of emissions for New Caledonia (see recommendation 1 in "Emissions and the reduction of greenhouse gas emissionsin New Caledonia").

■ *It is in New Caledonia's interests to think about how it wants to join the climate negotiations, in accord with the processes underway. The complexity of the files requires a certain amount of research and learning. The first step could be to appoint a representative in charge of monitoring negotiations in Copenhagen and capitalising on experiences.*

Likewise, New Caledonia could start drawing up its own inventory by following existing formats. This would enable it to assess what information is available and to acquire more information.

3. Build strong and coherent international action with French diplomacy. Take advantage of existing relations, especially bilateral relations in matters

of energy and climate with research and educational networks. Make innovative proposals on these issues in regional forums. Make information on New Caledonia's experiences available to Island States. Tackle regional cooperation (with Australia and New Zealand) in terms of exploration and possibly geological storage of CO_2.

■ *New Caledonia can benefit from France's diplomatic network and from existing informal relations to build a consistent regional cooperation policy on energy and climate. This would allow it to have the best technologies – for the capture and storage of CO_2 for example – and also to compare its own courses of action with initiatives taken by countries in the region and to promote innovations in the fields of energy and the climate. It is only under this condition that it will be able to play the leading role incumbent upon it due to its high per capita income.*

4. Reinforce energy security within the regional framework. Assess the possibility of cooperating with APEC countries in the field of energy. Conduct joint exercises on energy security (crisis management). Provide appropriate supervision for the activities of companies working in the field of energy, particularly oil exploration.

■ *New Caledonia is in a similar situation to that of its neighbours in terms of its energy security and vulnerability. Therefore, it is in its best interests to pool, as far as possible, any tool and, management instruments and – where necessary - crisis response procedures.*

New Caledonia could take part in some energy/climate-orientated regional forums as an observer in order to take advantage of their dynamics. It could also adopt well-reasoned regulatory measures according to the positions of its neighbours, regardless of whether they are partners or rivals.

What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia

The aim of this part of the report is to put forward concrete courses of action for the energy and climate options available, and to examine the possible ways to implement this action , with a view to the development of New Caledonia.

The energy issue relates to three different aspects of the development of New Caledonia, which have little in common:

■ *In the housing sector*, energy security, the reduction of greenhouse gas emissions, and quality of life issues prompt us to favour environment-friendly energy-positive housing with air conditioning that is as natural as possible.

■ *The metal industry* is concerned about its long-term supply of electric power. This will result in a power plant being linked to each factory (existing ones as well as factories under construction). This globalised sector buys its energy on the global markets, which absorb its metal production: the economy is related to the geostrategy.

For this sector, there are two major challenges:

– relating to the security of supply at the least cost, which is prompting stakeholders to opt for Australian coal as a resource for electricity production and to power metal factories;

– relating to the global negotiations on climate change and the reduction of greenhouse gas emissions, which may affect New Caledonia and the nickel economy, and lead to technological changes.

On its own, this sector accounts for 2/3 of the primary energy consumed and CO_2 emitted today in New Caledonia… We have seen that there are significant prospects for the reduction of energy consumption and for the future integration of climate concerns.

■ *In the transport sector*, the demand currently focuses on liquid fuels, in an Asian continent where those resources are insufficient and much rarer than coal. On the medium term, a biofuel industry of a sufficient size seems a difficult prospect, both for reasons of biomass availability and the size required for certain processing facilities. Energy security and the reduction of emissions are thus prompting a search for less dependence on fossil fuels. This can be achieved mainly through energy savings and by turning to other, more economical modes of transport, particularly public transport.

■ *Major decisions have already been made* concerning the planning of nickel production units and construction or reconstruction of coal-fired

power plants. The plan for the exploitation of mining resources in New Caledonia also deals with this energy issue and lays down the principle of compensation of greenhouse gas emissions. However, we have also noted that the law regarding long-term planning of electrical production has not yet been fully implemented.

■ *Energy and climate policies* usually rely on variety of measures comprising tariffs and taxes, economic measures and regulations. To this list we can add measures aimed at changing the behaviour or preferences of economic officials through information and communication, as well as the training of stakeholder and R&D programmes. All of these aspects will be examined hereunder. With one exception: the board of experts was unable to gather the necessary ingredients to make recommendations on economic action in favour of businesses in the sectors concerned. We can simply say that New Caledonia must make the most of the activities of bodies such as Oséo and AFD.

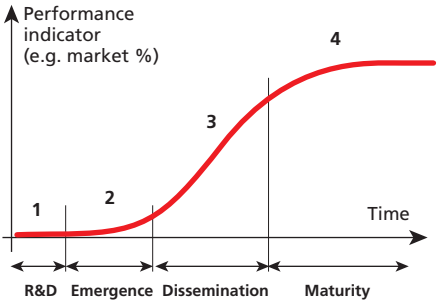
At the end of this part of the report, recommendations will be made with regard to the development of administration methods for the new energy and climate options that New Caledonia may adopt.

Technical options, stakes, assets and constraints

The experts' evaluations presented earlier show that New Caledonia has a high potential for energy management in residential and industrial sectors: reducing energy consumption is possible, but it comes at a cost and requires a change in modes of production, construction and consumption.

There is also a high potential for the development of renewable energies and new technologies: some of the new energies developed across the world offer new prospects to New Caledonia, such as those already being explored with windpower and the production of photovoltaic electricity. On the other hand, the available biomass suffers from the dispersal of production and land constraints, which makes it difficult to exploit them despite a technically renewable potential, which is probably significant. Storage facilities should be developed, particularly concerning pumped-storage electricity, if the existence of technical potential is confirmed.

It was deemed useful to present a synopsis of the maturity of the various techniques used for energy management, new production and the capture of CO_2.



	Maturity	Dissemination
R&D	1	None
Emergence	2	First commercial applications
Dissemination	3	Broad dissemination
Consolidation/ Maturity	4	Slow progression of dissemination

Figure 14

Standard representation of the dissemination process

Maturity is defined according to the graph, adapted by Svi Griliches

Table 8 – The sectors and their technology options

Options	Sectors	Options	Maturity
Energy management	Housing/ Services	Thermal rehabilitation	**3**
		Low-energy housing	**2**
		Energy management, lighting	**3**
		Energy management, household appliances	**3**
	Transport	Electric vehicle	**2**
	Industry	Co-combustion of biomass	**2**
New energy technologies	Renewable electrical energy	Windpower	**3**
		Marine turbines	**1**
		Photovoltaic energy	**3**
		Thermodynamic solar energy	**2**
		Ocean thermal energy conversion	**1**
		Wave-powered systems	**1**
	Renewable energy: Heat/Fuel	Solar water heating	**3**
		Biogas	**2**
		1st generation biofuels	**3**
		2nd generation biofuels	**1**
		Seaweed fuels	**1**
	Nuclear	Small nuclear power plants	**1**
	Other	Heat pump	**1**
	Storage	Pumped-storage hydroelectricity	**3**
		Electro-chemical storage	**3**
		EC storage (new technologies)	**2**
		H2 storage	**2**
CCS	CO_2 capture	Pre-combustion	**1**
		Post-combustion	**2**
		Oxy-fuel combustion	**1**
	Storage	Geological storage (peridotite)	**1**
		Biological storage	**1**

Technology maturity levels.

Even if an incentive policy is adopted in the two sectors mentioned above, the consumption level is such , that the energy demand cannot be covered by renewable energies; this is particularly due to the large metal companies, for whom large-capacity production is required.

In brief , New Caledonia cannot overlook the issues of protection of the environment and greenhouse gas emissions in the regional and international context.

The technical-economic analysis revealed a few priorities

At this stage, it would be useful to have all the facts to steer future public decisions. As a supplement to the technical options, the technical-economic analysis can help to identify priorities by introducing the economic dimension. This analysis is commonly used to assess and compare the costs of available options, then classify them by order of merit in a rational economic framework aimed at minimising the overall cost of the project.

In this case it has not been possible to undertake this analysis, as the gathering of the required information did not come within the scope of our experts' report. Nevertheless, to bring additional elements into the analysis, we have estimated the challenges and cost of each of the main options identified. In concrete terms, we have estimated the technical potential in terms of energy production or savings (or that of CO_2 in the case of storage) associated with each option; we have also assessed the total expenses needed to mobilise those amounts of energy.

Each variable was estimated on a three-level scale: low, moderate, and high. This analysis is essentially qualitative, we do not claim to have carried it out in a stringent scientific manner, but insofar as possible, it is based on knowledge stemming from other experiences. Lastly, we completed the analysis with an estimation of the constraints and assets of each option, in order to come up with a criterion of implementation difficulty which takes account of the availability of the technologies, the feasibility of the policies as well as associated benefits (such as energy savings).

RETOUR SOMMAIRE

Table 9 – Qualitative cost/quantity analysis

Options	Sectors	Options	Stakes	Costs	Difficulties
Energy management	Housing/ Services	Thermal regulations, existing buildings	++	++	++
		Thermal regulations, new buildings	+/++	+	+
		Renovation of public stock	+	+	+
		Energy management, lighting	+	+	0
		Energy management, household appliances	+	+	0
		Energy restraint	+	0	+
	Transport	Urban development policies	++	+	+/++
		Eco-friendly public transport	+/++	++	+
		Bonus / Penalty scheme	+	0	0/+
		Fuel tax	+	+	+/++
		School transport	+	0/+	+
	Industry	EE process	++	+	+
		Biomass energy	+/++	+	+/++
New energy technologies	Renewable electrical energy	Windpower	+/++	+	+
		Photovoltaic energy	++	+/++	+
		Ocean thermal energy conversion	+	++	++
		Thermodynamic solar energy	+	+/++	++
	Renewable energy, Heating/Fuel	Solar water heating	++	+	0
		Biogas	0/+	+	+
		1st generation biofuels	0	+	++
		Seaweed fuel	+/++	++	++
CCS		Geological storage	++	++	+
		Biological storage	+	+	++
		Oxy-fuel combustion	+	+	+/++

Each variable is estimated on a three-level scale: low, moderate, and high.

We can thus see that an option such as energy management in the stock of old buildings offers a high potential in terms of energy savings, that the cost of this renovation is high (but likely to generate savings for consumers) and that its implementation is highly complex (thermal regulations in the stock of existing buildings are difficult to impose and relatively slow in producing effects). Conversely, the challenges of an option such as the imposition of a bonus/penalty on the purchase of individual vehicles are less significant, but this option is low-cost and relatively easy to implement.

To supplement this first purely qualitative analysis, we have attempted to grade the options in a graphic form (Figure 15). The diagram is mainly based on the information in table 9. In addition, it integrates the feasibility dimension that we have chosen to combine with the time dimension. In concrete terms, the options which are relative easy to implement and immediately available are shown in black; the options shown in red are those which are less easy to implement and not immediately available but which could reasonably be implemented, and those which are more long-term and uncertain, or liable to produce results over the longer term.

The diagram shows the options in relation to the quantitative stakes they represent (energy saved or produced, GHG emissions avoided) and associated costs; for the sake of legibility, not all options are shown on the graph.

Note: for further details, please refer to the useful information given in the CD-ROM "What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia?"

At least three major groups of options stand out for examination:

■ the options with very high stakes but moderate costs (industrial energy management, solar water heating, photovoltaic energy), or even higher stakes but at higher cost (thermal rehabilitation of existing housing);

■ the options with stakes which may not be as high but which do not present any major implementation difficulties: thermal regulations for new buildings, energy management of lighting and household appliances, the renovation of the stock of public buildings, the development of windpower, etc.;

■ lastly, the options for which the stakes are seemingly more modest or not well known, but whose estimated costs are low: particularly energy restraint, as well as the bonus/penalty scheme for private vehicles and the development of school transport.

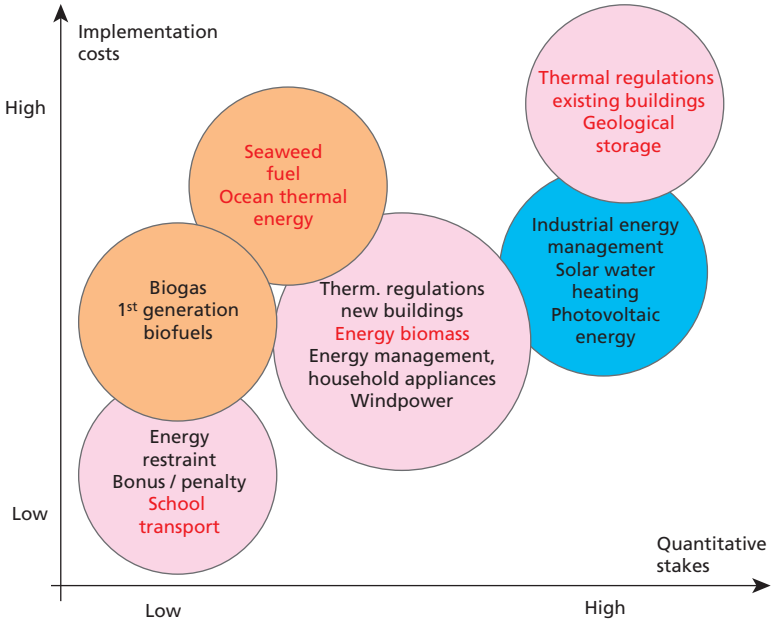


Figure 15

What are the priorities concerning energy and climate technologies in New Caledonia?

The diagram shows the options in relation to the quantitative stakes they represent (energy saved or produced, GHG emissions avoided) and associated costs; for the sake of legibility, not all options are shown on the graph.
Note: for further details, please refer to the useful information given in the CD-ROM "What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia?"

On the other hand, according to this analysis, it would seem appropriate to disregard the options located in the upper left-hand side of the graph for the moment, as they are more costly and their stakes are limited. Such options include ocean thermal energy conversion and biofuels stemming from seaweed. At present, those options are costly and their stakes uncertain.

Photovoltaic energy and thermodynamic solar energy require special comments. At present, these technologies are still very costly, and one may be surprised to find them in a moderate cost zone. In fact we have taken into account prospective drops in their cost. While uncertainties remain on the future cost of thermodynamic solar energy (see "New energy production and storage technology"), the lowered costs observed over numerous years and the technical progress expected in photovoltaic technology indicate that costs will continue to drop. As for thermodynamic solar energy, the inclusion of heat storage in those systems is a favourable element to promote its integration in the network; moreover, the current growth in this sector should give rise to significant drops in costs.

Progress is also expected in fields such as oxy-fuel combustion, but this technology works as part of a system, and there are still major uncertainties as to the feasibility of geological storage. Only photovoltaic energy is examined in depth to take account of expected technical advances.

To conclude, we want to emphasise the fact that this report has a bias towards the technical-economic dimension. Other dimensions must also be taken into account, particularly concerning the feasibility and acceptability of policies: the land ownership issue and governance problems. Prospects of regional cooperation or research and development may also prompt reconsideration of the options suggested above.

Lastly, this technology-based economic analysis has other limitations:

■ Certain measures of a technological nature must not be implemented in isolation, but rather in combination with other measures, in particular with regard to organisation and tariffs. Thus, the introduction of a tariff-based measure (bonus/penalty or annual tax disc) on the most fuel-inefficient vehicles would be more effective if combined with the development of public transport.

■ For technologies to be deployed on a large scale, even if they are considered as mature in other contexts, they must undergo a demonstration programme, for their technical and economic adaptation. Such is the case, for example, of the use of biomass in the manufacturing industry, or thermodynamic solar energy.

■ The net cost of operations that give rise to energy savings and the reduction of GHG emissions depends of course on the price of the energy and CO_2 saved; a sharp increase in prices could warrant the implementation of certain operations that may seem too expensive today.

Moreover, we must stress that in the context of New Caledonian , we consider certain options as difficult to adapt, even though they are said to be promising elsewhere. There are several reasons for this: the remote location of major international flows and the relatively small size of New Caledonia's domestic market (which, for example, make the natural gas solution inappropriate). The difficulty in obtaining land for projects requiring a large amount of space, and the shortage of manpower for agricultural or forest-based projects, are also factors to be taken into consideration.

In a more general way, the energy and greenhouse gas sector is changing rapidly, in all aspects (technological, economic, regulatory and with regard to practices) and on all levels (starting with individuals and municipalities, all the way to the global scale); it is therefore needs to be monitored on a permanent basis. New Caledonia must therefore improve its monitoring capacity in those areas.

The energy issue is linked to the land-use policy

In New Caledonia, the control of the urban sprawl of Greater Nouméa seems to be a priority. The urban development plan and the urban transport plan indicate the measures to be taken in this respect. Their implementation will require greater integration of the policies followed by the different municipalities of the metropolitan area. Promoters of the scheme for the consistency of the Nouméa metropolitan area (SCAN) are well aware of this. The strengthening of the VKP (Voh-Koné-Poumbout) area with the opening of the northern factory is of major importance since it provides the opportunity to create a congruous, low-energy city right from the start, by planning ahead for urban development, construction and transport.

In addition to land planning as such, environmental regulations should be laid down and implemented rapidly in the construction industry and for buildings. Due to the growth of its population and its housing needs, New Caledonia has an opportunity to implement the most recent techniques and designs in terms of energy conservation.

The carbon footprinting of new urban areas, such as that of the concerted development zones of Panda and Dumbéa-sur-Mer, is a first step which shows the importance of such measures. The method used for those carbon footprints could be refined and adapted to the New Caledonian context, and systematically used as a prerequisite to the deployment of such projects.

Another common objective of land-use planning is to combat population drains and keep people in their traditional environments. This was the option chosen in New Caledonia with investments aimed at improving living conditions in villages and tribes. The extension of the electricity network, which is well underway, supports this policy. It shows the advantages of promoting the pooling of resources and connecting new storage and production facilities.

Territorial climate plans: tools to promote development

The implementation of energy-climate plans was launched in metropolitan France as a means of providing local answers for energy savings and for combatting climate change, while taking into account the territories' specific conditions. The Environment and Energy Management Agency (ADEME) proposes a method for implementing such plans, already carried out in several large metropolitan urban areas (Nantes, Grenoble, Lyon, Paris, Rennes, etc.). The Grenelle de l'Environnement paves the way for its introduction into other overseas communities.

An energy-climate plan is based on an in-depth view of the energy profile of the territory concerned. It provides the opportunity to precisely evaluate the energy consumption and emissions of buildings and certain sectors (such as transport) or the workings of public services (schools, city halls, hospitals), and suggests improvements.

To ensure the consistency of the measures put forward, this process requires the participation of local stakeholders. In this respect, it is also a means of introducing the issues of energy consumption and climate change into public debates with the backing of diagnostics.

In Grenoble, for example, the climate plan was partly based on an energy assessment of the city conducted in 1999, to set priorities and specific lines of action. The commitments of the climate plan were taken up by the different local stakeholders (communities, OPAH, ADEME, electricity suppliers, etc.) for concerted action.

There are still few studies on the results gained through those measures in terms of a shift away from the trend of growing consumption. However, they are a step forward in integrating energy savings and the fight against climate change in land-use planning **32**.

[32] See http://www.ale-grenoble.org/28-le-plan-climat-local.htm

THE LAND OWNERSHIP ISSUE MUST BE TAKEN INTO CONSIDERATION

The energy options involve the setting-up of infrastructures for the production or distribution of energy, located on a given territory. These may consist of wind generators, copra or coal-fired plants, hydroelectric dams, powerline supports, a tree plantation to produce biomass, etc. Whatever the options chosen, they will take up a certain amount of land. In other words, their implementation will partly depend on the land access regulations and thus the land status.

In New Caledonia, because of European colonisation, the land ownership issue is at the heart of major conflicts and strains, which have been examined in depth in numerous social science publications. Across the territory, there are three types of land statuses: private property, public property and customary land. Each of these statuses is governed by different property and access rules. Customary land, which is governed by custom, cannot be sold, exchanged, seized nor have any restriction imposed.

The geographical distribution of these different types of land varies considerably from one province to another. In the Islands Province, 97% of the land consists of customary land. There is no private property in the archipelago. Conversely, customary land only accounts for 9% of the total in the South Province and 24% in the North Province. On the scale of the whole territory, the biggest landowner is the Government of New Caledonia, which owns 47.9% of the land.

In the islands, all work and all installations will be on customary land, which implies a specific negotiation process: the authorisation of the "land masters" must be obtained. The problems with the operation of the copra plant of Ouvéa are partly due to the land ownership issue. The social studies conducted have shown that access to customary land posed no problem as long as there was no real economic stake involved. However, as soon as a project concerning tourism, agriculture or any other economic aspect involves major stakes, there is a lot of resistance and numerous barriers are presented. Nevertheless, some windfarms have been set up on customary land in the Loyalty Islands (Lifou) and in the north of Grande Terre. In Greater Nouméa, the link between the energy options and the land ownership issue is more dependent on the high price of land, which may hamper the implementation of projects and facilities.

The land ownership issue is therefore of major importance. The board of experts was unable to analyse it in detail as this was outside the scope of its investigations; however, as a first approach, we could make the following assumptions for each of the three situations:

■ in rural areas, the amount of public land should allow the set-up of the main energy facilities (small dams, windfarms, solar power plants);

■ in the Greater Nouméa metropolitan area, the urban policy requires a land reserve policy along with the corresponding public action measures;

■ the issue of the production of biomass to generate energy remains the most problematic: the energy policy is linked to that of agricultural and forest production and the Territory's autonomy.

What type of action is required to implement an energy and climate policy?

The need for general principles to be translated into law

The analysis of the sector and energy requirements has revealed the need to adopt general principles, as there are currently no consistent, comprehensive energy objectives set at the highest level in New Caledonia[33]. Envisaging a law laying down the basic energy principles and the objectives of New Caledonia's energy policy, whatever its content, should be a first primordial step to give political impetus in a legally supported, consistent and well-thought-out framework. We should remember that the programme law of 2005, which sets out the basic principles of the French energy policy, is not applicable to New Caledonia.

New Caledonia is the authority which has jurisdiction over the energy policy.. Consequently, we envisage two legal measures : the law of the country or a decision by Congress (the latter has a regulatory nature). The first seems the most apt to define such energy policy principles as the law would be adopted by Congress with the involvement of all stakeholders, and following the advice of the Council of State. However, the institutional

[33] The project concerning the multi-year planning of investments for the reform of the electricity sector failed at the end of 2008; within the scope of a Congress decision defining New Caledonia's energy policy, its content could be integrated.

act of 1999 stringently defined the list of domains in which a country law can intervene, and energy is not one of them.

Two possibilities thus remain:

■ if it is possible to modify Institutional Act 99-209 concerning New Caledonia (something that the board of experts cannot appraise, but one can imagine that such a modification would be subject to a lengthy and complicated procedure), request the inclusion of energy in Article 99 of this Act laying down the list of domains for country laws, and within that new framework, pass a country law;

■ resort to a decision of Congress – which will not have the same legal power. However, the mining scheme was adopted in this way and seemed sufficient to secure the support of all stakeholders.

This founding legal measure should of course be submitted for the approval of all local stakeholders and the public, for example through stakeholder conferences concerned with the preparation of the New Caledonia Development Plan. This would provide the opportunity for a debate involving the whole population, making it possible to inform and raise the awareness of all partners. It would be useful to supplement and reinforce the energy policy laid down with a New Caledonian energy code, based on the model used for the mining code.

Taking account of what has been set out in the previous parts of the report, the general principles of the energy policy could hinge on three main objectives, which it would be good to quantify:

■ making housing and transport more eco-friendly and overseeing the energy efficiency of manufacturing industries;

■ producing all the energy consumed by private individuals and services locally;

■ preparing the international integration of New Caledonia, in particular through its gradual introduction into the combat against greenhouse gas emissions, via research and development agreements.

We wish to point out that Article 56 of the bill for the planning of the implementation of the Grenelle de l'Environnement[34] lays down general

[34] Act 2009-967 of 3 August 2009 for the planning of the implementation of the Grenelle de l'Environnement (1). Article 56 is the article concerning New Caledonia, JORF no. 0179 of 5 August 2009 page 13031 text no. 2.

energy principles for New Caledonia. This provision is applicable to the State responsible for coordination, but it is not compulsory for New Caledonia. Article 56 lays down the following general principles:

■ "to become energy-sufficient, by attaining an objective of a minimum of 50% renewable energies in end consumption by 2020;

■ to develop energy storage and network management technology to increase the proportion of intermittent renewable energy production in order to promote energy sufficiency for the overseas territorial communities;

■ to initiate an energy management programme which will translate into the adoption of an energy-climate plan in each community by 2012;

■ to adopt appropriate thermal regulations to promote solar water heating in new buildings and photovoltaic electricity in buildings needing air conditioning, which also promote the reduction of air conditioning in favour of insulation and natural ventilation and the production of photovoltaic electricity in buildings needing air conditioning, and mobilising competitive clusters concerned with the overseas energy challenges ;

■ to ensure all citizens' equitable access to electricity in remote areas, , particularly for Guyana, taking the required adaptation measures; in Guyana, to extend the electricity transmission and distribution network, to promote and accelerate authorisations to connect centralised electricity production units."

New Caledonia can thus base itself on those general principles and/or define others, as this Article is not mandatory insofar as it is concerned. Indeed, it ends with the following words: "The State will ensure the consistency of its action with New Caledonia and its communities as well as the overseas communities governed by Article 74 of the Constitution, according to the general principals laid down in this Article".

Education and awareness-raising actions to change current practices

The large majority of the population, including decision-makers and elected representatives, have poor knowledge on energy matters. In the light of this situation, which is the norm in most of the world, we wish to put forward a few general principles to improve education on energy.

Without wanting to condemn consumerist behaviour, we nevertheless have to insist on the fact that in New Caledonia, like in numerous countries, consumption patterns and greenhouse gas emissions are not going in the

right direction to achieve the four-fold reduction currently considered as the desired objective (except in emerging countries). This necessary but difficult-to-achieve objective requires in-depth changes in perceptions and behaviours, which we must strive to instil in people at a very early age. Hence, the importance of initiatives aimed at young people.

We suggest the setting-up of easy-to-implement training and information actions at different levels and for different audiences. The first step could be the training of trainers and/or lecturers; teachers are probably in the best position to assume that role. The setting-up of these courses is evidently the most delicate stage, as it implies finding the appropriate incentives and identifying the initial trainers. A call for candidates could be launched at the initiative of the education office of New Caledonia.

School programmes could then include a basic course on energy. The energy aspects covered by this course should also be included in a broader awareness-raising action on sustainable development, an issue which exceeds the scope of energy but of which it is a major component. The French initiative on the "topics of convergence[35] ", instituted by the Ministry of Education in junior secondary schools, is an example to follow. It consists in disseminating, within standard subjects, a few important issues for the development of a civic culture, including energy.

With regard to adult audiences, the best approach would probably involve public conferences and exhibitions presented by competent persons.

A few pointers

We propose (see appendix on the CD-ROM) a body of knowledge concerning energy, within the context of sustainable development, which we feel must be looked into and adapted.

The links between energy and sustainable development are strong and relevant to today. This is why we think that the prerequisite to a course in civic awareness is what we will simply call "global and temporal awareness". The objective is simply to enable people to understand man's place on earth and in the universe in a relative way, as well as man's interactions with the planet.

[35] Concerning this initiative, see the website http://eduscol.education.fr/D0217/actes_themes_de_convergence.htm; for other educational applications in all skills sectors, see the website http://www.snv.jussieu.fr/vie/programmes/themesconvergencecollege.htm

The temporal aspects are also important in order to understand how the atmosphere and our biosphere were formed and have evolved through a strong interaction between energy and raw materials, in which life has played a major role. Life, particularly plant life, has created the atmosphere for its own expansion. It has undergone various natural disasters – evolution is far from being a long calm river.

On all those levels, the temporal perception of the evolution of life in general is a great help in understanding the concepts of evolution of the human population and climate change. It also makes it possible to put man's place on earth in perspective. Basic physics concepts (understanding and differentiating energy and power) should be better known and therefore explained in any training initiative, as well as energy economics and energy savings, energy resources, environmental impacts and the eco-footprints of the various solutions.

The vulnerabilities of a civilisation using too much energy are not properly understood: for this reason they need to be highlighted. The most fragile areas in a now globalised world are those of gas, electricity and the transport of goods.

At any rate, it is essential for the people of the world to become aware of their environmental impact and the solidarity needed with respect to the fragility of their ecosystem.

Training in the relevant trades, support for the set-up of new businesses, and potential in terms of R&D requirements

A recent study by the Boston Consulting Group showed that approximately 60% of the jobs created by the measures announced for the whole of France within the scope of the Grenelle de l'Environnement, are in the construction industry, while the rest are in transport infrastructures and to a lesser extent in renewable energies. In the absence of an economic evaluation of potential measures, we imagine that the percentage in favour of the construction industry would probably be even higher in New Caledonia. This finding has led us to focus on the building trade.

Training of people in the building trade

Energy efficiency is not only a question of techniques and technologies; its implementation requires knowledgeable, well-trained professionals. In

fact, energy management involves a whole variety of fields: energy production, renewable energies, public lighting, insulation, doors/windows, solar protection, refrigeration, air conditioning, ventilation, electric appliances, maintenance, etc. In those fields, the acquisition of new skills is required at all operational levels.

What environmental skills need to be integrated in the planning phase?

■ *On the urban scale*, the concern for energy efficiency in buildings must be introduced in the earliest possible stage. The main concerns are of a structural nature: transport/housing issue, road layout /allocation of plots with respect to climate aspects. Urban planners must be assisted by consultants trained in urban environmental analysis and capable of simulating climatic impacts to better define optimal urban layouts and the best allocation of plots (services/residential). This environmental approach may be supplemented by a carbon footprint in the development of eco-districts (like what has been done, for example, in the concerted development zone of Dumbéa) making it possible to monitor the progress of the project at regular intervals. Concerning public lighting, the energy management principles must be integrated in lighting plans and specifications by lighting specialists trained in sustainable development.

■ *In new buildings*, the planning phase is crucial to set the energy and environmental objectives. Feasibility studies conducted by renewable energy specialists may help contracting authorities to make the best environmental decisions in a well-managed economic framework. The awarding of energy-efficient or eco-friendly labels calls upon certification auditors to check that the commitments undertaken by the contracting authorities have been honoured.

■ *In existing buildings,* introducing energy efficiency requires a prior energy audit to optimise operations and come up with the best scenarios in terms of energy and environmental rehabilitation. At present in New Caledonia, only one engineering office has been trained in this type of service, and four have signed the CTME charter. Given that the largest energy management potential is in existing buildings, this area is likely to develop considerably.

What environmental skills need to be integrated in the design and implementation phase?

■ *The management of a building project* involves a multidisciplinary team: architects, engineering offices, economists, landscape architects, etc.

Under the impetus of bioclimatic and HQE schemes, contracting authorities and project managers understand the relevance of the integration of all these skills at a very early stage for the economic and environmental optimisation of the projects. To better assist architects, HQE specialists make it possible to standardise environmental management in the design and implementation phase. Beyond those organisational aspects, HQE specialists also assist the design team to optimise budgets concerning natural lighting, acoustics, relative humidity, energy consumption, water consumption, etc.

■ *Major groups in the construction industry* are well aware of the importance of energy and environmental factors ; consequently, they are currently taking the required steps to get their companies and sub-contractors qualified in eco-construction and eco-management techniques. They primarily target new construction projects.

■ *Concerning companies involved in finishing work*, which mainly consist of SMEs and tradesmen, the integration of environmental and energy aspects via specialised training is very rare. Yet, in the renovation sector, those SMEs and tradesmen will have a fundamental role to play. However, they are not yet prepared or trained in eco-renovation techniques**,** nor capable of providing a comprehensive and qualitative service offer combining several building trades. When it comes to energy efficiency, the compartmentalisation of trades is particularly prejudicial.

How to increase energy and environmental skills in New Caledonia

Growing environmental awareness and the opportunity provided by the HQE standard to update practices are a means of bringing together the different building trades around new development prospects and reshuffle the cards in terms of skills.

Thus, the carbon footprint training launched in 2007 by the ADEME enabled several firms to expand their services, and gave rise to considerable demand both from private enterprises and urban projects. The HQE information sessions and courses scheduled for September 2009 for contracting authorities and project managers are a good starting point to increase knowledge and boost the interest in HQE by those in the profession. This initiative must be followed up with further sessions depending on the demand from contracting authorities and project managers (architects and technical design offices), and most importantly it must extended to businesses.

The training of businesses is a challenge of a considerable scale , given the large number of different types of trades. In the near future, skills in new technologies, knowledge of the most appropriate technical solutions, and cross-functional knowledge of energy topics, will be the most sought-after skills. Each tradesman will need to have knowledge of the other renovation areas (one of the aims of decompartmentalisation), and will act as a consultant with clients to adapt to new demands. To achieve those ambitious objectives, we need to mobilise professional associations such as trade unions, chambers of commerce and chambers of trade, as bodies offering support.

Creating synergies between certain building trades is probably the most difficult challenge. For the residential air-conditioning installation trade, the experiences of Qualiclim in Guyana and Opticlim in Reunion Island serve as models, as they have improved the skills of installers.

The CD-ROM contains a useful chart showing the current situation, along with the training, consolidation and support systems that we need to implement in the short and medium term.

Required access to R&D potential

To achieve their energy and climate objectives, it is essential for New Caledonian stakeholders to have access to these new skills. From our point of view, several courses of action should be combined.

It would be very useful to set up a monitoring system to keep track of the technologies identified within the scope of this report, on international experiences in economic, social and organisational aspects. The purpose of this system would be to update the knowledge gathered here while gradually mobilising New Caledonian experts. We also include in this system all knowledge gained from non-food biomass production experiments already carried out in New Caledonia.

New Caledonia could also seek to participate in research programmes launched by agencies in France and other European countries, or in Australia and New Zealand on topics which may be of interest to it, but which are not specific to its territory. This concerns, for example, ANR projects such as Habisol (photovoltaic and solar housing), Stock-E (energy storage), EESI (energy efficiency of industrial systems). Such is already the case for a programme dedicated to research in the causes of forest fires.

This will make it possible to establish links with the Australian organisations visited in connection with this experts' report: CSIRO[36] Newcastle (energy efficiency, CO_2 capture), CO_2CRC[37] (CO_2 capture and storage), and solar energy at ANU[38].

In France, little research has been done in human and social sciences concerning energy, apart from the works of a few well-known economy specialists and a few laboratories (Grenoble, Montpellier), but this is a growing field. Nevertheless, there are certain areas of research that could be of benefit to New Caledonia, notably:

■ on the uses of energy which are evidently very poorly documented, starting with basic knowledge of household consumption according to different parameters (urban/rural, rich/poor, etc.). This is an essential aspect for any work on tariffs.

■ on conflicts and stances concerning energy: how do they arise, how do energy-related issues become areas of conflicts between different social groups?

■ on the regional situation and national positions concerning the topics of energy and climate.

It would also be wise to propose New Caledonia as a research ground to agencies and organisations for work on specific topics. Thus, concerning geological storage, we propose that investigations be conducted on the potential of peridotites, further to the programmes already conducted (in France the ANR's GeoCarbone programme ended in 2008, but there are numerous programmes on the international scale, in particular the CO2CRC in Australia).

Lastly, we feel that three topics could warrant specific R&D investment for New Caledonia and give it an international reputation:

■ The construction of eco-friendly housing in the tropical context: eco-friendly materials, air-conditioning and energy (particularly in relation with the ANR's Habisol programme).

[36] CSIRO is the Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation in Australia. It has several centres, including that of Newcastle which is dedicated to energy.

[37] CO2CRC is the Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO2CRC) which conducts cooperative research on the capture and geological storage of CO_2 (Carbon capture and storage, or CCS).

[38] ANU: Australian National University, located in Canberra, Australia.

■ Electrical network techniques and modes of organisation with a high proportion of renewable energies and intermittent production, in remote or insular communities of 1,000 to 500,000 people – technologies and modes of organisation are almost exclusively designed for large-scale distribution to hundreds of millions of people.

■ The production of food and non-food biomass (including from forests) in tropical situations of developed countries: agronomy, forestry, business economics, agricultural and forest policy. To this effect, representative experimental plots are required, to make it possible to determine the real capacities for producing and harvesting biomass in the New Caledonian conditions. This type of research can only be conducted in New Caledonia. This is why we are suggesting the allocation of human resources to this effect, for example at the Caledonian Agronomic Institute (IAC).

In keeping with what has been done for the Public Interest Group of the National Centre of Technical Research "Nickel and its Environment" (CNRT), R&D bidding processes could be planned on those three topics. Moreover, this technical centre, whose objective is to enhance the use of New Caledonia's mining resources in a perspective of sustainable development, could also have a facet focused on "energy efficiency for the nickel industry". The ANR's EESI Programme could be a support.

On one of the topics presented above, we could contemplate the creation of a competitiveness cluster, bringing together research forces, businesses and possibly training organisations. However, we still need to examine whether existing forces are currently sufficient to undertake such a process.

Regulatory, pricing and tax-related instruments

Economic and regulatory instruments required to implement an energy and climate policy in New Caledonia

The first recommendation in terms of energy policy instruments to control the energy demand consists in re-establishing a price signal which guides the choice of stakeholders (managers, industrialists, consumers, etc.) according to the actual cost of the different energy sources. In concrete terms, this means the total reworking of existing prices, to remove any price distortions or subsidies not warranted by the existence of environmental externalities.

The removal of tax discrepancies between diesel oil and petrol is an example, if the price discrepancy is not justified by a difference in cost or environmental impact. Likewise, for electricity, the subsidies granted to certain user categories should progressively be reduced, as they dissuade investments in alternative technologies which would be preferable for the community as a whole; for example, electricity subsidies for the hotel trade are counter-productive in terms of inciting energy savings in that sector.

In addition, within the framework of an energy policy taking account of the climate constraint, it is necessary to include in the price signal a "carbon value" component whereby the impact on climate change is taken into account in the different energy prices.

The re-establishing of a price signal does not exclude the set-up of economic incentives to support emerging businesses or technologies, for instance when they reduce the consumption of fossil fuels and energy expenses and limit GHG emissions. In particular, we are thinking of direct subsidies or tax credits for relatively large investments, such as the thermal renovation of existing buildings or investments in technologies whose dissemination is still below the social optimum (e.g. solar panels).

For equipment requiring more modest investments – low-energy lighting or energy-efficient household appliances – the energy labelling measures have proven effective. They can be combined with targeted discounts for the purchase of the most efficient appliances and subsequently be supplemented by minimum performance levels which progressively remove the most energy-inefficient appliances from the market (e.g. refrigerators in Europe).

The question of the use of exchangeable Energy Savings Certificates (ESCs) was examined. Before resorting to an ESC system, measures could be taken such as imposing energy savings objectives to energy operators, yet without instituting a certificate system, which is relatively complicated to set up and manage.

The following ideas should certainly be examined in further depth:

■ setting of specific objectives (quantities and pace of reduction) for energy operators, thereby involving them in energy savings initiatives;

■ cataloguing the different energy savings measures along with their impacts.

■ The set-up of an ESC system doesn't seem indispensable for such measures. Moreover, feedback concerning those systems is still too limited to recommend this course of action for New Caledonia.

Lastly, regulations are indispensable to improve the medium-term energy performance of residential and service sectors, as we know that the price signal on its own will not make it possible to achieve the desired energy performance level. Initially, regulations apply only to new construction work, but it could also be extended to renovation. Moreover, thermal performance standards could be imposed for the sale of property.

In the field of transport, in addition to the rehabilitation of the fuel tax and introduction of a carbon tax, the tools considered in a first phase concern information and economic incentives: use of energy labels for vehicles, possibly combined with a bonus/penalty measure. On the medium term, it may be necessary to resort to additional programmes aimed at supporting or promoting the emergence of alternative means of transport resting on public funding (public transport on clean sites, cycling paths, etc.), voluntary measures (company transport plans) and/or regulations (urban transport plans).

Concerning new energy sources, we feel that the adoption of a guaranteed price measure, combined with a purchasing obligation on the part of the distributor is the best option to promote mature technologies such as windpower, hydroelectricity and photovoltaic energy. The experience gained in Europe has shown that this measure can be particularly effective to support the development of renewable energy sources. This does not exclude capital assistance (such as tax incentives), but the economics of the projects must stem mainly from the purchase price per kWh. Capital assistance must remain a secondary incentive.

The interest of this measure is that it makes it possible to adjust tariffs to give priority support to certain sectors. It is thus possible to institute a purchase price that would, for example, promote the integration of photovoltaic panels in buildings rather than solar power plants. In all cases, it is indispensable to define the price according to actual production costs, restrict the duration of purchase contracts (15 years, for example) and introduce a sliding scale for purchase prices.

Purchase prices create economic conditions which are favourable to the development of investments in renewable energy production. However, they

do not remove all barriers to this development, particularly network connection problems which must be dealt with through specific actions (regulations).

For technologies such as ocean thermal energy conversion, geothermal energy or thermodynamic solar energy, more classic R&D programmes are an indispensable prerequisite. Energy stakeholders can take part in work conducted in New Caledonia, Australia or elsewhere, or at least keep track of developments. Following this, demonstration programmes are to be favoured. For offshore windpower and the production of electricity from biomass (if this last option was considered), guaranteed prices should only be stabilised after a first demonstration phase in order to validate the technological choices.

For *solar water heating,* the international experience also suggests courses of action to support the development of the sector. In countries where this technology has become standard, the initial dissemination was supported by subsidies, in the form of direct aid or tax credits combined with additional measures such as subsidised-interest loans or sometimes third-party investor systems. Once economic conditions allow it, a regulatory measure can take over from financial incentives and impose the use of this technology in all new construction work or renovations if the technical characteristics allow it.

The defining of objectives for each of those topics must be combined with a monitoring mechanism to track the efficiency of the actions undertaken and ensure that results comply with the objectives.

What governance is required in those domains? What roles for the different stakeholders? The legal aspect

The governance organises the cooperation between the political body, the administration, civil society and the economic world. Moreover, within the public sector as well as the private sector, most of those who use the term governance take it to mean, first and foremost, a sharing of decision-making, involving a large number of different stakeholders and sites. It implies the set-up of new modes of regulation which are more flexible and based on partnership between the different stakeholders.

These definitions bring out two general principles, one concerning the capacity of institutions to regulate and control, and the other concerning the transformation of the institutions themselves in the aim of improving decision-making. The issue of energy and climate in the development of New Caledonia requires a response in keeping with those two general principles. The ideas developed here fit into New Caledonia's current statutory context, i.e. a status of shared sovereignty with a transfer of powers based on a process defined under the Nouméa agreement of 1998[39].

New Caledonia's main energy sector stakeholders

The main stakeholders are described in the report's introduction. Here, we will consider only those who need to be taken into account in an analysis of the legal context: they are the government of the Territory, the State, the Provinces, the municipalities and the electricity distribution companies – EEC (subsidiary of GDF-Suez), SAEM (Société Anonyme d'Economie Mixte), and the electricity producer Enercal.

[39] For a more in-depth analysis of the legal, economic and political context, see the publication *Revue juridique, politique et économique de Nouvelle-Calédonie*, issues 1 to 13, directed by Professor Jean-Yves Faberon.

■ Dimenc, which was created in 2004[40], plays a key role in this respect. On behalf of the State, New Caledonia and the three provinces, it is tasked with controlling and promoting industry in New Caledonia in a perspective of sustainable development (by delegation of powers or by agreement). Moreover, its Director is industrial adviser to the High Commissioner of France.

■ The CTME is not a permanent administrative service; it meets three to four times a year. It is made up of representatives of the government, provincial assemblies, Congress, mayors, ADEME, the Department of Agriculture and Forests and the Territory's pay office. The Director of Dimenc acts as its secretary. He manages the fund for the management of energy in New Caledonia (FCME), and subsidises the purchase of equipment such as photovoltaic facilities and wind turbines solely in remote sites and finances energy diagnostics or feasibility studies as well as energy management studies. At the same time, he conducts awareness-raising and information actions. With the CTME's contribution, a large number of energy management installations and actions have set up.

■ The Territorial Energy Management Programmes (PTME) set up by the CTME are co-financed by the ADEME and by New Caledonia (50% each) through the Territorial Energy Management Fund (FTME) whose implementation is defined by an annual agreement. The resources of New Caledonia stem from a parafiscal tax on petrol of 0.6 F.CFP/l levied by customs.

Breakdown of the current powers of public authorities in the field of industrial environment and energy

While the Institutional Act allocates the power for electrical regulations and hydrocarbon regulations to New Caledonia, the text does not mention energy savings nor renewable energies. In those new domains, where there are currently few or no regulations and which have not yet been allocated to an authority, the question of breakdown of powers must be raised, as they are very interdependent with environmental protection, which in itself is subject to interwoven powers. Based on the principle of main activity, it should be possible to allocate the power to one of the communities.

[40] In 1973, the "Bureau des Mines" was set up. After numerous name changes, it was renamed "Service des Mines et de l'Energie" in 1981 and became Dimenc in 2004.

A look at the breakdown of powers (see CD-ROM) brings out the following remarks:

■ The powers of the State are limited to controlling strategic petroleum stocks, large dams pursuant to civil security regulations (Article 21, III, 5 of the Institutional Act) and, for mines, substances used for atomic energy.

■ The powers for the control of large dams could be transferred from the State to New Caledonia, in order to ensure the consistent management of activities concerning water or electricity. However, the transfer of powers concerning civil security is only envisaged after modification of the Institutional Act, as decided by the Committee of Signatories on 8 December 2008. The Viret[41] report explains the various issues linked to that aspect. At present, the State has no other direct power concerning energy.

■ As for *municipalities,* they have the same powers under general law as equivalent communities in metropolitan France. These include the electricity distribution concession and powers concerning pollution.

■ *The Provinces* have numerous responsibilities concerning regulations and control in the field of the environment and natural areas.

■ *New Caledonia* has no general power concerning climate change, as seen in the previous section. On the other hand, under general law it has environmental obligations concerning greenhouse gases as the provisions of the environmental code pertaining to the fight against global warming apply explicitly to New Caledonia.

■ Thus, New Caledonia and its agency Dimenc set the technical standards for transport and distribution and the municipalities set the specifications of the concessions. This situation, which was in actual fact complicated to manage, was clarified through a recent modification of the Institutional Act.

From this analysis of the current situation, we wish to emphasise six essential aspects

1. Given the foregoing, the interweaving of powers does not seem to be a major difficulty **in the field of energy** in New Caledonia. This is supported by the small amount of legal disputes in the field (this data was confirmed during our meeting with Councillor of State Jean-François Merle, on

[41] *Le transfert de compétences à la Nouvelle-Calédonie en matière de sécurité civile,* Jean Viret, August 2008, 73 p.

22 April 2009). The only issue which needed to be clarified concerned the construction of electricity distribution lines; this was done with a recent modification of the Institutional Act.

2. The breakdown is more intertwined **in the environmental domain,** with significant consequences on energy law. The powers concerning the integration of environmental and energy stakes in New Caledonian policies are in fact shared between New Caledonia and the Provinces. The ambiguity on the respective responsibilities of the municipalities and Provinces concerning urban planning documents as well as the shortage of guidelines may have an indirect influence on the general energy principles. *It therefore also seems necessary, for the energy sector as well as the environment sector, to clarify powers concerning environmental matters*. While this is outside the scope of our report, an alert must be raised on that aspect. Earlier in this document, we stressed the complications involved and time required for a modification of the Institutional Act. Nevertheless, without paralysing existing initiatives, we feel that it would be appropriate to examine the possibility of such a modification to settle the question of powers in the field of the environment.

3. If responsibility levels seem inappropriate, **the pooling of powers** within a single administration, Dimenc, is a practical solution. Regulations concerning polluting activities, water, impact studies and public enquiries, involving highly technical matters requiring the centralising of powers, are the responsibility of the Provinces, while they need a more global level of involvement in order to promote consistency. However, this administration, which acts on behalf of the government as well as the State and Provinces, does not have full and direct responsibility; it is guided by general principles which are not clearly defined by a fundamental policy or text and which may prove divergent or at the very least mutually inconsistent.

4. The first and second parts of the report show how difficult it is to construct regulations and tariffs applicable to public and private operators. Is it necessary to adjust the interplay of stakeholders to deal with this issue in a more equitable way? The dominant weight of operators in relation to regulators is often considered as an impediment to the implementation of appropriate regulations. This is what has impelled France (within the scope of European regulations) to set up an Energy Regulation Commission (CRE), and dissociate the management of the electricity transmission network in a subsidiary of EDF (RTE).

5. When a set of regulations is instituted, it is necessary to check that they are actually implemented in order to guarantee their efficiency; human resources must therefore be sufficient to ensure this verification.

6. As concerns climate, the "industrial environment" dimension does not cover all topics. Land management for the production of biomass is closely related to the agricultural and forest policy: the corresponding stakeholders must be involved in the policy set-up process.

Proposal of general principles concerning governance

In order to give real impetus to the sector of energy and the reduction of GHG emissions in the development of New Caledonia, the set-up of new forms of control may be envisaged. A redefinition, if envisaged, of the breakdown of powers among the four levels of responsibilities should be based on a certain number of principles, including:

- the size of the projects and relations with users (whether strictly local or not);
- the know-how gained in a particular field by a particular administration level;
- the purpose of the powers in question: power to invest for the future, power to manage services or establish general standards;
- the structuring power for the whole of New Caledonia, for example concerning taxation or the civil service. A structural overview must be built in those fields; its execution can then be entrusted to the Provinces;
- the consistency of attributions to facilitate their pooling (for example, New Caledonia already has jurisdiction over mines, the public domain, real estate, the multi-annual investment programme and electricity);
- attributions of powers which do not directly have the same objective but which are very interwoven, in order to promote their optimisation (for example, the powers concerning climate change should be given to the authority in charge of energy).

We have examined two stakes that can be used as references for the redefining of powers: instruments for the coordination of energy and climate stakeholders and, based on foreign models, the possible reinforcement of the administrative authority in charge of controlling the sector.

Coordination in the field of energy

This started in 2008 with the creation of the Energy Observatory and Energy Consulting Committee, which now take part in the decisions-making process for in the field of energy. Dimenc acts as a technical coordinator for the different initiatives.

According to the information we have obtained, the Energy Observatory has now taken the form of a database compiled by Enerdata Services. It is fed and updated by the Dimenc website and makes is possible to respond to the various statistics requests sent to it. As for the Energy Consulting Committee, it will involve a representative from the different communities (New Caledonia, the 3 Provinces, the mayors), a representative of ADEME and another from Dimenc. Its work programme has not yet been set.

The ongoing coordination effort is linked to the set-up of general principles for the energy policy as recommended earlier in this document. Moreover, partnerships or collaborations can and must be developed, as this may sometimes have been done, in order to implement the recommendations of the first two parts of this report. The ADEME has a framework agreement with each of the Provinces. As for the partnership concerning energy, it exists since 1983, following the set-up of the AFME. Let us add that a functional analysis of the management of the electricity network could be useful (this requirement is driven by the increase in the number of producers of intermittent renewable energy).

Possible increases in the regulation capacity, in the prospect of integration of the energy and climate dimensions

In a collective action field such as energy and climate and, in a more general way, the environment, proper governance requires more than an observatory and a permanent committee bringing together the main stakeholders. The capacity to steer and prepare decisions must be handled by a strong administrative body.

Several solutions could be envisaged, but the choice is obviously not ours to make: these range from the preservation of the current organisational

structure which would need to be marginally upgraded (particularly by increasing resources), to the set-up of an independent authority, separate from both New Caledonia and the Provinces (such a structure is difficult to imagine in the Territory's current institutional and political context). Between those two options, the set-up of more or less autonomous structures has been tested in several countries.

Irrespective of the structure chosen, its jurisdiction must, if possible, cover both energy and climate and comprise all energy components: fossil fuels, renewable energies, electricity, gas and mines, as well as the management of energy and that of greenhouse gases.

With this comprehensive vision, such a structure will be able to deal with the contradictory aspects of a sector such as energy and integrate energy savings and the management of greenhouse gas emissions it its general policy.

A few examples of autonomous administrative structures

Such structures exist in Canada (with the Energy Efficiency Agency which is a government agency with its own legal status, and the National Energy Office, an independent federal organisation), in France (the Nuclear Safety Authority and the Energy Regulation Commission, which are independent administrative authorities) as well as in Malta. The set-up of those agencies, with their various statuses, meets the need to have relatively simple structures in charge of several functions for greater efficiency.

The example of the island of Malta is of particular interest: the Malta Resources Authority, instituted by an Act in 2000 (see appendix of "What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia" on the CD-ROM). While it has its own legal status, it is directly linked to the Minister in charge of Mining Resources, Energy Resources and Water. The latter appoints the members of the Authority which has missions of a very broad scope and is tasked with regulating, controlling and reviewing operations and activities in the fields under its jurisdiction.

In the field of energy, its mission is to promote, encourage and regulate the development and use of all forms of energy and to promote the use of alternative energy sources, via taxes on non-renewable energies and subsidies for production using renewable energies. It is also tasked with managing the

distribution and sale of petroleum products. Its resources stem from various sources – taxes of various forms and public loans. It is composed of eight people and has three components: energy, water and ore [42].

There are also other types of administrative structures, without a specific legal status, based on the same model as the Agence France Nucléaire International or Agence Iter France (see CD-ROM): those agencies have autonomous administrative and budget authorities; they have precise missions, but are integrated in an existing public structure. The interest of such agencies is that they are autonomous, even though they come under the helm of the organisation in which they are integrated; in fact, they rely on that organisation's human and functional resources, which enables them to pool support functions.

In both cases, it would be desirable to bring in an executive board, such as the Energy Consulting Committee, integrating the current authorities, as well as the customary authorities, so that energy becomes a common and consensual issue, in a perspective of sustainable development, with medium-term appointments renewable only once and possibly a revolving presidency.

In the situation of New Caledonia, and as an extension to the Dimenc and its initial partnership with the ADEME within the CTME, we need to assert the need for consistent management in the preparation and implementation of the energy and climate policies. Irrespective of the form of this overall management capacity, it must allow the preparation of strategies and programmes, as well as the defining of regulations and their implementation.

In this respect, we need to stress the importance of linking the energy policies with the climate ones, and establishing new links with the policies concerning land use for agriculture, forests and the production of biomass.

The study of existing administrative organisations, particularly within micro-States, has revealed that energy is usually regulated in an environment-conscious way, but is not always entrusted to the same authorities. However, the trend in numerous countries is currently to combine energy and climate – this is what France has done by creating the Ministry in charge of Ecology, Energy, Sustainable Development and the Sea (MEEDDM) as well as climate negotiations.

[42] For further information: http://www.mra.org.mt/home.shtml

The set-up of Regional Departments for the Environment, Land Use and Housing (DREAL) in French regions follows the same pattern, even if the political levers for agriculture and forests are lacking in this set of structures.

Concerning the *reorganisation of powers between the municipalities, the Provinces and New Caledonia* pertaining to energy and climate regulations, the examples of New Zealand and the Fiji Islands may be useful: there, the powers are allocated to a single authority, like in France. However, to achieve this solution in New Caledonia, a modification of the Institutional Act of 1999 would be required.

At any rate, the issue regarding the climate and the fight against GHG emissions is more global than that of the protection of the environment at the local level and must be associated or combined with that of energy. In this respect, the monitoring of greenhouse gas emissions (for all gases) is required. To date, the State has jurisdiction over the fight against global warming (the articles of the Environmental Code are applicable to New Caledonia), but it has not yet been implemented in a concrete way (legislative articles of the Environmental Code on the fight against GHG emissions could be implemented through regulations).

What are the processes involved in public decision-making? The socio-political aspect

How should public decisions be made today and what processes should be used in this respect, when public opinion is often distrustful and the results of research work are more accessible and when public debate is advocated as indispensable?

In New Caledonia, an original and ambitious process has been deployed for the drafting of the "New Caledonian Land Use and Development Plan", initiated in March 2008, and supported by stakeholder conferences at Koné on 14 May 2008, and at the Tjibaou centre on 5 March 2009.

The next section will focus on a few experiences outside New Caledonia, to promote the development of this experts' report into a process, in keeping with the spirit of the procedure used for the drafting of the Land Use and Development Plan.

In the decision-making process, what place is there for experts' reports and public debates

With Lucien Sfez[43], we say that decision-making is a whole process which is not limited to the brain of a single almighty "decision-maker".

Those responsible for making public decisions often ask a lot from the experts' report. We have seen this in all health and environmental crises, and when a Prime Minister stated: "I will stringently follow the experts' opinions". This subsequently paralysed their opinions…

While decisions are based on scientific rationality, this is not the only element to be taken into account! Very often, people are unaware of the fact that scientific rationality is built within bounds which do not cover all aspects of the particular question: it is limited by the data brought in, the skills brought together, the imperfections of interchanges between specialists, etc.

The limits of the dialogue between experts and decision-makers are frequently noted. All stakeholders (whether companies, users, local residents, partners or elected representatives of the territorial communities) insist on having their say. Public enquiry processes have shown their limitations, which are linked to their origin: they were initially intended to legitimize the possibility of limiting private property rights, which are sacred constitutional rights.

This has resulted in a demand for public information and participation in the decision-making process through public debates. Different forms have been held. There are two in France which are well documented:

■ The citizens' conference held in Paris in June 1998 by OPECST (the Parliamentary Office for the evaluation of scientific and technical choices) focused on the following topic: "The use of genetically modified organisms in agriculture and food". With the backing of the media, this process has allowed citizens to become involved in political debates. But its conclusions were not explored…

■ Since the Act of 27 February 2002 on local democracy, public debates are now held on the legislative level and organised by the CNDP (National

[43] *La décision*, L. Sfez,Que sais-je 2181, 3rd corrected edition, December 1994.

Commission for Public Debate); some of them now focus on policies (such was the case for radioactive waste in 2006) rather than solely on projects. In the experiences undertaken in France, the debate remains a goal in itself; it is not well linked to the steps that preceded it and the subsequent process is not well known. The public debate on the choice of the site for a 3rd airport in the Paris region is a classic example of this. In fact, the questions focused much more on the reasons for a 3rd airport! The same thing happened at the debate preceding the decision to build the nuclear reactor (EPR) in Flamanville.

Debates therefore have their limitations; they only make sense within the scope of a decision-making process.

The CNDP expresses its interest in debates when it asks the project authority to supply it with a clear report explaining the reasons for the proposal made or alternatives put forward during a debate, and when it demands that a decision be made in line with the results of the debate. This is also a way of recognising that there are stages in the decision-making process.

Thus the experts' report stemming from research and the public debate are still both searching, each in their own right, for their relations with the public decision-making process.

For an engineering of decision-making processes suited to our times

We wish to stress that it is no longer possible to content ourselves with improving relations between "research" and "public decision-makers" to succeed in "bio-social" risk management – and on a larger scale, any public policy. We need to build step-by-step processes involving all stakeholders, based on proactive research (in particular the analysis of the impacts of new technologies), leaving time for debate.

Because we can no longer decide on public actions like before, in the post-war period at the time of shortages or in major crises, we need to make decisions within a strategy based on a relationship involving three groups of stakeholders: those in charge of public policies, the experts and researchers, and the representatives of civil-society stakeholders. This requires a coming together of the decision-making world and that of research, within those processes, integrating everyone's concerns, whether partners, economic players or citizens.

The New Caledonian Land Use and Development Plan fits into this type of process in its definition, its timetable and the role given to stakeholders. The method, which entails *the common mapping out of scenarios for the future*, makes it possible to highlight the areas of agreement or disagreement, by creating means of communication between scientists, the authorities in charge and the public.

Two other examples

Two cases, fairly close to that of "Energy in the Development of New Caledonia" could shed light on the course of action to take further to this report: the drafting of flood-risk maps in the mid Rhone valley (Drôme department) and the defining of the Ecophyto programme to halve the use of pesticides in France.

The drafting of flood-risk maps in the mid Rhone valley

The drafting of flood-risk maps is based on a decision-making process, with the identification of the following 3 groups of stakeholders: the decision-making bodies, the mayors, the department and the State; the study and investigation bodies; the consensus-building bodies working with all stakeholders.

A territorial consensus-building committee was set up, with a specialised coordinator tasked with reformulating questions and giving the floor to all stakeholders to ensure genuine participation. A session record was kept by the group of experts for which the Diren Rhône-Alpes acted as secretary.

What needs to be remembered from this case is the importance of the tripartite organisation, with the political management of the process, which is particularly delicate when several authorities must coordinate their efforts, the group of stakeholders and lastly a proper experts' evaluation.

The defining of the Ecophyto programme to halve the use of pesticides in France

The joint investigation conducted in 2005 by INRA and CEMAGREF[44] revealed that there was little knowledge on the use of pesticides and their associated risks. More or less in connection with this investigation, several

[44] "*Pesticides, agriculture et environnement, réduire l'utilisation des pesticides et en limiter les impacts environnementaux*", December2005.

decisions were made, within the scope of the 2006-2009 inter-ministerial plan to reduce pesticide-related risks (PIRRP).

To find out about the possible courses of action for the significant reduction of pesticide use, the ministries concerned decided on a two-year study (Ecophyto R&D) on the building of scenarios of more or less radical changes in relation to usual current practices, and on the defining of a new, more comprehensive system for the acquisition and dissemination of benchmarks, in relation with the objective set out.

Special attention was paid to the stakeholder structure. It more or less consisted of the same tripartite arrangement as that defined earlier:

- INRA was tasked with coordinating the experts;
- A steering committee, which met every two months, was made up of representatives of the Ministries concerned (Agriculture and Ecology), responsible for the decision;
- a guidance committee was made up of potential stakeholders, as institutions.

What needs to be remembered from this experience is the relationship between an experts' report and the preparation of decisions on a difficult topic. The experts' report made it possible to define a problem and set out its structure, on the basis of which stakeholders were able to deal with the subject more easily, and described possible scenarios to achieve an objective, which was given as a conclusion at the Grenelle de l'Environnement.

Extending the experts' report with a process aimed at setting out energy and climate policies

Numerous experiences and theoretical works give perspectives for a decision-making process which calls on better use of experts' reports – particularly those stemming from research – and allows fruitful dialogue between all parties. This is a highly important stake in order to build a democratic society whose development is based on knowledge. This is essential to build confidence, as choices are increasingly technical and sensitive. It is also indispensable, so that all autonomous stakeholders keep within the same collective action logic.

We therefore propose that the experts' report on "Energy in the Development of New Caledonia" be extended with a process, along the

same line as what is being done for the New Caledonian Land Use and Development Plan. It will need to rely on expertise, insofar as possible located on its own territory, capable of carrying out the more in-depth investigations deemed indispensable, given the shortcomings detected in this report, or which will be brought out in the discussions to come.

Recommendation: Initiate a process to define an energy and climate policy involving all stakeholders, mobilising local experts insofar as possible, with a legitimate steering body, based on the results of the experts' report, supplemented by more precise studies on the aspects which warrant it, in accordance with the main principles and general objectives laid down.

Conclusion

To promote possible actions in the fields of housing, transport, energy production and the metal industry, the technico-economic analysis sets out a few priorities: the cost of technical solutions vary and so does their implementation time. Durable long-term solutions can be built through land use planning and by taking account of constraints concerning land ownership.

Concerning the possible means of action, it is indispensable for the general principles to be translated into law. Moreover, education and awareness-raising actions must be broadly implemented and regulatory, pricing and fiscal instruments must be used.

Energy and climate stakeholders need the support of training in the relevant trades, particularly in the field of construction, with high-quality environmental procedures. Economic action in favour of businesses could also be a very useful lever, even though we weren't able to look into the details of its implementation. Lastly, New Caledonia must have access to a R&D potential for activities concerning energy and climate.

Concerning governance, the appraisal of legal aspects has revealed possible courses of action for the sharing of responsibilities and which coordinations need to be better organised. Then, the appraisal of the socio-political aspect has made it possible to define the process which it would be useful to implement as an extension to this experts' report – since this report is not intended to set out operational priorities nor deliver turnkey action programmes…

Recommendations

For details of the recommendations set out below, please refer to the recommendation sheets which are collated at the end of the report following the "Conclusion and recommendations" section.

1. Initiate a process aimed at defining an energy policy associated with the climate policy:

- through a well-structured evaluation using local experts insofar as possible, based on the results of this experts' report and supplemented by more precise studies on the aspects which warrant it, in accordance with the main principles and general objectives laid down;
- legitimately steered by a public authority;
- involving the stakeholders concerned, within a guidance committee.

Transform the conclusions of the process defining an energy and climate policy through a decision of Congress.

2. Launch the defining of a climate plan for each Province, for Greater Nouméa and the VKP (Voh-Koné-Pouembout) area.

3. Include the production of non-food biomass in development policies to reduce New Caledonia's dependence in terms of food, forests and energy, while contributing to the reduction of global GHG emissions.

4. Initiate a process to clarify the responsibilities of public stakeholders for the environment and impacts on the climate: this involves dividing powers in a way which is suited to those new stakes.

5. Define priority actions for the management of energy, the development of renewable energies and the reduction of emissions, by introducing cost and impact criteria.

6. Support the industrial and service sectors linked to the production and management of energy, in keeping with the size of New Caledonia: training in the relevant trades, economic action in favour of businesses, the R&D potential which needs to be available.

7. Use available economic or regulatory instruments to support the energy and climate policy.

8. Initiate an education and awareness-raising programme to promote a change of practices.

In conclusion, summarised recommendations for four possible objectives

The five sections of this report examined the state of our knowledge on various aspects of energy and climate in New Caledonia and the diagnosis establishing the basis for the "New Caledonia 2025" Land Use and Development Plan. Each of these parts is concluded with between four and ten specific recommendations. Here we provide a summary of these recommendations.

An expert report conducted over a field as broad as energy in the development of New Caledonia cannot provide a "turnkey" action plan. Indeed, like all collective scientific studies of this nature, it has neither the remit nor the opportunity. Instead, its essential added-value and the responsibility of any board of experts, is to provide a thorough and objective breakdown of the question posed and document the different aspects of the question by defining possible avenues and closing others. In addition, the board suggests alternative scenarios or responses for areas where these are appropriate. The stakeholders concerned must also be able to use these recommendations and integrate them into a process.

These recommendations must work for the four objectives tailored specifically to New Caledonia and its development. The objectives should set out New Caledonia's goals in three different areas:

Reduce energy consumption, for which we suggest reversing the current trend of increasing demand for all forms of energy.

Increase the use of local resources with the long-term objective of producing enough renewable electricity to cover the electricity consumption of households and services.

Prevent climate change by encouraging New Caledonia's commitment to reduce its greenhouse gas emissions.

We have translated these objectives into ten recommendations, three of which relate to governance and developing policy for energy and green-

house gas reduction, which should extend the work undertaken in this report. These recommendations should be considered as priority guidelines that should be developed locally to guide current operational measures and promote those in the future.

Four objectives

Objective 1: **Reverse the trend of increased energy consumption** in the household, transport and industry sectors, with the aim of becoming a benchmark for the region.

Objective 2: Reduce fossil fuel imports by setting a goal to **produce electricity** using renewable sources **that meets the consumption needs of households and services by a determined date**.

Objective 3: **Involve New Caledonia** in the international **fight against climate change** by progressively setting goals for stabilizing and reducing greenhouse gas emissions.

Objective 4: Setting up appropriate **governance to suit energy policy,** development, and **the control of greenhouse gas emissions**.

Summarised recommendations

1. Standards, regulations, and incentives for Objective 1

Set up a system of instruments (information, incentives and regulation) for reducing energy consumption in households, transport and industry, with particular emphasis on temperature control, energy classification of household appliances, mandatory use of solar water heaters in new construction, bonus/penalty system for cars, and industry audits, among others.

For more details, see the recommendations in part 1.

2. Train and educate, move energy and climate issues up the agenda of the New Caledonia debate

Strengthen/develop efforts already in place to raise awareness of energy and climate issues through information (see ADEME in particular), education, and incentive campaigns aimed at changing the preferences and behaviour of New Caledonians.

For more details, see recommendations from part 1, and no. 8 of part 5.

3. Develop wind power and photovoltaic electricity generation

Continue to develop wind and solar generated electricity by defining suitable buy-back rates. Facilitate the integration of this intermittent generation by building hydraulic storage reservoirs (for pumping and turbines), providing coordination between generators, distributors, and power grid management, and by experimenting with "intelligent" power grids.

For more details, see recommendations nos. 1, 2, and 3 in part 2.

4. On the islands

Seek greater autonomy and better supply security on the islands by removing obstacles to the development of small, decentralized generation, bioenergy or hybrid systems, and look into the conditions to revive the copra system.

For more details, see recommendations nos. 6 and 7 in part 2.

5. Use pricing policy to meet energy and climate challenges

Establish energy pricing suited to energy and climate challenges in order to support efforts to control demand and develop renewable generation,: eliminate subsidies, look at the diesel / petrol balance, introduce an appropriate pricing policy in the electrical sector (base/peak), and study the possibility of adding a carbon value.

For more details, see recommendations from part 1, and no. 7 of part 5.

6. Involve New Caledonia in the objectives of global climate stabilisation

Conduct annual audits of greenhouse gas emissions; create an energy climate plan (reduction objectives, means of action) for New Caledonia and territorial climate plans for Grand Nouméa and for each of the three Provinces: define objectives and implement policies for reducing greenhouse gas emissions including efforts to control energy demand and the development of renewable energies.

For more details, see recommendations nos. 1, 2, and 4 in part 3.

Explore the possibilities of reducing CO_2 emissions in electricity generation and in the metal industry in three areas: energy savings, partial substitution of coal with biomass in boilers and reserving rights of use against future CO_2 capture.

For more details, see recommendations no. 6 in part 1, no. 4 in part 2, no. 3 part 3, no.3 in part 5.

7. Strengthen economic activities

This involves:

■ Improving **professional training** efforts, particularly for those involved in construction (architects, engineering departments, construction companies, craftsmen, etc.), as well as training programmes for new "low energy consumption" technology and HQE schemes.

■ Using all of the **economic instruments** available to promote technological industries (including production/import, sales, equipment installation, maintenance, etc.) and businesses committed to meeting energy and climate challenges, after examining all existing measures and identifying obstacles.

■ Providing all energy and climate stakeholders **access to research and development,** and locally, investing specifically in building techniques for tropical environments, as well as management and technology for medium-scale and small-scale power grids, and agricultural biomass production and energy generation in a developed tropical environment.

These business sectors must make New Caledonia a benchmark for the region.

For more details, see recommendations no. 8 in part 2, no. 5 in part 3, no. 1 in part 4, and no. 6 in part 5.

And with respect to governance:

8. Beyond this expert report, a process to define an energy and climate policy should be started. It should bring together all the stakeholders concerned and involve as many local experts as possible, under proper guidance and using the results of this report, in addition to more detailed studies on

topics that merit further attention, according to the main principles and general objectives selected for this policy.

For more details, see recommendations nos. 1 and 5 in part 5.

9. Distribute environmental, energy, and climate skills to maintain subsidiarity and coordination between local community policies and decisions made for the entire island of New Caledonia.

For more details, see recommendations no. 4 of part 5.

10. Strengthen cooperation with neighbouring States, or have the same specific restrictions for research, technical and institutional innovation (the framework of the United Nations climate convention included) and technology monitoring.

For more details, see recommendations nos. 2,3 and 4 from part 4, and no. 6 of part 5.

Recommendations

RETOUR SOMMAIRE

Section 1
Energy management: a major challenge to the sustainable development of New Caledonia and its energy security

Recommendation no. 1
Encourage energy management activities in construction and construction equipment

To encourage real movement in a market and create competitive conditions for a new system, all or part of the additional costs of an energy management campaign first need to be met. As part of such a campaign, the relevant institutions are always keen to modify the decision-maker's approach according to the objectives they have set themselves.

Incentives can be key:

- funding to assist decision-making: thermal diagnostics, energy feasibility for a specific system… ;
- tariffs for purchasing renewable energy;
- direct aid to support part of the extra investment needed to implement an energy efficient, or renewable energy campaign;
- fiscal, by means of tax incentives, tax credits;
- indirect by developing a label, possibly allowing for compensation (land coverage coefficient bonus…) ;
- indirect again, via compulsory energy labelling certified by means of energy performance diagnostics.

The aim is to improve the economic return on activities. These incentives are not, generally speaking, designed to last beyond the time at which the market has reached a certain level of maturity and become competitive.

The Public Authorities can use their power to force building designers to comply with precise design regulations, prohibit certain types of appliances, and dictate behaviour (cf. the following recommendation). Often, however, it is a case of validating good practice and making it as widespread as possible.

Section 1
Energy management: a major challenge for New Caledonia's sustainable development and energy security

Recommendation no. 2
Adopt thermal regulations in the services sector and new and existing building, and develop solar thermal as a priority wherever there is demand for hot water

The backbone of any energy management policy requires thermal regulations to be imposed. Indeed, a defined set of thermal regulations would bring greater coherence and clarity to the energy and environmental policy. Any new regulation in its early stages requires a precise understanding of all the ins and outs involved, i.e. the climate, consumption, consumers and other stakeholders. This detailed knowledge, in terms of indicators, safeguards, and benchmarks, constitutes a means of reference for all campaigns, including labelling or certification, which rely on such knowledge to define their own objectives. For example, the label Low Energy Building is defined as a level of consumption 50% below the benchmark level defined by the regulations. It is thus an essential tool which forces clear and precise long-term objectives to be defined.

The main work in establishing new regulations involves several essential steps:

	Step required	Objectives
The climate	Understand the climate	Island zoning Define the basic conditions in order to size the facilities
Consumption	Detailed understanding of the consumption profile and power required by each sector Medium and long-term projection	Define the medium and long-term energy and environmental objectives
Preliminary studies	Structure the regulations	Set the long-term objectives Define the indicators Establish a reference framework to set the regulatory pointers

Suite

	Step required	Objectives
Dialogue with the stakeholders	Set the pointers in accordance with the acceptability of economic factors	Establish energy, environmental and economic scenarios Economic approach with the main contractors to define best practice

As indicated in recommendation no. 1, it is often a case of validating good practice and making it as widespread as possible : it is important to properly define best practice.

Solar thermal must be developed as a priority wherever there is a need for hot water. Generation by means of a heat pump can be considered only where solar thermal cannot be developed. Solar thermal is not competitive enough in its current state due to the laudable desire to create local solar systems. Nevertheless, the costs on the ground have proven to be high. Support to local systems should include at the very least, an increase in the volume of water heaters sold at a reasonable price, so as to promote local usage and to discourage the current practice of low volumes at high prices.

Section 1
Energy management: a major challenge for New Caledonia's sustainable development and energy security

Recommendation no. 3
Undertake studies to improve understanding of the transport sector

The transport sector (passengers and goods, urban and regional) is the second biggest consumer of oil, which is reasonable after electricity generation. It is also a sector where energy efficiency could probably be hugely improved with wise policies. Unfortunately, as highlighted in our analysis, the data available in New Caledonia is not precise enough to evaluate in detail the effects of the possible policies.

We do not know, for example, what proportion of diesel is consumed by trucks and what proportion is consumed by private cars. Neither does the data available allow us to estimate how fuel consumption is influenced by cost.

The debate on the mainland regarding the impact of the carbon tax on the budget of low-income households will continue in the same way in N.-C. if, following our recommendation below, a fuel tax is applied. However, the existing data regarding household consumption and travel patterns in New Caledonia is currently too deficient to enable any such debate.

Finally, it is likely that substantial savings could be made by redistributing freight transport between aircraft and ships, but here too it is impossible on the basis of the information available, to assess the practicalities of such a policy of modal shift.

We have identified several actions needed to plug these gaps:

■ A broadening of the Dimenc Energy Observatory's scope in the area of fuel consumption by different modes of transport. Dimenc could then estimate the number of kilometres driven annually by different vehicle types (cars, heavy goods vehicles, light commercial vehicles, by fuel types and by types of use).

■ A speedy analysis concerned specifically with the results of the Isee "Household budget consumption – 2008" survey, which were not available at the time of our mission to assess the impact of different fiscal measures on household budgets, according to place of residence and the head of the household's socio-professional category.

[…]

Suite

[…]

■ A survey of "Household journeys" as conducted periodically in mainland cities in order to understand household journeys, mode of travel, distances covered, etc.

■ A survey of the haulage sector (types of goods, origin-destination of routes, vehicle types…) to enable an evaluation of the potential of modal shift. along with the probable impact of fiscal incentives (taxes or subsidies) on energy savings.

■ A re-evaluation of domestic air and maritime tariff and subsidy systems, in the light of the often contradictory issues of energy savings and regional integration.

Section 1
Energy management: a major challenge for New Caledonia's sustainable development and energy security

Recommendation no. 4
Abolish the fiscal imbalances which affect drivers' choices, introduce a carbon tax and a tax disc based on fuel consumption

In N.-C., diesel is taxed at half the rate of petrol although it is a worse pollutant, and the tax on the purchase of *pick-ups* is lower than on cars despite the fact that pick-ups generally make a 50% higher contribution to the greenhouse effect.

The resultant imbalance in prices encourages New Caledonians to choose to use more pollutant gas-guzzling vehicles.

Three measures could be taken to ensure that the price better reflects the environmental cost of drivers' choices:

■ The abolition of the tax differential which currently favours diesel and *pick-up* type vehicles

Currently, the total tax on petrol is 2.3 times higher than on diesel. There is no economic justification for this difference. Looking at urban traffic, it even acts as an incentive to pollute more, since diesel vehicles are worse pollutants than petrol vehicles. The differential should be abolished. Likewise, the reduced rate of import tax on double-cab *pick-ups* introduced in November 2005 seems to have had a pernicious effect on the type of vehicles on the road, and should be re-evaluated.

■ The introduction of a carbon tax

If N.-C. were to apply a carbon tax of 30 euros per tonne of CO_2, as several European countries are considering, that would correspond to a carbon tax of 9 and 10 XPF per litre of petrol and per litre of diesel respectively. The resultant increased sale price in the region of 6% can be compared with the sharp price fluctuation which accompanied the explosion in oil prices last year: in less than one year, between May 2008 and March 2009, the price of diesel first increased by 33 XPF, to then fall by 52 XPF. To follow the European example, the New Caledonian carbon tax on fuel could gradually reach around thirty XPF by 2030.

[…]

Suite

[…]

Should this figure be the same for all fossil fuels? Logically yes, because this is the very principle and justification of the carbon tax; however, it should be noted that this tax would have the effect of doubling the cost of imported coal. We could, therefore, look at the impact of such a tax on the metal industry and, in addition, on the trade balance of N.-C. (however such issues are beyond the scope of our participation).

■ The introduction of a tax disc based on fuel consumption

Most OECD countries have a tax on vehicle ownership along the lines of the defunct "vignette" tax disc system, and virtually everywhere this tax has recently been amended to take into account the vehicle's environmental impact (contribution to greenhouse effect and/or local pollution). In the European Union, this has even been made compulsory by a given deadline. Most countries also apply a system of taxation on purchases (or a bonus/malus system) which varies directly or indirectly according to the vehicle's potential contribution to the greenhouse effect. N.-C. should undoubtedly follow this example by bringing back the tax disc with a scale of tariffs based on CO_2 emissions per km calculated according to European models.

As explained in the previous sheet, we believe that these fiscal reforms should be preceded by an evaluation of their impact on household budgets to ensure that the lowest income households can cope with them, and possibly systems of compensation should be established.

Section 1
Energy management: a major challenge for New Caledonia's sustainable development and energy security

Recommendation no. 5
Implement the proposals of the Noumea PDU

The discouragement of car use by means of fuel taxes, and the discouragement of multi-vehicle households through a tax on vehicle ownership as proposed in the previous recommendation, will meet with less resistance if alternative solutions are made more attractive.

The recommendations put forward in the Movement Plan for the Nouméa Metropolitan Area (PDAN) are heading in this direction, by advocating an improved public transport service (frequency, speed, extended network), creating cycle paths, etc. Nevertheless, more will certainly need to be done for drivers to agree to occasionally leave their car in the garage and use public transport. The level of comfort will have to be improved. Air conditioning projects in Nouméa's buses will certainly help. This initiative will have a more positive outcome in terms of greenhouse gas emissions if it succeeds in attracting people who would otherwise travel by car, onto public transport.

There is one sector in N.-C. which is perhaps not utilised to its best potential: the rental vehicle with driver. Currently, the market for this service is mainly school runs. Here, rental vehicles with drivers help to reduce the use of private cars because parents no longer have to drive their offspring to school by car. They could undoubtedly be used more because, unlike taxis, their price is not fixed and no doubt closer to the actual cost. These costs could fall substantially by reducing the down time between runs, which can be facilitated at low cost, by the combined technologies of IT and navigation using GPS and GPRS communications.

In the majority of OECD countries, this sector - which differs from taxis in that it may respond only to journey requests received by telephone - is increasingly in demand to provide a complementary service to high capacity public transport, particularly in off-peak periods, low density areas or when door-to-door comfort is necessary. It also occupies a central position in "corporate travel" - systems where companies encourage their employees to abandon their car when coming to work.

A specific study could be conducted to examine how experiences of such mobility policies could be adapted to N.-C., and the potential benefits of rental vehicles with driver exploited.

Section 1
Energy management: a major challenge for New Caledonia's sustainable development and energy security

Recommendation no. 6
Improve the energy efficiency of industrial processes

Energy efficiency, particularly in the case of electricity generation and industrial processes, is very directly associated with the reduction in greenhouse gas emissions. The strategy is thus to give priority to reducing the ratio of $CO_{2,emitted}$/kWh_{usable} in conversion processes (electricity generation) and product manufacture (Nickel).

The focus within this double objective could be to:

■ **Optimising processes**

– Identify and evaluate, using *in situ* measures, energy losses and potential energy efficiency gains in order to establish an energy and carbon assessment for large industrial companies; to implement the use of high performance, optimised equipment.

– Integrate and link energy systems (for example, power plant/factory; furnaces/dryers/the product/…).

– Use systematic approaches and high performance tools to operate, check, regulate and optimise the management of processes.

Produce a favourable financial (economic) and environmental balance sheet (minimise polluting emissions such as nitrogen oxide, sulphur, particles of soot). Consider the impact of such undesirables toxins on the health of workers and the population.

■ **Set up a system of CO_2** capture and storage for emissions from metal factories and power plants (combustion process which can be adapted to CO_2 capture, reserve space close to the power plant).

■ **Recycle waste heat** for use outside the factory: energy from flue gases for air conditioning; develop a cold transport and distribution system (air-conditioned) in the Nouméa metropolitan area; convert biomass into biofuel…

Taking inspiration from recent decisions made by industry and European governments as described above, the government of New Caledonia could set itself the objective of imposing a reduction in CO_2 emissions by 2020 (bipartite

[…]

Suite

[…]

negotiations may be considered in specific processes). As a result, New Caledonia's manufacturers should achieve the global aim of increasing energy efficiency in processes by 20% (this objective is part of the climate plan), before even taking on the carbon issue.

These technological changes will in time result in lower energy costs in the final product, i.e. a better return, savings for the customer, and an improved economic and environmental footprint.

Section 1
Energy management: a major challenge for New Caledonia's sustainable development and energy security

Recommendation no. 7
Make the end user (the public, business) aware of the energy and climate issues and convince them of their importance

End users – the public, businesses – are largely unaware of their own energy consumption and the implications that this has on the community and the environment. Sharing the energy and climate issues and interest in energy management activities with as many people as possible forms part of the initial basis of an energy and environment policy. Within the global debate on the increased scarcity of fossil fuel resources, and in the light of the first tangible effects of the greenhouse effect, there is a real need for clear messages to include end users in the action, rather than leaving them to suffer the stress that comes from the impotence to take action. Various different methods can be used to get the message across:

■ Public campaign (advertising for example), awareness in schools, making the tax incentives known, organising seminars and fairs about energy savings, awareness campaigns targeting certain sectors or main contractors, visits to operational examples, study trip...

A higher level of information would involve going beyond the delicate tightrope of civic spirit (the fight against the greenhouse effect), patriotism (independence in energy) and standing firmly as the voice of reason. This means proving, with supporting evidence, that the community's interests and those of the final decision-maker overlap. This exercise requires an economic approach to show that the steps or solutions proposed are in the interests of the decision-maker. A distinction can be made between two scenarios:

■ solutions which enable investment savings (with or without extra investment) and operational savings (for example bioclimatic design linked to orientation, building shape, etc.) ;

■ solutions with to lower operational costs, but which initially require extra investment.

[…]

Suite

[…]

In this second case, which is the most common, the work consists of demonstrating the economic interest in terms of overall cost or payback time. The difficulty arises when the investor and future user or manager (whoever gains from the benefits of the activity) fails to be impressed.

This type of information is disseminated using media such as flyers or brochures, highlighting technical choices, economic and technical arguments in favour of best practice, design guides, operational demonstrations, and broadcasts or audiovisual reports on a specific topic to be optimised.

This recommendation supplements recommendation no. 8, under the "What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia" chapter.

Section 1
Energy management: a major challenge for New Caledonia's sustainable development and energy security

Recommendation no. 8
Carry out qualitative socio-anthropological surveys to obtain detailed knowledge and understanding of energy-related thinking and practices of New Caledonians

Criteria:

- survey essential to gain better understanding of New Caledonians' practices and thinking in relation to energy
- low cost (qualitative socio-anthropological surveys are not very expensive)

Timeline: 2 years

The anthropological section of this experts' report has revealed a crucial lack of understanding of the thinking and practices of the inhabitants of N.-C. in terms of energy. There are currently no qualitative surveys relating to New Caledonians in terms of energy, not even relating to their attitude to energy savings, renewable energies, etc. It would thus be useful to conduct some qualitative socio-anthropological surveys to look at New Caledonians' behaviour and attitudes to energy. The survey should be carried out amongst different population categories depending on their socio-economic status (income, education), but also according to their geographical location (the centre of Nouméa, greater Nouméa, inhabitants of the North Province (from villages such as Koné or Pouembout as well as tribe members), and inhabitants of the Loyalty Islands.

Rather than entrust such a survey to be conducted by one single person, it would be interesting to form a working group partly made up of Research masters students from the University of N.-C. (Space, Societies and Literature in the Oceanic World) who could conduct the survey as researchers from the university of N.-C., of the "New Caledonia 's modern social issues" research group and the Nouméa Development Research Institute (IRD).

Section 2
New energy production and storage technology

Recommendation no. 1
Wider deployment of wind and photovoltaic electricity production attached to the network on Grande Terre

Criteria: energy issues, ease of deployment/cost

Timeline: medium term

In terms of electricity production, particularly on Grande Terre where there is already an extensive network, we recommend more ambitious deployment of wind and photovoltaic technologies (on buildings and potentially in the form of centralised farms).

These technologies are relatively mature and their costs, while still high, are either the most attractive, or the most likely to fall significantly when it comes to electricity generation from a renewable source. The cost of photovoltaic energy is set to decrease significantly again, which given the cost of these technologies, and the high number of hours of sunshine, offers an interesting perspective on competition in the medium-term. Prospects of cost reductions for wind power seem less promising, although there will be some decrease, and the way it complements PV will provide some interesting opportunities (to be monitored). Deployment of the two technologies simultaneously could be envisaged as providing a diversified energy mix.

Such deployment may require strengthening of the electrical network, and certainly better optimisation of how it is managed to take account of intermittent feed-in: adjusted tariff incentives (elimination of peaks, peak tariff times/off-peak times…), planning will also be required for the use of sophisticated meteorological forecasting, and to ensure that operators pass all productivity and production information to the network manager in a completely transparent way.

Recommendations nos. 2 and 3 propose, respectively, measures to be taken in this regard, and an evaluation of the large-scale pumped-storage hydroelectricity opportunities to compensate for intermittent production.

Finally, to achieve the ambitious renewable electricity objectives, we recommend that appropriate purchase tariffs be adopted. While the purchase prices used on the mainland can be used as a benchmark for PV, specific tariffs will

[…]

Suite

[…]

need to be established for wind power given the high cost of this technology in NC. The purchase tariffs must take account of the double tax incentive to avoid the potential situation of payment being made to the producer. Likewise, a gradual sliding scale must be implemented to promote a decrease in costs.

■ **On the wrong track or "a misguided idea"**

To believe that the rate of penetration into the grid by wind power and/or PV must continue to be highly restricted (10 or 20% for example). It should be noted that this belief would be true if no efforts were being made to improve network management and/or introduce storage methods.

Section 2
New energy production and storage technology

Recommendation no. 2
Improve the electrical system to allow greater deployment of intermittent production from renewable sourcese

Criteria: aligned with recommendation no. 1

Timeline: short/medium term

Increasing the production of electricity from wind or photovoltaic energy (intermittent and not correlated with demand) poses classic problems of network stability, where effective operations are based on an instantaneous balance between production and consumption. In the absence of storage methods, if its level of penetration remains low, intermittent electricity production can be seen as negative consumption. In N.-C., the output from intermittent production systems already represents more than 7% of the scheduled output; a huge increase in wind power or PV would require specific measures to be implemented to carry out the immediate adjustment between supply and demand. It is interesting to note that, in light of the Republic of France's decree of 23 April 2008, it is now felt that if intermittent sources were to exceed 30%, storage would become necessary , primarily to avoid production stoppages which the network manager would be entitled to authorise.

Different types of measures need to be implemented:

– Predictions: just as consumption profiles are subject to predictions according to human activities and the weather, intermittent production must be subject to reliable predictions.

– Planning/management: improved predictions, better communication between operators and optimal adjustment of existing production methods should enable a rate of penetration of the order of 25 to 30% to be achieved. The exact value of the rate of penetration can not be given with any precision without an in-depth study because it depends on a number of parameters.

– Over-production: shared production to benefit from the effects of over-production; also evaluate the possible complementary nature of wind and photovoltaic power.

[…]

Suite

[…]

– Demand management: develop incentives to act on consumption profiles, for example by including the option of cut-off (through special contracts) during peak times which enable the rate of penetration to be pushed even higher.

– Storage: finally, assess the possibility of introducing storage methods which would provide far greater flexibility in terms of network management to achieve much higher rates of penetration for methods which emit very little CO_2, and offer low-level dependence. Pumped-storage hydroelectricity is undoubtedly the technology best suited to the specific characteristics of Grande Terre and, it is also by far the widest used technology in the world.

In the case of the small islands, hybrid photovoltaic micro networks (with a generator and electrochemical storage) are interesting options from a technical and economic point of view (cf. recommendation no. 7).

■ **On the wrong track or "a misguided idea"**

To believe that the rate of penetration of intermittent production into the grid should continue to be highly restricted (10 or 20% for example).

Section 2
New energy production and storage technology

Recommendation no. 3
Assess the possibility of building pump-operated electrical storage stations

Introducing large-scale storage would significantly increase the network's capacity to handle an increased level of intermittent production.

We recommend looking into pumped-storage hydroelectricity in particular because the landscape of N.-C. would seem to lend itself well to this. The possibility of using sea water in the case of systems located by the sea could enable a substantial saving on investment, provided that the upper storage reservoir could be guaranteed to be impermeable, to avoid polluting fresh water and eco systems. Other storage solutions could also be considered (electrochemical circulating and sodium sulphide), as the island of La Réunion is currently planning.

Energy transfer pumping stations (also known as pumped-storage hydroelectricity systems or pumped turbine stations) are the dominant technology in high power units up to several GW. The yield per cycle is around 80%. The major constraint is around the need for sites with the right landscape. These systems, despite their enormous power, can nowadays operate at a variable speed, which enables fine tuning of the power , and makes a large contribution towards stabilising the network.

Recently, an OPECST report published in March 2009 (C. Bataille and C. Birraux) and an Assessment of the Energy Research Strategy, aired the possibility of building these stations at sea, by creating false atolls. A dyke rising 50 to 100 m above sea level would allow 2 to 8 GWh per km^2 to be stored for a potential output of several GW. The technology is available and the costs acceptable. This leads on to the idea that energy transfer pumping stations built by the sea with an important geological relief on the coast, would allow sea water to be transferred to a high reservoir, thereby eliminating the need to construct an upper reservoir. Of course, a sufficient degree of impermeability would need to be guaranteed to avoid sea water infiltrating the ground. This option could be looked into in N.-C. where the layout seems favourable.

[…]

Suite

[…]

To provide some idea of the scale of constraints, a difference in height of 100 m would provide an energy storage capacity of 1 GWh (50 MW x 20 h) provided there is a reservoir of around 4 million m^3 available, which could cover a surface area of 40 ha to a depth of 10 m. The maximum power depends on the pumped turbine groups and duct sections. Costs depend largely on the building structure, and it is difficult to give a precise idea of scale.

We recommend that this option be investigated from a technical, economic and land-use point of view.

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

To believe that electricity cannot be stored.

Section 2
New energy production and storage technology

Recommendation no. 4
Assess the possibilities of recycling methanisable wastee

Criteria: energy independence/reduced greenhouse gas emissions

Timeline: medium term

We recommend an assessment of the possibility of recycling waste (household, food processing, abattoir, purification plant sludge refuse…) to produce biogas (methane), particularly in heavily populated areas such as Nouméa.

The volumes of energy at stake are no doubt small but potentially, recovering biogas from landfill sites can prevent a greenhouse gas with a high radiation effect from escaping.

The food processing industry, purification plants and specific cultures can also produce biogas.

The simplest route is to recycle this gas in the form of heat, but this assumes that there is demand for heat close to the production site (with, possibly, gas feeds to a few large users). It can also be used to produce electricity or, following purification, as a fuel.

What is needed is therefore to:

■ first determine the size of the deposit, the options to centralise and to co-digest waste;

■ then select the most attractive recycling system (heat, electricity or fuel). Here, specific attention must be paid to after sales services to ensure maintenance of the generators. That said, when there is sufficient electricity available which emits few greenhouse gases, as is the case in France and Sweden where hydraulic and nuclear electricity production is high, it is better to recycle biogas as a fuel. In N.-C., where electricity generation is still dominated by coal, all options remain, a priori, open.

Recycling biogas for transport purposes assumes that there is a captive fleet (the Nouméa city buses for example).

Section 2
New energy production and storage technology

Recommendation no. 5
Assess the potential of producing lignocellulosic biomass and its use in coal-fired heat generating plants

Criteria: cost/reduction of greenhouse gas emissions.

Timeline: short term

The use of lignocellulosic biomass to generate electricity requires further study. Preparing the fuel is extremely simple and, unlike producing biofuels, uses little energy. Coal-fired electricity generating plants (circulating fluidised bed in particular) are able to absorber a proportion of the fuel with no difficulty, from the lignocellulosic biomass for example, with additional costs depending fundamentally on the cost of mobilising the resource. This approach could prove particularly interesting in terms of reducing energy dependence, reducing greenhouse gas emissions and creating jobs.

The issue of resource must nevertheless still be investigated. We could mention, for example, productivity of 16 MWh of electricity per hectare with regard to the Acacia Mangium and Albiz(z)ia falcataria which form the basis of rapid-growth reforestation destined for the paper industry in South-East Asia. Without further study, however, it is impossible to state that the mining land in N.-C. would enable comparable yields to be achieved. It would be in fact be sensible to mix revegetation of mining land with land designed to produce harvestable biomass.

In order to progress further with the issue of biomass resources for energy generation, we first recommend collating and publishing the scientifically validated information available regarding the options for producing lignous or herbaceous biomass (such as Miscanthus), taking account of the characteristics of the soil, rainfall, etc. in N.-C.

To do this, we recommend appointing staff from the Caledonian Agricultural Institute to investigate this major issue, and provide a historical survey of the experiments already conducted, and new trials defined by sites where the production of herbaceous lignocellulosic or lignous biomass for energy could reasonably be considered.

[…]

Suite

[…]

Given the potential importance, all the conditions necessary for this resource to be exploited must be examined with care. SLN has already studied this possibility and estimated that the deposit in New Caledonia was insufficient/insufficiently organised. The EEC report leads us confirm that it would be of interest to re-examine this topic.

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

To think that the organisational difficulties form an insurmountable restriction to the use of biomass.

Section 2
New energy production and storage technology

Recommendation no. 6
Using coprah oil to produce fuel that is compatible with modern engines

On the islands, coprah oil production is already proven, along with its capacity for combustion in diesel generators. However, the latest generation of diesel injection engines are no longer capable of burning such oils directly. No engine manufacturer currently will issue a guarantee if crude oil is used.

John Deer (A. Riedacker, personnel communications) is currently working in Germany to develop a crude oil tractor engine. Without this type of engine, there will need to be a transesterification step in order to obtain a fuel that is compatible with modern engines and their emissions standards. This step would be technically possible on an island scale.

The feasibility of this approach thus depends primarily on a guaranteed regular supply of raw materials and its economic viability. The limited length of our experts' report and the lack of understanding of local social conditions means we can give no definitive opinion on these two points.

In summary, it appears that the technical conditions have come together to allow the use of coprah oil as a fuel which is of clear interest in terms of energy supply to the islands. Nevertheless, knowing what deposits can technically be mobilised is not enough; the economic and social conditions of this approach need to be defined and, in particular, the willingness of local players to become involved needs to be confirmed before consideration can be given to developing this type of system.

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

To think that abandoning the coprah approach is proof that it is not viable.

Section 2
New energy production and storage technology

Recommendation no. 7
Evaluate to what extent wind power and photovoltaic complement each other in order to develop hybrid PV-wind generating systems

Criteria: energy supply to the islands/cost

Timeline: medium term

In the case of the small islands (N.-C. except Grande Terre), hybrid photovoltaic micro networks (with a generator and electrochemical storage) are options to consider. For the islands that are further away in particular, and where the dynamic demand is low (demand is primarily focused in domestic use), such micro networks present a good technical and economic compromise. The production cost of these small systems is high compared with large-scale heat generation methods, but the cost of an undersea connection to Grande Terre would undoubtedly nor be amortised (especially in the context of future price increases for traditional fuels) and this option would incur the risk of failure (broken cables). Moreover, systems fed from local and renewable sources enable the cost of supply of fossil fuels to feed high capacity generators to be reduced. These hybrid systems can be sized for very low fuel consumption from generators and used only in exceptional circumstances (abnormally low hours of sunshine for an unexpected period, or unexpected over consumption, or failure).

In concrete terms, an in-depth account of international experience with this type of solution under comparable conditions of use (small-scale island systems, domestic or small services demand) needs to be completed. If this account is positive, demonstrations should be considered in order to determine not just the optimal technical features, but methods of operation and maintenance too. In addition, for wider distribution, funding terms will need to be examined; in certain countries (Ecuador, for example) we will see the concept of fixed price guarantees designed to promote the development of isolated electricity system following the example of guaranteed prices used for centralised renewable energy generation. This option could be considered as an alternative to the traditional approach of subsidies applied to isolated systems to expand or augment the electrification of remote island areas.

[…]

Suite

[…]

Finally, the maintenance and upkeep of such systems is crucial. We recommend studying the methods of maintenance based, for example, on what Enercal currently does on autonomous photovoltaic systems where the feedback appears to be very good (quality of service and performance as well as lifespan).

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

To think that hybrid micro networks are outdated solutions.

Section 2
New energy production and storage technology

Recommendation no. 8
Evaluate the potential and the feasibility of concentrating thermodynamic solar power plants

Criteria: energy independence/reduced greenhouse gas emissions

Timeline: medium/long term

Concentrating thermodynamic solar power plants may provide a particularly attractive route to electricity generation in the medium term. This relatively mature technology (power plants have been operating for several decades and there are many more under construction) uses only the sun's direct radiation, and thus requires highly exposed sites.

We suggest initial research be carried out into sites which are favourable in terms of directly available sunshine in the Territory (surface area of around 1 ha per MW needed to generate between 3 and 5 GWh/ha). One of the major advantages of these electricity generating plants is the possibility of creating intermediary stores of heat which allows a certain level of disconnection between electricity generation and the sun's radiation, and offers the option of generating electricity at night. Feeding this into the network could be made very easy. Finally, the scale of the units currently being built globally is compatible with the demands of the Grande Terre network.

Several technologies are available (tower, mirrors, parabolic cylindrical…); these different technologies need to be compared in the context of New Caledonia in order to determine which is most appropriate.

The costs of this technology are still high, but ongoing or planned development projects in various regions of the world mean a significant reduction can be expected over the next few years. Moreover, the major potential for developing this technology in Australia may open up opportunities for regional cooperation which could be considered.

Grande Terre could welcome such a power plant to its network. We recommend a technical and economic study to evaluate the costs, productivity and which technology is best suited to specific local conditions.

■ On the wrong track or "misguided idea"

Don't forget that photovoltaic is not the only solution to generate electricity from solar sources.

Section 2
New energy production and storage technology

Recommendation no. 9
Develop an atlas of energy resources

Criteria: required in order to optimise the deployment of new methods of energy generation (electrical and biomass)

Timeline: short/medium term

The balance between the deployment of photovoltaic and wind systems and the sizing of hybrid systems (PV wind + possibly generator) could be better optimised if there was better understanding of the solar radiation and wind resources throughout the entire territory. To achieve this, it would be useful to collate all the existing data and start new campaigns to gather additional information.

Use of concentrating thermodynamic solar generation methods, whose level of maturity and economic performance potential appear to us to be sufficiently high, requires a good understanding of the sun's diffused and direct radiation. We recommend recording the sun's radiation over a minimum period of one year at potentially available sites where such plants could be erected and where there is known to be a high level of direct radiation.

For methanisable waste (from the food processing industry, from households and canteens, from cultivation, pig breeding, etc.), we recommend that the potential be evaluated, particularly for centralised applications.

With regard to lignocellulosic biomass, in particular trees and other plants which grow rapidly, there should be some technical potential. We recommend evaluation on a case-by-case basis, particularly with regard to the types of terrain (land constraints, profitability for the land owners, willingness to plant with long-term supply contracts at index-linked prices, etc.). Cf. also recommendation no. 5 above.

With thermal energy from the sea an interesting long-term solution, and several programmes having recently been resurrected (on La Réunion for example), we suggest recording temperature profiles down to depths of around 1 000 m at different sites.

Depending on the costs and the choices to be made, we could also recommend completing measurement activities already carried out on wave resources in the knowledge that wave generation technologies will certainly reach maturity in 10 to 20 years.

Section 2
New energy production and storage technology

Recommendation no. 10
Monitor CO_2 capture and energy technologies using micro-organisms (micro-algae)

Criteria: monitor technology of systems with high potential

Timeline: long term

The diversity and capacity of micro algae and cyanobacteria to adapt in diverse environmental and sometimes hostile conditions means that they are of major interest as organisms capable of assimilating inorganic carbon such as atmospheric CO_2 and converting it using light into organic matter and extracting the oxygen. There is therefore double interest: CO_2 storage and a fuel source.

Studies, still at the embryonic stage and destined as long-term research, are attempting to lift the many scientific and technological barriers that exist and conduct a complete analysis of the life cycle.

With the current state of the technology, the growth of these micro-organisms can be managed by managing changes to cultivation conditions: sun, very large exposed surface area (open basins or tubes), supply of CO_2 in sufficient localised proportion close to an emissions site. N.-C. thus has lots of things in its favour for the installation of photobioreactors suited to assimilating inorganic carbon dioxide.

Producing biofuels from these algae is, however, altogether more complex. One option would be to methanise them and then purify the gas that is produced. However this system is currently not sufficiently attractive from an economic aspect.

Producing vegetable oils is even more complex. The selection of algae varieties or development of genetically modified micro-organisms, water pumping, drying, the extraction and handling of oils and recovery of the hydrogen produced are all immature technologies and still little understood.

In the medium or long term, algae will probably provide one the solutions to CO_2capture. It is imperative to start thinking deeply about this in the context of the specific biodiversity of N.-C.

[…]

Suite

[…]

The benefits provided in N.-C. are apparent (hours of sunshine, space…), but progress with this still immature technology needs to be monitored.

As a result, given the long-term potential of this system to be used for multiple applications (energy production and CO_2 capture), we recommend monitoring technical developments.

Section 3
Emissions and the reduction of greenhouse gas emissions in New Caledonia

Recommendation no. 1
Create a technical centre for energy management and greenhouse gas emissions

Criteria: facilitate the preparation of proposals to manage energy consumption and greenhouse gas emissions in relation to policy decisions imposed by the government of N.-C.

This recommendation concerns the first four sections, and in particular the choices that N.-C. could make in terms of energy and greenhouse gas emissions. In order to manage greenhouse gas emissions, it is obvious that actions cannot be restricted to the energy sector and forests.

This cell will also need to update the various records of energy consumption and greenhouse gas emissions in N.-C.

This centre should also be able to serve as the focal point for all technical questions relating to energy and climate, and monitor international negotiations.

Adapting to climate change could also be handled, for example, at the level of the Provinces by organising dialogue between this centre and the bodies charged with adaptation.

Following the oil shocks, most countries and regions have established energy management agencies. Their scope has now been expanded to manage greenhouse gas emissions.

This centre will clearly need to have a good understanding of both the local constraints and the possibilities as well as the approvals negotiation process to reduce global greenhouse gas emissions in the context of the United Nations.

The government of N.-C. will be in a position to make its choices on the basis of the work done by this centre. This centre will thus need to be capable of formulating requests for more precise and more specific experts' reports, and author or co-author specifications for specific studies such as, for example, the use of imported wood to replace part of the coal that is imported, cf. recommendation no. 3.

[…]

Suite

[…]

Actions to be taken will then need to be prioritised, for and with the decision-makers, depending on the costs of these actions and their impact (commercial balance, energy security, reduction of greenhouse gas emissions), local technical capacities (businesses, after sales services, tradesmen, etc.), and the social and economic constraints and opportunities in N.-C. The results of external experts' reports (such as the Development Research Institute (IRD) experts' presentation, or the MAP presentation on forests) will need to be taken into account and passed through the local level for review. It is therefore essential that this cell accumulate information and expertise surrounding all these issues over the *long term*.

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

To fail to establish such a cell by seizing only on external experts' reports.

Comment

This suggestion relates to the entire report.

Section 3
Emissions and the reduction of greenhouse gas emissions in New Caledonia

Recommendation no. 2
Reduce emissions of greenhouse gases not from fossil energies (CFCs and their substitutes, methane, etc.)

Criteria: reduce greenhouse gas emissions other than from CO_2 as a result of energy savings and renewable energies

These greenhouse gases have a warming potential greater than that of CO_2 and do not generally allow for direct fossil energy savings.

– If CFC emissions itemised under the Montreal protocol decline, emissions from their substitutes increase as Interprofessional Technical Centre for Studies in Atmospheric Pollution (Citepa) inventories demonstrate. These substitutes are itemised under the climate change convention and also have a high warming potential.

– Methane. The radiative effect of global greenhouse gases needs to be halved by 2050 in order to stabilise the climate. However, the global warming potential of methane relative to CO_2 is greater over 50 years than it is over 100 years. It therefore becomes more important to reduce these methane emissions. Nevertheless, there is currently no census of these emissions (cf. also "Emissions and reduction in greenhouse gas emissions in New Caledonia"). The priority should thus be to eliminate the methane from landfill by flaring the gas as quickly as possible and recycling it where this can be justified economically, which will be the case particularly when greenhouse gas taxes are high enough. With livestock, it would be a case of feeding animals well in order to reduce emissions per kg of milk and meat, and to increase the quantity of grazing livestock per hectare.

There appear to be few SF6 and N20 emissions from industry.

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

To think that the Montreal protocol will deal with eliminating the effects of fluorocarbons.

To think that reducing local milk and meat output by importing these perishables will reduce global methane emissions from enteric fermentation.

[…]

Suite

[…]

Considering only bioenergy generation without taking into account agricultural output and changes in land use.

■ **Comments**

Energy management enables the consumption of electricity (CO_2 of coal) and of fuel (CO_2 of fuel oil) to be reduced, cf. "New energy production and storage technology". The recommendations relating to CO_2 reductions from metal processing plants arising from process improvements at the same time allow energy consumption to be reduced, bringing trade balance benefits as well as benefits for the end user, certainly considering returns on investment in the longer term.

Variations in greenhouse gas emissions, and CO_2 in particular, from rural areas (storage in forests, agriculture, mining land, biomass production for energy, etc.) are considered in recommendation 3.

Substituting coal in metal processing plants with imported biomass complemented by local biomass is dealt with in recommendation no. 4.

The geological storage of CO_2 which does not generate any fossil energy savings (on the contrary, it increases consumption) can be found in recommendation no. 5.

All the considerations and recommendations concerning N.-C.'s involvement in stabilising the climate *via* the United Nations Framework Convention on Climate Change and the tools derived from this convention (Kyoto and Copenhagen protocols, etc.) on the other hand feature in "New Caledonia's international integration".

Section 3
Emissions and the reduction of greenhouse gas emissions in New Caledonia

Recommendation no. 3
Create a New Caledonian centre for the recovery of agricultural and forest land as well as food and non-food biomass

Criteria: requirements of the climate change convention and Kyoto protocol, biomass production or carbon storage

1. Determine net CO_2 and other greenhouse gas emissions from anthropic sources resulting from land use and changes in use under the Climate Change Convention on the one hand and under the Kyoto protocol and any potential post-Kyoto protocol on the other.

Land will be carved out in accordance with articles 3.3 and 3.4 of the Kyoto protocol and any potential post-Kyoto protocol in order to quantify the greenhouse gas credits and debits attributable to the different territories while taking into account the perimeters under consideration according to commitments made either with France, or as a separate entity, according to local preferences.

2. Establish a New Caledonian centre that is dedicated to producing and recycling food and non-food biomass from agriculture and forestry. This could, for example, be supported and led by the Caledonian Agricultural Institute (IAC), and at the same time consider the economic, social and environmental aspects of such production as well as putting together prospective scenarios for land use in N.-C.

3. Reduce net greenhouse gas emissions either by increasing carbon stores in rural areas or by producing more biomass for energy. This will mean having a record of changes in land use and conducting regular measurements to determine changes in carbon stores in particular.

In order to improve the greenhouse gas footprint, we also recommend mobilising 3 or 4 local researchers, probably from the Caledonian Agricultural Institute (IAC), to conduct research and trails in the following areas:

– Study of the true options available in the production of lignous or herbaceous biomass for energy generation: by compiling a register of the results

[…]

Suite

[…]

already obtained, including failures, and validating them scientifically, etc.; by establishing new plots of land for trials, taking into account the results already obtained, the prospects for lignous for herbaceous and harvests while considering local land use projects. This assumes that this aspect will be studied and will provide a clear vision of priorities (more autonomous with regard to energy, feed or the supply of timber) or increase carbon stocks in forests (provided these stocks can reasonably be protected).

– Develop less onerous methods of "reinflating" forest vegetation using techniques to be adapted to local conditions and using local species. Inspiration could certainly be taken from elsewhere, but it would be wrong to economise on local research and experimentation.

– Maintain carbon stocks in forests by restricting fires (a fire research programme has already been committed with the National Research Agency (ANR) with teams from N.-C.). The general public should also be made aware of the importance of maintaining carbon stores.

This will require better mobilisation of both the forestry services and agronomic and forestry research as well as allocating appropriate human and equipment resources to them.

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

To take an interest only in increasing carbon stores in the vegetation, particularly in forests, and thinking that these stores could largely compensate for emissions from nickel production, or thinking that carbon stocks in forests can be increased indefinitely.

To think that it is possible to achieve large increases in stocks on mining land.

■ **Comment**

A commitment to start work with the French Ministry of Agriculture and Fishing has been made. However, what has been collated to-date remains insufficient at this stage to be able to comply with the requirements of the Convention, and in particular of the Kyoto protocol.

Section 3
Emissions and the reduction of greenhouse gas emissions in New Caledonia

Recommendation no. 4
initiate a prefeasibility study on the possibilities of importing wood partly complemented by local biomass to replace imported coal

Criteria: reduce CO_2 emissions from large municipal power plants by partially substituting coal and oil with biomass.

Producing nickel and generating electricity using coal are very intensive in terms of CO_2 per tonne of nickel or per MWh.

Renewed wood and biomass enable greenhouse gas emissions to be reduced, particularly when these are used in place of coal.

There is an additional cost compared with coal but for electricity generation stations and large municipal power plants, this additional cost will compensated as soon as a tonne of CO_2 reaches a sufficient value such as, for example, on the European emissions rights market in 2008.

It should be noted that greenhouse gas emissions from the transport of wood by ship are generally low. Collection opportunities close to ports in neighbouring counties (New Zealand, Papua New Guinea, etc.) thus need to be identified, or even in countries farther afield.

It is also necessary to:

– examine the possibility of agreeing long-term supply contracts with potential supplier countries;

– consider the logistics (reserve storage space, conditioning and possibly reconditioning imported and local biomass, ship unloading mechanisms and means of transferring biomass to the municipal power plant, etc.) ;

– study technical modifications to installations (many installations can use up 20% biomass with some coal without large-scale modifications).

the best form in which to transport biomass should also be established (compacted branches and residues, shavings, granules, etc.).

Two steps should be considered:

– an initial step which in principle applies with immediate effect and which would aim only at partial substitution of coal in order to reduce greenhouse gas emissions;

[…]

Suite

[…]

– a second step which would probably apply only after 2020, when CO_2 capture and storage are achievable, so as to achieve negative CO_2 emissions.

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

To think that the emissions resulting from transporting wood by ship will cancel out all the gains that could be obtained by coal with biomass.

To make the initial step dependent on the feasibility of geological storage.

■ **Comment**

Using biomass in place of coal may supplement the reduction in emissions that can be achieved by improving processes at the plant level (cf. the recommendations, under "New energy production and storage technology") and, at a later stage, the geological storage of CO_2 (cf. recommendation no. 5).

Section 3
Emissions and the reduction of greenhouse gas emissions in New Caledonia

Recommendation no. 5
Conduct research into the geological storage of CO_2 emitted by large installations, particularly in rocks in New Caledonia

Criteria: this is an important programme, but over the longer term: if the geological storage of CO_2 is developed and implemented, it will be impossible to stabilise the climate by 2050

Whatever happens, thought needs to be given now to setting aside areas for the installation of CO_2 capture systems in factories and electricity generating stations.

If it is possible to also link systems to the use of biomass as a substitute for coal, thought now also needs to be given to setting aside biomass storage space (cf. recommendation no. 3)

N.-C. will be able to benefit from technological progress throughout the world for the capture of CO_2 at plants and factories.

Next, getting rid of CO_2 needs to be considered. If storage were not possible in New Caledonia, it would have to be transported by ship to sites abroad, perhaps to Australia.

The complete system could become economically acceptable after 2020.

The geological substrate of N.-C. appears to be particularly favourable to experimentation with innovative systems of storage in peridotite. This requires further research and development, including to reduce the costs of storage which could not take place elsewhere.

We currently do not know which systems will emerge as the most promising, the weakest and the least burdensome. It is therefore important that we recommend new and extended research not only to ensure that storage in these rocks is successful, but that it is successful at low cost and, if possible, to avoid having to transport CO_2 abroad.

■ On the wrong track or "misguided idea"

To think that research into storage conducted elsewhere is sufficient (the situation is different in the case of capture).

[…]

Suite

[…]

■ **Comment**

Research is already underway, in particular with the University, the National Research Agency (ANR) and the nickel manufacturers. This work needs to be continued, however, with special interest accorded to peridotite.

Section 4
New Caledonia's international integration

Recommendation no. 1
Establish a local skills centre with a regional focus on energy and climate

Criteria:

– low cost measure to extract the best of existing skills;

– monitoring essential for medium and long term activities

In order to clarify the decisions taken in relation to energy, we should look to the body of knowledge built up systematically and then monitored during a period of change in relation to the regional partners. Changes in the main regional powers and the small island nations must also be monitored, and issues regarding energy volumes, mining activities and greenhouse gas emissions tackled.

To-date, there has been little impartial study into these changes. In particular, there is a gap in studies into economic agents' public policies and strategies.

The University of N.-C. and research organisations such the Development Research Institute (IRD) could be asked to establish a knowledge base to this end.

■ **Comment**

This work could also serve to provide further support to the actions for consideration in recommendation no. 5 in the "What framework for an energy and climate policy to support the development of New Caledonia?" section.

Section 4
New Caledonia's international integration

Recommendation no. 2
Consider all the options to integrate New Caledonia in climate negotiations

Criteria: decisions need to be taken in the short term in a complex context and with major consequences for N.-C.

N.-C. is not for the moment concerned by the Kyoto protocol despite the fact that because of its nickel activities, the country emits high volumes of greenhouse gases.

The position of the region's States is in flux, particularly against Australia's decision to ratify the Kyoto protocol. Moreover, the small island States feel under particular threat from climate change.

The government of N.-C. cannot ignore these issues, and needs to consider the different options to integrate itself in climate negotiations in dialogue with local partners.

Three main scenarios are possible: N.-C. could align itself with France's positioning, it could negotiate specific quotas with France, or it could forward its own proposal.

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

To maintain a non-explicit *status quo*: this is not tenable. This risks leading to tensions with the other States in the region and/or accusations of climate dumping because of converting ore to nickel.

■ **Comments**

It is important to emphasise that the method of calculating emissions per inhabitant is not appropriate for small island States with industrial activities such as, for example, Iceland or Greenland.

Failure to clarify this point would complicate the actions set out in recommendation no. 3.

Section 4
New Caledonia's international integration

Recommendation no. 3
Implement a powerful and consistent campaign with the French diplomatic service in the area of energy and climate

Criteria: medium-term action which needs to be consistent with the other approaches put forward.

N.-C. participates with France in different regional forums and there are bilateral collaborations already in place.

Taking what is already in place will reinforce the actions put forward in the other recommendations, particularly in the areas of research and education, developing innovative technologies for energy generation and storage and CO_2 capture and storage.

N.-C. can thus put forward its own activities and experiences to the small island states.

Multiple collaborative relationships could be considered with Australia, bringing together stakeholders from N.-C. and mainland France, particularly in the areas of CO_2 storage.

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

To leave everything to the French diplomatic service.

To forget to emphasise that calculations of greenhouse gases per inhabitant do not take account of the specifics of, and are inadequate for, small island states with some industrial activity and take into account only the emissions in the territory under consideration.

■ **Comment**

See also the other recommendations, particularly in the first three sections, for energy management and greenhouse gas emission reductions.

Section 4
New Caledonia's international integration

Recommendation no. 4
Reinforce energy security on the regional framework

Criteria: reinforce energy security

It is better to view the security of energy supplies regionally since neighbouring countries, Australia in particular, are in a similar situation to N.-C. in terms of hydrocarbons, i.e. the need to import oil products.

Emerging countries in the South Pacific are looking at energy security issues and crisis management within the scope of Apec (Asia Pacific Economic Cooperation). N.-C. would be interested in taking part in these forums.

If there are problems with the supply of oil products, sharing management of strategic reserves with neighbouring countries could prove advantageous. N.-C. should also check stock levels, and consider increasing these in line with IEA storage recommendations (90 days).

It seems that the security of coal supplies can be guaranteed through market mechanisms and the strategies adopted by private businesses.

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

To reply on developments in hydrocarbon extraction in N.-C. to ensure energy security from local production.

Section 5
What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia

Recommendation no. 1
Initiate a process to define an energy and climate policy

Priority criteria: organise a follow-up to the experts' report to develop an energy and climate strategy and provide a framework to the various stakeholders' initiatives.

■ Initiate a process to define an energy policy linked to the climate policy which:

– triggers a structured experts' report on as local a basis as possible using the results of this experts' report supplemented by more precise studies on the points that merit it in accordance with the main approaches and general objectives agreed;

– is legally controlled by a public authority;

– brings together all the stakeholders involved within a steering committee.

The structure of the **experts' report** on climate and greenhouse gases can be decided by establishing a technical centre (cf. the recommendation "Create a technical centre for energy management and greenhouse gas emissions"). The expertise of the government, operators, research agencies and the University should be taken into account.

It is the role of a government authority to **drive the process**; this could be either a department such as New Caledonia's geological bureau (Dimenc) which is supported and recognised in the climate sector, or an autonomous authority in the form of an agency developed following the pattern of other countries. It is essential to ensure that there is a link between driving forward agricultural policies and driving forward forestry policies.

Links between the **stakeholders involved**: operators, municipal businesses, customary authorities... are a necessity.

■ Transform the conclusions of the energy policy definition process and help to protect the climate by means of a Congress decision.

With regard to energy in particular, article 49 of the planning law on implementation of the "Grenelle de l'Environnement" environmental round table

[…]

Suite

[…]

prescribes certain energy-related approaches for N.-C. N.-C. could rely on these approaches, and/or define new ones since this article is not mandatory in this regard in this transferred domain.

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

The experts' report does not provide a plan of action, but rather the components of one. Effective use of an experts' report assumes that will it will continue to form part of the process: the experts are unable to integrate all the areas which the stakeholders manage in N.-C.

Section 5
What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia

Recommendation no. 2
Initiate definition of a territorial climate plan for each Province, for Greater Nouméa and the VKP (Voh-Koné-Pouembout) region

Priority criteria:

– a tool to clarify the action to be taken;

– Greater Nouméa has the highest level of energy consumption by property, service, industry and transport.

The territorial energy/climate plans are one of the tools favoured by France for implementation of the "Grenelle de l'Environnement" environmental round table. Article 56 in relation to French regional districts and overseas communities stipulates that these shall "at the same time commit to a consumption management programme which will translate into the adoption, with effect from 2012, of an energy and climate plan in each territorial community".

In N.-C., Greater Nouméa is a crucial issue in terms of energy, domestic, industrial and transport consumption, including town planning aspects in particular. Implementing a territorial energy and climate plan, for which there is already an Environment and Energy Management Agency (ADEME) methodology (*Developing and implementing a territorial climate plan, a guide to methodology*, ADEME, April 2009) and feedback from the mainland (Nantes and Grenoble among others), would yield three key benefits:

– provide a precise account of the sources of CO_2 emissions and energy consumption on a detailed scale (for example schools, public buildings and public services, transport companies, etc.) and as a result improve understanding of energy;

– involve a large number of stakeholders and incite public debate (press, television, etc.) on the topic;

– provide a consistent framework for diagnostics and actions. In the case of VKP which is in complete development, this is even essential.

[…]

Suite

[…]

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

To think that an energy and climate plan for N.-C. could replace a local energy and climate plan (provincial and by metropolitan area): the provinces and metropolitan areas call for a more detailed analysis of the various situations involving specific courses of action.

Section 5
What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia

Recommendation no. 3
Incorporate non-food biomass production into development policies to reduce New Caledonia's dependence in terms of food, forestry and energy, at the same time helping to reduce global greenhouse gas emissions

Priority criteria: autonomy in food, autonomy in energy, increased biomass production and reduced greenhouse gas emissions are closely interdependent

Timeline: medium term

Approaches to a food and forestry policy which includes energy issues

1. For biomass in areas currently afforested

– Improve *access to allow the biomass to be harvested*. It is crucial that biomass can be harvested from forests. Otherwise, the only solution is to consider increasing carbon stores by leaving trees in the forest. Whatever the case, it is assumed that carbon stores are protected by an effective *forest fires management policy*.

– Where forest biomass can be harvested, thought can be given to increasing harvests provided *reforestation policies* have been developed to restore stocks and renew production. This assumes that land owners are motivated, particularly financially, obtain sufficiently lucrative guaranteed orders and agree to sign *long-term biomass supply contracts* with client companies (industry and Enercal) who will invest to use the biomass produced. If this is not the case, it would be better to harvest only timber which would then be converted in a sawmill (requiring a lower investment than a municipal power plant) and for which the payment made to the forest owner is currently higher than recycling biomass into energy. With a higher price per tonne of CO_2, this situation could, however, change.

2. For the production of biomass on agricultural land

Such production could be in competition with food production. According to the priorities (food, energy, reduce greenhouse gas emissions) defined locally, the decision could be taken to increase agricultural output per ha (*via* higher

[…]

Suite

[…]

yields and number of animals per ha), or to increase non-food production. In this latter case, the problem is similar to that with wood production except that in general, food production deliver higher yields more quickly than lignocellulosic production.

In terms of climate, what is best for the global climate (and not just the local footprint) needs to be established, and consistent, long-term policies implemented.

Experts from outside N.-C. can not tackle every aspect of this question.

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

When considering potential conflicts regarding the use of a finite territory, the objective of improving the global climate needs to compare:

– an increase in the production of biomass for energy in the territory of N.-C ;

– the import of food products and timber.

It would be wrong to think that increasing biomass for energy is necessarily more virtuous: importing, while it may reduce greenhouse gas emissions in the territory, is responsible by consumption for greenhouse gas emissions elsewhere…

To believe that reforestation of mining land will increase biomass production.

■ **Comments**

Accounting under the Kyoto protocol further complicates this approach. However it is hoped that a more satisfactory approach will emerge after 2012.

Section 5
What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia

Recommendation no. 4
Start work to clarify the responsibilities of government-affiliated agencies with regard to the environment and impacts on the climate: competences need to be allocated in a way which is suited to these new challenges

Priority criteria: according to the definition of approaches and objectives (recommendations nos. 1 and 2), the stakeholders need to be organised in a coherent way

Timeline: short term

Start work as quickly as possible to clarify the responsibilities of government-affiliated agencies with regard to the environment and impacts on the climate: competences need to be allocated in a way which is suited to these new challenges. This could result in a change in basic legislation.

There are two stumbling blocks in this area: confused responsibilities and the lack of resource. These stumbling blocks are well known and have been analysed for many years in N.-C. (cf. the recent NC2025 workshop 6 which expands on all the difficulties and promotes the riches and assets).

The key areas still to be worked on should be as follows:

– reorganise environmental competences to allow competences to be allocated at the N.-C. level, particularly in terms of everything to do with the climate, but also to facilitate coordinated and harmonised action across the entire territory and all domains;

– introduce an amendment to the LO 99 which stipulates how environmental competences should be coordinated between the 4 levels of the communities (State, N.-C., Provinces and municipalities), with the opinion of an *ad hoc* Committee on which sit representatives from the 4 levels;

– allow environment-related laws to be enacted;

– harmonise regulation on an N.-C scale;

– appoint a leader for each sub-domain who will guide the others;

– increase human and financial resources (absolutely essential if things are to progress in the domain).

■ **On the wrong track or "misguided idea"**

To do nothing.

Section 5
What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia

Recommendation no. 5
Define the priority of energy management, renewable energy development and emissions reduction activities by introducing cost and deadline for impact as criteria

Priority criteria: work out the priority to be accorded to the various activities to be carried out by the parties above

Timeline: short term

We recommend that a specific study be conducted as a supplement to this experts' opinion which would aim to establish an order of priority for all the actions proposed. This study should take all the recommendations made and arrange them according to pre-defined evaluation criteria reflecting the diversity of concerns that the stakeholders within N.-C. may have.

An initial classification has been included in the scope of this experts' report in an attempt to indicate cross-disciplinary priorities beyond initial analysis, which is of necessity completed by sector. This work has been based on indicative criteria of potential savings or energy generation, and greenhouse gas emission reductions (importance of the resource) and costs (cost per kWh or per tonne saved).

If these two criteria are applied, certain actions should be seen as priority, in particular:

1. Energy management in industry.
2. Energy management in the domestic and service sectors (lighting, household appliances…).
3. A bonus-malus system for vehicles.
3.Increased use of solar water heaters.
4. The use of biomass in industry.
5. Heat regulation in homes.

…/…

However these two criteria are not the only ones to consider in order to establish an order of merit among all the routes recommended by the experts' report. The study to be carried out will thus need to re-examine the options proposed by introducing supplementary dimensions to arrive at a more definitive list of priority actions.

Section 5
What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia

Recommendation no. 6
Support industrial and service systems relating to energy generation and energy management tailored to the size of New Caledonia: training in trades, economic action to benefit business, access to suitable R&D potential

Priority criteria: this is a proposal for structuring, but over the long term.

1. Training in the construction industry

Energy efficiency is not simply a question of techniques and technologies: achieving it also requires aware, and well-trained professionals.

Urban planners, primer contractors and businesses all have skills to develop.

In particular:

■ *Urban scale* – seek support from the environmental committees formed under the Urban Environmental Analysis (AEU) which are able to simulate the impacts of climate (wind, sun).

■ *New buildings* – planning and assistance with works management.

■ *Existing buildings* – energy audit to optimise work undertaken and build up the best energy and environmental approaches to restoration.

The range of training available in this area, including both initial training and ongoing professional development, currently remains very poor.

The High Quality Environmental Standard (HQE) provides a good angle of attack to further update these practices. The most should be made of two areas of experience: Qualiclim in Guyana and Opticlim in La Réunion.

2. Economic action

Draw best benefit from the activities of organisations such as Oséo-Anvar, or the French Development Agency (AFD). N.-C. can also access aid to set up innovative businesses.

3. Access to R&D potential on key subjects across several areas:

– monitor technologies, how economic they are and their impacts, at the level of this experts' report;

[…]

Suite

[…]

– participation in non-specific research programmes (industry…) ;

– put N.-C. forward as a research area (geological storage of CO_2…) ;

–provide resource in N.-C. across 3 topics: housing in a tropical context; establishing electrical networks with a high proportion of renewable energy; biomass production in a developed tropical country.

Take proper account of the strengths, but also the restrictions to skills, currently built up by the University and businesses or research agencies.

Section 5
What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia

Recommendation no. 7
Rely on economic or regulatory tools to implement an energy policy in New Caledonia

Priority criteria: essential in implementing energy objectives with regard to recommendation no. 4

Timeline: short and medium term

The available tariff-related, fiscal and regulatory tools and their application to energy management (construction, transport and industry) and the development of new energy sources (for the Climate, cf. "New Caledonia's international integration", are:

1. The tariff signal reflecting costs:

– eliminate the fiscal gap between diesel and petrol and gradually reduce the subsidies which benefit certain categories of users;

– integrate a "coal value" element within the tariff signal;

– develop economic incentives to support emerging technological systems.

2. Energy labelling mechanisms

– for efficient household appliances;

– in the transport sector, energy labelling for vehicles, possibly linked to a bonus-malus system.

3. For energy sources

– adopt a system of guaranteed pricing along with a purchase obligation on the part of the distributor and tariff modulation to support certain systems as a priority;

– additional aid for investment.

Network connection problems which require specific action (regulation).

In terms of producing domestic hot water from solar, international experience also suggests the routes that should be taken to support development of the system: incentives followed by generalisation through regulation.

The objectives defined for each of these areas must be accompanied by a system of monitoring.

Section 5
What framework for an energy and climate policy promoting the development of New Caledonia

Recommendation no. 8
Launch a programme of actions, education and awareness to bring about changed practices

Priority criteria: a long-term structuring action but one which should commence as quickly as possible

Making citizens (who are the consumers), and sometimes producers, responsible in terms of energy first requires an initial step to get them to understand the concepts involved. The main concepts which need to be understood concern in particular:

- definitions of energy and power;
- the reality of energy resources;
- and the environmental impacts associated with energy consumption, in particular greenhouse gas emissions.

To achieve this, we recommend training at different levels and for different audiences.

An initial step could be to train the trainers and/or lecturers, since teachers are the audience most likely to be capable of becoming trainers themselves. This will undoubtedly be the most delicate step since good incentives system will need to be sought along with the first trainers (ADEME, other competent persons in N.-C.: to be reviewed).

A call for candidates could be made on the initiative of the vice-chancellor of N.-C.

School syllabuses could henceforth include a small element of energy teaching. An initiative on the mainland, among others, is quoted in the full version of the report.

With regard to adult audiences, conferences for the general public and exhibition led by competent persons (ADEME personnel, others…) will undoubtedly be the best approach.

RETOUR SOMMAIRE

Appendices

RETOUR SOMMAIRE

NOUVELLE CALÉDONIE

Gérald CORTOT
Membre du gouvernement chargé des transports terrestres et maritimes, de la sécurité routière, des infrastructures, de l'énergie, de la météorologie, du schéma d'aménagement et de développement de la Nouvelle-Calédonie

Tel : (687) **24 65 91** – Fax : (687) **24 66 26**

CS08.3160 - 0174 /DIMENC - BM

Nouméa, le 17 JUIN 2008

Monsieur le Directeur,

J'ai l'honneur d'accuser réception de votre devis relatif à l'expertise collégiale sur l'énergie

Par la présente, je vous signifie mon accord pour la réalisation de cette expertise collégiale sur l'énergie.

L'atelier initial, prévu par vos services en juillet 2008, permettra de réunir les membres du CTME ainsi que toute personne qualifiée dont les compétences peuvent éclairer les travaux du comité afin de finaliser le cahier des charges de l'expertise collégiale.

Le service énergie de la Direction de l'industrie des mines et de l'énergie (DIMENC) se tient à votre disposition pour toute information complémentaire

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Directeur, l'expression de ma parfaite considération.

Gérald CORTOT

Monsieur Fabrice COLIN
Directeur du centre IRD
de Nouméa
Délégué de l'IRD
pour le Pacifique Sud

APPENDIX 2

Terms of reference for the expert report

Introduction: Report background

New Caledonia is an overseas territorial community with special status, facing the challenge of energy dependence and management. Its south Pacific location and the continued increase in energy consumption observed in the Territory make it essential for it to be fully aware of the critical factors in its energy management development from a technological, economic, institutional and regulatory point of view. Among the other issues, particular attention must also be paid to the questions of fair access to energy and its cost.

Several countries have implemented or are currently working on energy efficiency measures, new renewable energy technologies and reducing greenhouse gases. The task today is to identify the most promising strategies and tools in these areas, which can then be adapted - where applicable – to the needs of the Territory looking ahead to 2020 and 2030.

In accordance with article 211 of the Organic Act to which it is subject, New Caledonia is developing its Land Use and Development plan for 2025 within a defined timescale which means it must be completed by the end of 2009. An "energy" section will be developed as part of this, probably as a separate plan. Some important decisions have been taken in terms of energy production: three plants are planned, each associated with major mining activity, although New Caledonia is not included under annex 1 of the Kyoto protocol. A multi-year investment plan for electricity generation (PPIPE) has been developed through to 2015 and has now been submitted to Parliament for approval. Elsewhere, an energy observatory is also being developed.

At the same time, New Caledonia has great environmental ambitions, marked notably by the recent addition of its coral reef to the World Heritage list.

Against this backdrop, the government of New Caledonia has expressed, through the Territorial Energy Management Committee (CTME), the need for a complete picture of the scientific knowledge that would help to define the country's energy policy and set priorities for activities to be taken by the communities in this area.

To achieve this, the decision has been taken to ask the Development Research Institute (IRD) to prepare an expert report.

The IRD expert report

Part of the IRD's mission is to develop expert reports. Such reports are an original tool used to transfer scientific knowledge to managers and decision-makers. They enable a multi-disciplinary scientific analysis to be prepared, at the request of one or more partners, on a given subject and based on a complete review of current scientific knowledge.

Expert reports may thus provide valuable assistance when making public policy decisions.

The IRD's approach to the conception and implementation of expert reports is based on a specific methodology model, which is ISO 9001certified.

The Development Research Institute (IRD) has examined and followed up on the request it received from the New Caledonia Government, in the light of three commonly-used key criteria:

- clear identification of the willingness of the requesting party to act and the current decision-making process (re-stated below);
- the central and essential role of scientific knowledge in guiding the public policies concerned;
- the existence of sufficient literature, particularly scientific, on the topic.

The expert report was carried out by a multi-disciplinary board of experts recruited for their individual research skills and proven knowledge of the issue, under the responsibility of the scientific coordination body and its chair. It was monitored by a steering committee comprised of representatives from the report's sponsor and its partners, who were regularly informed of progress.

At the end of the evaluation, a final report was submitted to the sponsor, including the summary and full text of expert contributions, along with conclusions and recommendations.

Title of the expert report

The title selected for the report is: "Energy in the development of New Caledonia" (abbreviated to: EDNC).

Guidelines for the expert report

Five additional major topic areas were included in the expert report following the initial workshop held in Nouméa from 15 to 17 October 2008 and attended by all local parties involved in the energy sector. These in themselves constitute the guidelines provided for the report:

1. Energy management
2. New energy production and storage technology
3. Greenhouse gas reductions and compensation methods
4. Energy geopolitics and regional cooperation
5. Energy governance in New Caledonia

List of questions dealt with in the expert report

The detailed list of questions submitted to the expert report was placed in the following order:

1	**Energy management**	**Coordinator: Elsa Faugere**
1.1.1	How can knowledge relating to the following be adapted to New Caledonia: – managing the demand for energy in construction (reducing demand while maintaining comfort levels) – the energy efficiency of equipment (air conditioning, ventilation, hot water, lighting, domestic appliances, office equipment, accessories, technical management, etc) by deploying better technology where available and adapting it to the needs of New Caledonia. Particular emphasis will be placed on air conditioning: managing the contribution of architecture to air conditioning, use of solar power for cooling, use of the sea as a cold source... What specific steps are needed to increase the use of eco materials and eco products (compliance marks, certification, etc)? What signals could be given out (pricing, regulation, tax-related) to encourage energy management?	**Mohamed Abdesselam**
1.1.2	The potential energy efficiency of industrial systems and the recovery of waste heat	**Jean Michel Most**
1.2.	How to approach and position the issue of transport (of people, goods and ore) within the general problem in New Caledonia?	**Richard Darbera**
1.2.2	What possible impact could pricing, regulation or tax-related signals have on transport?	**Richard Darbera**
1.3	What is the current thinking and practice of the different parties involved with regard to energy in New Caledonia? Can these change? What is known about social and cultural differentiators?	**Elsa Faugere**
1.4	Methods of evaluating the identified measures: potential savings, environmental assessment	**Mohamed Abdesselam, Richard Darbera**

2	**New energy production and storage technology** **Coordinator: Bernard MULTON**
2.1	What new technologies need to be deployed in New Caledonia?
2.1.1	Generation technologies: **Bernard MULTON** – energy from the sea (thermal, currents, wave power) – concentration solar power, production of cold air (cf. 1.1 buildings), thermal solar, wind, photovoltaic **Jean Michel MOST** – direct evaluation of biomass (joint fuel), biofuels (1st and 2nd generation fuels, production of algae grease or hydrogen), waste recovery (biogas)… – small nuclear power plants ***CEA associate expert***
2.1.2	Energy storage technologies – hydraulic, batteries, hydrogen systems – heat and cold Management of electrical networks connected to renewable energies **Bernard MULTON**
2.2.1	What is known about these new technologies in terms of their economy, impact on employment, environmental evaluation and CO_2 audit? Which solutions would be appropriate for the situation in the islands? **Philippe MENANTEAU**
2.2.2	How feasible are the systems under consideration given the constraints associated with how the territory is occupied? **Arthur RIEDACKER**
2.3	How will the regulatory framework influence the development of renewable energies: types of pricing and tax-related solutions, aid packages, differential pricing **Philippe MENANTEAU** with **Richard DARBERA** for agrobiofuels
2.4.1	Has environmental data been collated or not (hours of sunshine, wind, currents, sea thermals, etc), what methods of observation were used? ***Christophe MENKES (IRD associate expert),*** **ocean and atmospheric movements in the Pacific**
2.4.2	What systems should be trialled in New Caledonia? Shared among the experts, coordinated by **Bernard MULTON**

3	**Means of reducing greenhouse gas emissions** **Coordinator: Arthur RIEDACKER**
3.1	CO_2* capture and storage – what technologies for capturing CO_2 currently exist or are being researched? – how could New Caledonia make the most of its geological situation in terms of research programmes and trials of CO_2 storage technologies *(not forgetting other greenhouse gases such as methane, refrigerants, etc)*? **Jean Michel MOST, Patrice BABY**
3.2	Forests and greenhouse gas emissions
3.2.1	Changes in carbon stores in rural areas – by forestation (reforestation, vegetation of mining sites, etc) and deforestation – in existing forests by means of forestry management and outside of rural areas – in buildings via the use of wood
3.2.2	Possible use of forest biomass as a substitute for fossil fuels, coal in particular. Examination of future opportunities to link these substitutes with geological sequestration at sites which emit large volumes of CO_2 (industry, electricity generating plants)
3.2.3	What tools are available to evaluate stores? **Pierre COUTERON** and **Arthur Riedacker**, with CIRAD Montpellier Forests contacts (Olivier Hamel) and the Caledonian Agronomic Institute of Nouméa
3.3	The economic aspects of reducing net greenhouse gas emissions (CO_2 and other gases): comparison of the potential and costs of the various options presented in topics 1, 2 and 3, principally in the medium and long term **Arthur RIEDACKER, Philippe MENANTEAU**

4 Energy and climate geopolitics, regional cooperation
Coordinator: Sébastien VELUT

4.1 What are the scenarios for fossil fuel supply and how could these affect energy security?

What is known about the area's geology in terms of energy resources? **Sébastien VELUT, with Patrice BABY**

4.2 Explore all aspects of regional energy cooperation: exchanges of experience and skills, negotiation of access to resources
Sébastien VELUT, Yves LE BARS

4.3.1 What are the potential scenarios to include New Caledonia into the international dynamic of the United Nations climate change convention, in particular by including CO_2 emissions, what are the costs and benefits; reduction and compensation; presentation of comparable cases **Arthur RIEDACKER**

4.3.2 Legal analysis of the international obligations associated with these scenarios and of their impact on governance **Laetitia GRAMMATICO**

5	**Energy governance in New Caledonia** **Conclusions Coordinators: Yves Le Bars and Sébastien Velut**	
5.1	How can the energy-related options be made real in the specific case of New Caledonia with regard to:	
5.1.1	regional development	**Richard Darbera**
5.1.2	land issues	**Elsa Faugere**
5.1.3	Desirable pricing, regulation and tax measures aimed at managing energy, developing new energies and reducing environmental impact?	**Philippe Menanteau** with **Richard Darbera**
5.1.4	establishing business sectors: training, start-up…	**Mohamed Abdesselam**
5.1.5	environmental education and awareness of energy-related eco activities to bring about changes in practices?	**Bernard Multon**
5.2	What responsibilities could be taken on by the various bodies involved (local communities, provinces, congress, government, the State, producers, franchise holders, etc) : forms of regulation, coordination and sharing	**Laetitia Grammatico**
5.3	Which areas should be favoured in further expert research?	**Shared between the experts**

APPENDIX 3

Presentation of the Board of Experts

Mohamed Abdesselam
Director of SOLENER
Société SOLENER
48 rue Gustave Nadaud
59000 Lille [France]
mohamed.abdesselam@solener.fr

Patrice Baby
Director of research
Toulouse Development Research Institute (IRD)
LMTG
14 avenue Edouard Belin
31400 Toulouse [France]
patrice.baby@ird.fr

Pierre Couteron
Director of research
Montpellier Development Research Institute (IRD)
UMR AMAP, Cirad Montpellier
Bd de la Lironde
TA A-51/ P 52
34398 Montpellier cedex 5 [France]
pierre.couteron@ird.fr

Richard Darbéra
Research associate
CNRS (National Scientific Research Centre)
Ecole Nationale des Ponts et
Chaussées
Cité Descartes
77455 Marne la Vallée [France]
darbera@enpc.fr

Elsa Faugère
Research associate
INRA (French National Institute for Agricultural Research)
Ecodéveloppement site Agroparc
84914 Avignon [France]
faugere@avignon.inra.fr

Laetitia Grammatico
Head of legal department
CEA (French atomic energy commission) – Agence Iter France
laetitia.grammatico@cea.fr

Yves Le Bars
Rural water and forestry engineer
YLB Conseils (Consultancy Firm)
YLB Conseils
47 avenue Léon Blum
92160 Antony [France]
ylb.conseils@orange.fr

Philippe Menanteau
Research Engineer
CNRS (National Scientific Research Centre) / Université de Grenoble
LEPII
BP 47
38040 Grenoble cedex 9 [France]
philippe.menanteau@upmf-grenoble.fr

Jean Michel Most
Director of research
CNRS (National Scientific Research Centre)
ENSMA (French Graduate School of Mechanical Engineering and Aeronautics)
Laboratoire de Combustion et de Détonique
(Combustion and Explosives Laboratory)
1 avenue Clément Ader - BP 40109
86961 Futuroscope cedex [France]
jean-michel.most@lcd.ensma.fr

Bernard MULTON
University professor
ENS Cachan
SATIE – CNRS (National Scientific Research Centre)
Campus de KER LANN
Avenue Robert Schuman
35170 Bruz [France]
bernard.multon@bretagne.ens-cachan.fr

Arthur RIEDACKER
Director of research
INRA (French National Institute for Agricultural Research)
91 bis av Georges Gosnat
94200 Ivry [France]
a.riedacker@wanadoo.fr

Sébastien VELUT
University professor
Université de Paris 3 Sorbonne nouvelle
Institut des Hautes Etudes d'Amérique latine
(Institute for Higher Latin American Studies)
Directeur adjoint (Assistant director)
Centre de recherche et de documentation sur l'Amérique latine
(centre for Latin American research and documentation)
28 rue Saint Guillaume 75007 Paris [France]
Sebastien.velut@univ-paris3.fr

Presentation of the monitoring committee

The monitoring committee is made up of representatives from both of the sponsors of the expert report (the Government of New Caledonian and the ADEME territorial representative in New Caledonia) to provide them with regular information and observations based on close monitoring of the expert panel's work. The committee has met five times. Stéphane Raud, Director of the Expertise and Valorisation Department and Fabrice Colin, the IRD (Development Research Institute) representative for New Caledonia, chaired the meetings. Yves LE BARS, Chairman of the board of experts, was invited to attend all the meetings.

During its final meeting on 16 December 2009, the committee agreed to submit the final report.

At the request of the sponsors, who wished to involve various stakeholders in the monitoring of the expert report, the committee was formed as follows:

ADEME – Environment and Energy Management Agency
Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)
Véronique Reix
Représentante territoriale de l'ADEME
101, promenade Roger Laroque
BP C5
98844 Nouméa cedex
Veronique.reix@ademe.fr

New Caledonia Mayors' Association
Association des maires de Nouvelle-Calédonie
Daniel Fisdiepas
Président
Centre ville 32 rue Galliéni 98800 Nouméa cedex
BP 4018
98846 Nouméa cedex
amnc@amnc.asso.nc

French Association of New Caledonia Mayors
Association française des maires de Nouvelle-Calédonie
Yves Magnier
Représentant le président
Plum 3804 route du Sud
98809 Mont-Dore
ydmagnier@lagoon.nc

New Caledonia Congress
J.-L. D'Anglebermes, or **Christine Goyetche**
Director of research questions
cgoyetche@congres.nc

Economic and social council
Conseil économique et social (CES)
R. Lamarque
Président
BP 4766
98847 Nouméa cedex
ces@gouv.nc

New Caledonia Department of Mines and Energy
Direction de l'Industrie, des Mines et de l'Énergie de Nouvelle-Calédonie (Dimenc)
Adeline Fabre, or **Aurélien Louis**
Directeur
BP 465
98845 Nouméa cedex
Aurelien.louis@gouv.nc

New Caledonia energy and water distribution company
Électricité et Eau de Nouvelle-Calédonie (EEC)
Yves Morault
Directeur général délégué
BP F3
98848 Nouméa cedex
eec@eec.nc

New Caledonia energy company
Société Néo-Calédonienne d'Énergie (Enercal)
Jean Begaud
Directeur général
87, av. du Gal de Gaulle
BP C1
98848 Nouméa cedex
jbegaud@canl.nc

EPLP – All for the planet
Ensemble pour la planète (EPLP)
Benjamin Vives,
or **Martine Cornaille**
Présidente
BP 2357
98846 Nouméa
cornaille@mls.nc

Government of New Caledonia
Gérald Cortot, membre du gouvernement,
en charge de l'énergie
puis **Philippe Gomes**,
président du gouvernement en charge des mines,
de l'énergie et du transport aérien international,
et des questions relatives aux transferts de compétences et à la recherche
Artillerie 8 route des artifices
BP M2, 98849 Nouméa cedex

Government of New Caledonia
Service de l'aménagement et de la planification
Roger Kerjouan
Chef de service
Immeuble Jacques Lékawé
14, rue Georges Clémenceau
BP M2
98849 Nouméa cedex
sap@gouv.nc

Iles Loyauté Province
Province des Iles Loyauté
Jacques Wamalo
Executive director
BP 50
Wé 98820 Lifou
wamalo@loyalty.nc

North Province / Province Nord
Laurent Lebrun
Directeur - Direction du développement économique
BP 41
98860 Koné
presidence@province-nord.nc

South Province
Province Sud
Serge Newland
Secrétaire général
BP L1
98849 Nouméa cedex
cabinet@province-sud.nc

New Caledonia Public Works Company
Société d'Équipement de la Nouvelle-Calédonie
Aude Elandaloussi
Chargée d'études
BP 2517
98846 Nouméa cedex
aude.elandaloussi@secal.nc

Customs council
Sénat coutumier
Ambroise Doumai
Président
BP 1059
98845 Nouméa cedex
senat-coutumier@gouv.nc

Synergy (Union of Renewable Energy Industries)
Barbara Vlaeminck
Présidente
Syndicat des professionnels des énergies renouvelables
36 rue Jules Calimbre
98800 Nouméa
b.vlaeminck@srp-nc.com

SSP – Oil Industry Services Company
Société de services pétroliers (SSP)
Philippe Nicolet
Directeur général
BP L2
98849 Nouméa cedex
pnicolet@pacificpetrole.com

SLN – The Nickel Company
Société Le Nickel (SLN)
Maurice Verne, or **Frédéric Ferret**
BP E5
98848 Nouméa cedex
m.verne@eramet-sln.nc

Federal Consumers' Union – *Que Choisir* (New Caledonia)
Union fédérale des consommateurs - *Que Choisir* Nouvelle-Calédonie
Laurent Tourette, Environmental Unit Director,
representing Chairman, **Michel Davarend**
BP 2357
98846 Nouméa
nouvellecaledonie@ufc-quechoisir.org

Vice-chancellor of New Caledonia
B. Masson
Enseignant, représentant M. le Vice-recteur
BP G4
98848 Nouméa cedex
Vanessa.Calvet@ac-noumea.nc

APPENDIX 5

Abbreviations

ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AEE	Agence pour les économies d'énergie
AEU	Analyse environnementale urbaine
AIE	Agence internationale de l'énergie
ANR	Agence nationale de la recherche
ANU	*Australian National University*
Apec	*Asia Pacific Economic Cooperation*
Asean	*Association of South East Asian Nations*
BBC	Bâtiment basse consommation
BCA	*Building code of Australia*
BREEAM	*Building Research Establishment's Environmental Assessment Method*
CCNUCC	Convention cadre des Nations unies sur le changement climatique
CCS	*Carbone dioxide Capture and Storage*
CEE	Certificat d'économie d'énergie
CER	*Certified Emission Reductions*
Cesi	Chauffe-eau solaire individuel
CFC	Chlorofluorocarbones
Citepa	Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique
CNDP	Commission nationale du débat public
CNRS	Centre national de la recherche scientifique
CNRT	Centre national de recherche technique
CO2CRC	*Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies*
CPS	Commission du Pacifique sud
CRE	Commission de régulation de l'énergie

CSIRO	*Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation* (en Australie)
CSP	*Concentrated Solar Power*
CTME	Comité territorial pour la maîtrise de l'énergie
Dafe	Direction du service d'État de l'agriculture, de la forêt et de l'environnement
DDEE	Direction du développement économique et de l'environnement
DDR	Direction du développement rural
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
Dimenc	Direction de l'industrie, des mines et de l'énergie en Nouvelle-Calédonie
Dreal	Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement
DTSI	Direction des technologies et services de l'information
ECS solaire	Eau chaude sanitaire solaire
EER	Coefficient d'efficacité frigorifique
EESI	Efficacité énergétique des systèmes industriels
EMHV	Esters méthyliques d'huiles végétales
ENR	Énergies renouvelables
ETM	Énergie thermique des mers
F CFP	Franc Pacifique
FCME	Fonds de concours pour la maîtrise de l'énergie
FED	Fonds européen de développement
FTME	Fonds territorial de maîtrise de l'énergie
GES	Gaz à effet de serre
Giec	Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat
HFC	Hydrofluorocarbones
HQE	Haute Qualité environnementale
HVB	Huiles végétales brutes
IAC	Institut agronomique calédonien
ICPE	Installations classées pour la protection de l'environnement

IFP	Institut français du pétrole
Isee	Institut de la statistique et des études économiques
LBC	Lampe basse consommation
LCD	*Liquid crystal display*
LED	Diode électroluminescente
LEED	*Leadership in Energy and Environmental Design*
LFC	Lit fluidisé circulant
MDE	Maîtrise de la demande en énergie
MDE	Marché des droits d'émissions
MDP	Mécanisme de développement propre
MEEDDM	Ministère chargé de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
Ogaf	Opérations groupées d'aménagement foncier
OMM	Organisation mondiale de la météorologie
OPECST	Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques
Otec	*Ocean Thermal Energy Converter*
OTTV	*Overall Thermal Transfer Value*
PDAN	Plan de déplacement de l'agglomération nouméenne
PDU	Plan de déplacement urbain
PFC	Perfluorocarbones
PNAEE	Plan national d'amélioration de l'efficacité énergétique
PNAQ	Plan national d'allocation des quotas
PNLCC	Plan national de lutte contre le changement climatique
PNUE	Programme des Nations unies pour l'environnement
PPIPE	Programmation pluriannuelle d'investissements pour la production électrique
Prerure	Plan régional des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie
PRG	Potentiel de réchauffement global

PRME	Programme régional de maîtrise de l'énergie
PTE	Permis temporaire d'exploitation
PTME	Programmes territoriaux de maîtrise de l'énergie
PV	Photovoltaïque
RAP	Récupération assistée de pétrole
SAE	Surface agricole entretenue
Saem	Société anonyme d'économie mixte
Scan	Schéma de cohérence de l'agglomération de Nouméa
Shon	Surface hors œuvre nette
SLN	Société Le Nickel
SMG	Salaire minimum garanti
STCPI	Société territoriale calédonienne de participation industrielle
Step	Stations de transfert d'énergie par pompage
TAG	Turbine à gaz
TER	Taxe parafiscale pour les énergies renouvelables
UE	Union européenne
UICN	Union internationale pour la conservation de la nature
ZEE	Zone économique exclusive

APPENDIX 6

Acknowledgements

Michel Allenbach, chargé de mission, Université de la Nouvelle-Calédonie

Gilles Beaudou, directeur adjoint, Direction de l'agriculture, de la forêt et de l'environnement

François Berger, directeur de la Distribution EEC

Andrew Blakers, directeur, Centre for Sustainable Energy Systems

Philippe Bourgine, forestier, Direction du développement rural Province Sud

Yann-Eric Boyeau, chef de projet, Direction des technologies et des services de l'information, Nouméa

Martin Brinkert, Direction du développement économique et de l'environnement, Province Nord

Jacques Buguet, conseiller diplomatique, Haut-commissariat

Jean-Jérôme Cassan, ingénieur Environnement, DDE Province Nord

Sylvie Christophe, attachée de coopération et d'action culturelle, Ambassade de France en Australie

Dominique Cluzel, géologue, Université de la Nouvelle-Calédonie

Peter Cooke, directeur général, CO2 CRC

Martine Cornaille, présidente, Ensemble pour la planète

Guillaume Dréau, ingénieur Énergies nouvelles, Société de recherche du Pacifique

Glenne Drover, Department of innovation, industry and regional development, State government of Victoria

Adeline Fabre, directrice, Dimenc

Eric Favre, responsable d'équipe, laboratoire des Sciences du génie chimique

Michel Filhol, ambassadeur de France en Australie

Guy Fohringer, président, Action biosphère

M.de Garrigue, directeur technique, Enercal

Hubert Geraux, coordinateur écorégional Milieux terrestres, WWF

Paul Graham, économiste, CSIRO

Caroline Groseille, Direction pour l'environnement, Province-Sud

Frédéric Guillard, chef du service Géomatique, Direction des technologies et des services de l'information, gouvernement de la Nouvelle-Calédonie

Glenn Hart, coordinateur de projet, CSIRO

Tanguy Jaffre, chercheur émérite, IRD

Ali Karimi, directeur Syndicat intercommunal du Grand Nouméa

Mme Kerjouan, UFC Que choisir ?

Roger Kerjouan, chef de service, SAP, gouvernement de la Nouvelle-Calédonie

Frédéric Lagut, Observatoire de l'énergie, Dimenc

Christophe Lapous, adjoint du directeur de la production, EEC

Jean-Louis Latour, chef de la mission économique,
Ambassade de France en Australie

Jean Laurent, chef Service géologique Dimenc

Jérôme Lefevre, ingénieur Modélisation fluidique,
Institut de recherche pour le développement

Jack Legrand, professeur des universités, Université de Nantes

Guilhem Lenial, ingénieur Environnement, chargé de mission Énergie ADEME

Laurent L'huillier, Institut agronomique néo-calédonien

François Mademba-Sy, directeur,
Direction du développement rural (DDR), Province Sud

Pierre Maurizot, géologue, BRGM

Jacques Mermoud, président, Point Zéro

Simone Mignard, PDG Secal

Christophe Menkes, chercheur océanographe IRD

Jean-François Merle, conseiller d'État

Yves Morault, directeur général d'EEC

Jean-Xavier Morin, directeur Recherche et développement, Alstom-Power Environment

Brendan Morling, chef de division, Department of Ressources, Energy and Tourism, Gouvernement d'Australie

Bastian Morvan, chef du service Energie, Dimenc

Jérôme Munzinger, chargé de recherche, Institut de recherche pour le développement

M. Nething, chef de service, Enercal

Anaïs Oddi, ingénieure forestier, Direction du développement rural, Province Sud

Jean-Louis Pantz, chef de service Études générales programmes, EEC

Christian Papineau, directeur du programme Forêt sèche

Gwen Paturel, directeur de Vergnet Pacific

Thierry Pitou, directeur Direction des infrastructures, de la topographie et des transports terrestres (DITTT), gouvernement de la Nouvelle-Calédonie

Glenn Platt, chef de projet, CSIRO

Christian Plazanet, chef du département Hydrométallurgie, Eramet

M. Poilve, SLN

Roger Poutyela, ingénieur Environnement, Direction du développement économique et de l'environnement, Province Nord

Jean-Jacques Reverdy, Direction des affaires industrielles, Eramet

Jérôme Révole, attaché commercial, ambassade de France en Australie

Nicolas Rinck, chargé de projets pour le développement durable, Direction pour l'environnement Province Sud

Patrick Roussel, ambassadeur, ministère de l'Outre-mer

Robert Rowland, chercheur, CSIRO

Joseph Saliga, président de Karuia
(transport en commun de la ville de Nouméa)

Stéfan Sontheimer, directeur délégué Aérowatt NC

Jérôme Spaggiari, Conservation international

Anne Rosaire, chef du département Observatoire économique,
Institut de la statistique et des études économiques

Michel Thibier, conseiller scientifique, ambassade de France en Australie

M. Tourette, UFC Que choisir ?

Maurice Verne, directeur de missions techniques de la SLN

Emmanuel Vincent, directeur de Tenesol Nouvelle-Calédonie

Benjamin Vives, Ensemble pour la planète

Jacques Wamalo, secrétaire général de la Province des Iles Loyauté

L'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie

Coordination scientifique
Yves Le Bars, Elsa Faugère, Philippe Menanteau,
Bernard Multon, Arthur Riedacker, Sébastien Velut

CD-ROM

Chapitres analytiques

Cette expertise collégiale a été réalisée
à la demande du Gouvernement de la Nouvelle-Calédonie
et de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME).

IRD Éditions
Institut de recherche pour le développement

collection Expertise collégiale
Marseille, 2010

© IRD, 2010

ISSN 1633-9924
ISBN 978-2-7099-1692-9

SOMMAIRE

Chapitres analytiques
(CD-ROM)

☞ **1 – La maîtrise de l'énergie**
Coordinatrice : E. FAUGERE
Experts : M. ABDESSELAM, R. DARBÉRA, J.-M. MOST

☞ **2 – Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie**
Coordinateur : B. MULTON
Experts : P. MENANTEAU, J.-M. MOST, A. RIEDACKER

☞ **3 – Les émissions et les réductions d'émissions de GES en Nouvelle-Calédonie**
Coordinateur : A. RIEDACKER
Experts : P. BABY, P. COUTERON, J.-M. MOST

☞ **4 – L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie**
Coordinateur : S. VELUT
Experts : P. BABY, A. RIEDACKER

☞ **5 – Quel cadre pour une politique de l'énergie et du climat au service du développement de la Nouvelle-Calédonie ?**
Coordinateur : Y. LE BARS
Experts : R. DARBERA, E. FAUGERE, L. GRAMMATICO, P. MENANTEAU, B. MULTON, S. VELUT

Signalement bibliographique recommandé pour l'expertise :

Y. LE BARS *et al.*, 2010 – *L'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie*. Marseille, IRD Éditions, coll. Expertise collégiale, 472 p. + CD-ROM.

Signalement bibliographique recommandé pour un chapitre :

E. FAUGERE *et al.*, 2010 – « La maîtrise de l'énergie »,CD-ROM : 0-000, *in* Y. LE BARS *et al. : L'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie*, Marseille, IRD Éditions, coll. Expertise collégiale, 472 p. + CD-ROM.

Retour au Sommaire

LA MAITRISE DE L'ENERGIE

Coordinatrice :
E. Faugère

Experts :
M. ABDESSELAM, R. DARBÉRA, J.-M. MOST

Introduction - La maîtrise de l'énergie : un enjeu majeur pour le développement durable de la Nouvelle-Calédonie et sa sécurité énergétique

Comme le dit Laure Dobigny (2008) : « Penser l'énergie, c'est penser la société ». Ainsi, l'apparition, dans les années 1970, d'une préoccupation d'économie d'énergie, rebaptisée rapidement « Maîtrise de la demande en énergie », signale un changement significatif au sein des sociétés occidentales. En effet, depuis leurs révolutions industrielles qui, à partir de la fin du XVIII^{e} siècle, les avaient fait passer de sociétés à dominante agraire à des sociétés industrielles, les sociétés occidentales (européennes d'abord, puis nord-américaines et japonaises) s'étaient engagées dans la poursuite d'un développement économique qui « se mesurait notamment par l'augmentation régulière et illimitée de la production et de la consommation de charbon, de pétrole, de gaz, d'électricité » (Laponche, 2008). À la suite des chocs pétroliers des années 1970, « il y a eu prise de conscience que les ressources énergétiques fossiles ne sont pas illimitées, que leur consommation sans précaution entraînerait leur raréfaction et l'augmentation de leur coût, que la concentration des ressources les plus importantes dans certaines zones géographiques peut entraîner de graves crises économiques et politiques » (Laponche, 2008).

La question de « la Maîtrise de la demande en énergie » au sens d'économie d'énergie – et non plus au sens premier du terme qui est de capter les différentes sources d'énergie disponibles pour les utiliser à différentes fins, ce que font les sociétés humaines depuis toujours – devint dès lors une préoccupation majeure des sociétés industrielles contemporaines. En France, cela a conduit à la création, en 1974, de l'Agence pour les économies d'énergie (AEE). En 1982 est créée l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie (AFME). Le remplacement du terme « économie » d'énergie par « maîtrise » de l'énergie est significatif. Il montre en effet que s'il y a bien eu une prise de conscience et une volonté politique, à partir des années 1970, de limiter la consommation énergétique, celles-ci s'inscrivaient cependant dans la continuité d'un développement économique industriel énergivore avec lequel il ne s'agissait pas de rompre, mais seulement d'en limiter quelques effets délétères. En 1990 est créée, l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), née de la fusion de plusieurs organismes dont l'AFME.

Qu'en est-il aujourd'hui ?

On constate d'abord que c'est toujours l'expression « Maîtrise de la demande en énergie » qui est utilisée (et non l'expression plus forte d'économie d'énergie). Mais qu'entend-on exactement par là ? La définition qui semble être la plus usitée est celle de Gellings traduite par Kaehler (1993) dans sa thèse de doctorat en énergétique :

> « La Maîtrise de la demande d'énergie (MDE) désigne les actions conduites par les pouvoirs publics et par les producteurs et/ou distributeurs d'énergie, destinées à inciter et parfois obliger les usagers d'un secteur d'activités à changer leur manière d'utiliser ou de consommer de l'énergie. »

Jean-Sébastien Froc (2006) précise que « cette définition est issue du concept de Demand-Side Management développé aux États-Unis en 1984 par Gellings (EPRI 1984, Gellings 1996), qui a ensuite été repris en France au début des années 1990 sous le terme de Maîtrise de la demande en électricité (MDEc) avant d'être élargie aujourd'hui à toutes les formes d'énergie ». Il s'agit donc bien, dans cette définition, de politiques publiques qui impulsent une dynamique d'économies d'énergie dans la société. Les choses sont claires : la MDE ne peut s'effectuer sans volonté politique. Dans le contexte politique contemporain où

les appels à la seule responsabilité individuelle sont légions et s'inscrivent dans le cadre d'une pensée néolibérale, il est bon de rappeler l'existence d'une responsabilité des politiques, élus et représentants du peuple. Il s'agit bien pour eux d'élaborer une politique énergétique qui va ou non dans le sens d'une maîtrise de la demande en énergie. D'autres expressions sont également utilisées comme « Utilisation rationnelle de l'énergie » (URE) ou « efficacité énergétique ».

On constate que les questions énergétiques ont pris une place croissante dans les débats publics, en raison du réchauffement climatique, de la perspective de la fin prochaine de la ressource pétrolière, de l'augmentation des prix du pétrole, de la prise de conscience environnementale, de l'industrialisation accélérée de pays comme l'Inde et la Chine, etc. Mais, comme le dit Laponche (2008) en dépit de cet avertissement et des menaces sur l'environnement global qui se confirment année après année, la poursuite des tendances actuelles, selon le paradigme de priorité à l'offre d'énergie, conduit à l'impasse du développement, accentue les inégalités entre pays riches et pays pauvres et contribue à la fracture sociale.

Pourtant les enjeux de MDE sont majeurs. Les changements de pratiques en matière d'habitat, de consommation, de transports, de systèmes industriels, etc. constituent non seulement une marge de manœuvre considérable pour la sécurité énergétique, mais également un potentiel très important en matière d'économies d'énergie. Certains pays se sont d'ailleurs engagés plus que d'autres dans cette voie (les pays nordiques, l'Allemagne, l'île de la Réunion…). En première lecture, on pourrait penser que la MDE, qui conduit à faire des économies d'énergie, constitue une baisse de revenus pour les opérateurs d'énergie et que ces derniers n'auraient donc pas d'intérêt économique à s'engager dans cette voie. On s'aperçoit, au contraire, qu'émergent de nouveaux marchés et de nouveaux produits (comme les Certificats d'économie d'énergie) qui permettent de concilier économies d'énergie et croissance économique. L'existence et le développement – en Californie, en Allemagne et dans les pays scandinaves notamment – de ce que l'on appelle la *Green Economy* ouvrent des perspectives prometteuses, notamment en matière de MDE et d'ER, dont pourrait s'inspirer la N.-C.

Jusqu'à présent, la N.-C. s'est inscrite dans le cadre d'une économie de marché énergivore, basée sur l'exploitation des ressources minières et sur l'industrie métallurgique. Mais la création, en 1981, du Comité territorial pour la maîtrise de l'énergie (CTME) montre une certaine volonté politique de s'engager dans la voie des économies d'énergie et du développement des Énergies renouvelables (ER). La N.-C. dispose en effet de nombreux atouts pour devenir leader en matière de MDE et d'ER.

Dans cette partie, nous commencerons par présenter les principaux discours et pratiques en matière de MDE, en N.-C. et en dehors de la N.-C. Puis, nous déclinerons la question de la MDE par grands secteurs : bâtiment, équipements, systèmes industriels et transports. Et enfin, nous terminerons par une présentation des méthodes d'évaluation des dispositifs repérés.

1. L'énergie dans les discours et les pratiques

Dans ce point, nous commencerons par présenter les discours et les pratiques que certains acteurs de N.-C. ont sur les questions énergétiques en général et sur la MDE en particulier. Puis, nous ferons un état de l'art de la MDE en dehors de la N.-C.

Et enfin, nous ferons quelques propositions pour faire évoluer les discours et les pratiques des Néo-Calédoniens vers davantage de MDE.

1.1. État des lieux des discours et des pratiques actuels des différents acteurs vis-à-vis de l'énergie (et de la MDE) en Nouvelle-Calédonie

Les discours actuels vis-à-vis de l'énergie, auxquels on peut avoir accès, émanent d'acteurs qui ont un intérêt direct pour les questions énergétiques (opérateurs d'électricité, services administratifs compétents, associations écologistes, associations de consommateurs, industries minières, etc.). On ne sait pas grand-chose de ce que disent et pensent la majorité des habitants de N.-C. sur les questions énergétiques puisqu'il n'existe pas d'enquête de type sociologique ou anthropologique ayant porté sur ce sujet. On peut cependant émettre quelques hypothèses élaborées à partir des travaux anthropologiques ayant porté sur les questions d'environnement, de mine et de forêts sèches en N.-C., à partir d'une revue de presse que nous avons réalisée au sein du quotidien *Les Nouvelles Calédoniennes*, et à partir des discussions que nous avons eues lors de la mission du mois de mars 2009 à Nouméa.

La question des pratiques pose des problèmes similaires. En effet, il n'existe pas davantage d'études décrivant et analysant les pratiques en matière d'énergie et de MDE des différentes catégories de la population de N.-C. Si une enquête sur les modes de consommation des ménages est en cours par l'Isee (les résultats devraient être publiés en juin ou juillet 2009), le travail de cette expertise a souffert d'un manque de données sur le sujet.

La question des pratiques peut se subdiviser en deux sous-thèmes. Elle pose en effet d'abord la question des modes de consommation des différents acteurs de N.-C. Et elle pose ensuite la question des modes de production en matière énergétique, question intimement liée à celle des politiques publiques en la matière. Les données générales sur la production et la consommation ayant été mentionnées dans « La situation énergétique » de cet ouvrage, nous ne présenterons ici que les modes de consommation des ménages néo-calédoniens.

Les modes de consommation (et leurs différences socioculturelles) concernent :

- les ménages (équipement électroménager, consommation d'électricité et de gaz, achat de voiture, modes de déplacement, budget énergétique, etc.) ;
- les acteurs industriels (industries minières et autres) ;
- les acteurs publics (services administratifs de l'État, du gouvernement, des Provinces, etc.).

1.1.1. Les discours actuels des différents acteurs vis-à-vis de l'énergie

1.1.1.1. Les discours des associations

1.1.1.1.1. Les discours des associations écologistes

Globalement, les associations écologistes critiquent fortement les choix énergétiques effectués par le gouvernement de N.-C. Elles considèrent que ces choix favorisent uniquement les industriels de la mine au détriment des habitants du pays et de l'environnement. Elles considèrent que ces choix sont responsables de la très forte dépendance énergétique de la N.-C. et entravent le développement des énergies renouvelables et de la MDE pour lequel elles militent.

Action Biosphere

Pour cette association écologiste, la politique énergétique de la N.-C. privilégie l'industrie minière, au détriment, d'une part, de l'intérêt des Néo-Calédoniens et, d'autre part, de l'environnement. Elle dénonce une collusion entre l'État français (qui a exclu la N.-C. du protocole de Kyoto et octroyé la défiscalisation à Prony Energies), le gouvernement de N.-C., les industriels de la mine et les opérateurs d'électricité.

Les industriels de la mine bénéficient de tarifs préférentiels pour l'achat de KWh, alors que les ménages, mêmes les plus modestes, le paient au prix fort, ce qui s'apparente pour Action Biosphere, à une subvention déguisée pour les sociétés métallurgiques. Cette « subvention » s'ajoute, poursuit Action Biosphere, à la détaxe du fioul et du charbon à l'importation, ce qui constitue aussi pour les industriels un cadeau fiscal et, par conséquent, un manque à gagner pour le pays. Selon Action Biosphere, le prélèvement d'une somme infime, sur la tonne de charbon et de fioul importée, permettrait pourtant d'alimenter un fonds très important qu'on pourrait affecter à l'aide à l'investissement pour le développement des énergies renouvelables.

Pour Action Biosphere, les choix énergétiques de la N.-C. et, notamment, la construction de plusieurs centrales au charbon ne font que renforcer l'extrême dépendance énergétique du pays à l'égard des énergies fossiles, et rend donc son économie encore un peu plus vulnérable.

Elle propose de développer les énergies renouvelables (solaire, éolien, etc.) pour satisfaire les besoins en électricité des ménages.

EPLP (Ensemble pour la Planète)

EPLP (Ensemble pour la Planète) est une fédération de 19 associations (dont Action Biosphere, le WWF, Rhéébu Nuu, Association pour la Sauvegarde de la nature néo-calédonienne, etc.) et de citoyens engagés pour la sauvegarde de l'environnement.

Ce réseau d'associations et de citoyens écologistes pointent du doigt l'extrême dépendance énergétique de la N.-C. vis-à-vis des énergies fossiles, liée au choix économique de développer la métallurgie du nickel. Malgré ces constats alarmants, les collectivités de N.-C. ne s'engagent pas vers les énergies renouvelables, le photovoltaïque raccordé au réseau ne fait l'objet d'aucun plan d'envergure, selon EPLP. Les représentants d'EPLP soulignent l'absence de relais politique sur ces questions énergétiques.

EPLP brandit la menace d'une crise énergétique majeure à venir, liée à la raréfaction des énergies fossiles et à la hausse de leurs prix.

Pour EPLP, la politique énergétique de la N.-C. est en fait dictée par le choix d'un développement économique uniquement centrée sur l'industrie minière et la métallurgie du nickel.

Elle propose de sortir progressivement (dans les 30-40 ans à venir) de cette économie fondée sur le nickel ; de développer une économie (industrie de transformation locale, tourisme local, agriculture, sylviculture, recyclage des déchets…) et une production énergétique alternatives ; de doter la N.-C. d'un véritable plan de maîtrise de la consommation d'énergie et de développement des énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, géothermie…) à l'instar de celui de la Réunion ; d'adopter des mesures incitatives (tarif de rachat du kwh, subventions, prêts à taux réduit…) pour permettre à tout un chacun de produire sa propre électricité ; que les industriels compensent le CO_2 qu'ils émettent.

Comment réduire la dépendance énergétique du pays, diversifier les sources d'énergie, mieux utiliser le potentiel énergétique disponible localement, diminuer les rejets de GES ainsi que les risques de marée noire ?

EPLP considère que le développement des énergies renouvelables doit être un objectif prioritaire pour le pays.

Si les discours d'EPLP sont principalement dirigés à l'encontre des choix énergétiques de la N.-C., ils pointent aussi du doigt l'existence de modes de vie et de consommation individuels très énergivores. Mais ils tendent à en rejeter la responsabilité sur les politiques locales qui favorisent, disent-ils, ces modes de surconsommation. Ils considèrent en effet qu'apparaît une fracture entre la population, les industriels et les politiques, la population étant, selon eux, de plus en plus demandeuse d'un développement durable.

Propositions d'EPLP : adopter des mesures qui permettent la mise en place et le développement du photovoltaïque raccordé au réseau : fixer un prix de rachat incitatif du kWh solaire et des mesures d'aide à l'investissement (70 % du coût d'une installation photovoltaïque) au particulier qui souhaite s'équiper d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau. Sensibiliser les consommateurs à la MDE.

1.1.1.1.2. Les discours des associations de consommateurs

En N.-C., les consommateurs sont représentés par l'association UFC Que choisir qui est présente sur le territoire depuis 1991, grâce à l'affiliation à cette date de l'Unaco (Union des associations de consommateurs) créée en 1974. Sur les questions énergétiques, le discours d'UFC Que Choisir présente des similitudes avec celui des associations écologistes, mais il est beaucoup moins radical et moins axé sur la critique du développement minier, de la construction des trois usines à charbon et de l'industrie métallurgique. En matière énergétique, le discours d'UFC Que Choisir se distingue par la place accordée à la MDE tant dans le secteur de l'équipement des ménages, des modes de consommation, que de l'habitat. Pour cette association, les deux principaux sujets à privilégier sont la maîtrise de la consommation et les économies d'énergie.

UFC Que Choisir regrette vivement que la MDE ne soit pas davantage évoquée par les pouvoirs publics et que, au contraire, les consommateurs soient incités à consommer davantage. Pour eux, il y a pourtant de gros gisements d'économies d'énergie à faire, en mettant par exemple en place des tarifs avantageux pour l'électricité la nuit, en établissant des tranches creuses, et en créant des normes pour l'étiquetage des produits d'équipement des ménages en fonction de leur rendement électrique. L'étiquette énergie (A, B, C) n'est pas obligatoire en N.-C. parce que la législation française ne s'y applique pas. Il faudrait établir des normes locales, adaptées à la N.-C., qui pourraient être à mi-chemin entre les normes européennes et australiennes, mais jusqu'à présent, rien n'est fait dans ce sens.

Le développement des énergies renouvelables se heurtent aussi à de fortes résistances locales, tant de la part d'Enercal que des pouvoirs publics. Enercal déciderait de toute la politique énergétique de la N.-C. et serait dans le même état d'esprit qu'EDF dans les années 1960. Le gouvernement de N.-C., qui a racheté les parts de l'État dans Enercal, injecte en effet beaucoup d'argent pour aider Enercal qui est dans une situation difficile. Les projets industriels en cours vont à l'encontre du développement des énergies propres.

Si, d'après UFC Que Choisir, le gouvernement de N.-C. commence timidement à s'intéresser aux questions de consommation d'énergie depuis deux ou trois ans, il n'adopte pas pour autant une politique incitative pour le développement des énergies renouvelables

(éolien et solaire) chez les particuliers. Il n'a, par exemple, pas fixé de tarif du rachat du photovoltaïque.

De même, en matière d'habitat, il n'y a aucune politique visant à favoriser un habitat plus écologique, économe en énergie, respectant des normes HQE (qui n'existent pas sur le territoire), alors que l'habitat « traditionnel », autant kanak que caldoche, était bien mieux adapté au climat.

UFC Que Choisir pointe du doigt l'ambivalence de l'attitude des habitants de N.-C. en matière environnementale. En effet, alors que les gens dénoncent et critiquent les choix énergétiques de leur pays, qu'ils acceptent mal le fait d'être l'un des plus gros producteurs de CO_2 de la planète et qu'ils adoptent volontiers un discours mettant en avant l'attachement à la beauté de la nature de leur pays, ils continuent d'acheter des véhicules polluants comme les 4X4 – car ils constituent un signe extérieur de richesse – et à être dans une logique de surconsommation d'électricité (piscine, climatiseurs, etc.).

UFC Que Choisir décèle cependant des changements dans la prise de conscience environnementale, comme on en observe dans l'ensemble des sociétés occidentales grâce, d'une part, à la diffusion du film d'Al Gore sur l'effet de serre, largement diffusé en N.-C. et qui y aurait eu un très fort impact et, d'autre part, grâce à Internet qui offre aux Néo-Calédoniens une fenêtre sur le monde. Dans ce mouvement de prise de conscience collective des enjeux environnementaux en général et des enjeux énergétiques en particulier, selon UFC Que Choisir, les médias locaux jouent, depuis une dizaine d'années, un rôle non négligeable. Après avoir longtemps été à la solde du politique, les médias auraient adopté depuis une dizaine d'années environ, un ton plus libre et critique, dénonçant de temps en temps les choix énergétiques de la N.-C.

1.1.1.2. Le discours des médias

Afin d'avoir une idée du discours que les médias néo-calédoniens ont sur les questions énergétiques en général et sur les questions de MDE en particulier, nous avons fait une revue de presse sur le site Internet du quotidien *Les Nouvelles Calédoniennes*, avec les mots-clés suivants : « consommation énergie », « maîtrise énergie » sur la période 2002-2009.

Nous avons trouvé 90 articles qui évoquent, d'une manière ou d'une autre, les questions énergétiques qu'elles concernent la N.-C., des pays voisins comme le Vanuatu, Samoa, l'Australie et la Nouvelle-Zélande ou l'Europe et les États-Unis. Sachant que pour l'année 2009, nous n'avons trouvé aucun article avec ces mots-clés, cela fait donc une moyenne de 13 articles par an répartis de la manière suivante :

– 22 articles en 2002

– 11 articles en 2003

– 9 articles en 2004

– 9 articles en 2005

– 8 articles en 2006

– 20 articles en 2007

– 11 articles en 2008

Ce tableau (cf. tableau n°1 ci-dessous) n'est qu'indicatif, il ne repose pas sur une analyse exhaustive de l'ensemble des archives des *Nouvelles Calédoniennes* sur la période

2002-2008. Mais il fournit tout de même des indications sur les thèmes les plus fréquemment abordés au cours de cette période par le principal quotidien de N.-C.

Il est intéressant de constater que la question des énergies renouvelables occupe la première position, avec une légère baisse d'intérêt pour les années 2004 à 2006. Les énergies renouvelables dont il est le plus question sont l'installation de fermes éoliennes sur le territoire ainsi que la relance de la filière coprah à Ouvéa (biomasse).

Vient ensuite le thème classique de la production d'électricité et de son transport dans le pays. Les articles qui parlent de ces questions n'adoptent globalement pas de position critique, ils se contentent de relater des faits de production et d'électrification du pays, etc.

En revanche un certain nombre de textes, trouvés par une recherche avec les mots-clés « énergie et mines » adoptent un discours critique sur les pollutions, de l'air principalement, émises par la centrale à charbon de Prony et par l'usine de Doniambo (cf. article daté du 20 juin 2007, notamment).

Vient ensuite en troisième position, des articles abordant les questions énergétiques et environnementales en dehors de la N.-C. Si l'année 2002 est, sur ce point, marquée par le Sommet de la Terre, l'année 2008 voit un intérêt soudain pour ce que font les pays du Pacifique Sud en matière d'énergies renouvelables principalement.

En 2007, la diffusion du film d'Al Gore (premières diffusions en décembre 2006) va impulser un intérêt affirmé pour le réchauffement climatique et l'effet de serre, et va donner lieu à de nombreuses manifestations pour débattre de ces questions.

Et enfin, on observe en revanche que la question de la maîtrise de la demande en énergie n'occupe qu'une place marginale dans *Les Nouvelles Calédoniennes* avec un intérêt soudain en 2007, liée principalement à l'installation par EEC de nouveaux compteurs électriques, dits « confort », chez les particuliers, qui visent notamment à faire faire des économies d'énergie aux foyers qui s'en équipent. Sur ce sujet est également mentionnée la construction d'une école respectant les normes HQE à Ducos.

Tableau 1 – Nombre d'articles des *Nouvelles Calédoniennes* abordant les questions énergétiques, par année et par sous thème[1]

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Total
Énergies renouvelables en N.-C.	5	5	2	3	2	6	5	28
Production et transport électricité en N.-C.	5	1	6	5	1	1	1	20
Énergies et environnement en dehors de la N.-C.	9	1				2	5	17
Sensibilisation au public		2	1		2	6		11
MDE	1	1		1		5		8
Réchauffement climatique					2	5		7
Énergies et mines	1			1		1		3
Services administratifs de l'énergie					2			2
FER	1		1					2
Énergies et cyclone		1						1
TOTAL	22	11	10	10	9	26	11	99

Source : Compilation E. Faugère à partir des données du site Internet des *Nouvelles Calédoniennes.*

1.1.1.3. Les discours des Néo-Calédoniens

Quels sont les discours des différents habitants de N.-C. sur les questions énergétiques en général et sur les questions de MDE en particulier ? En l'absence d'enquêtes sur ce sujet, il est difficile de répondre à cette question. On peut cependant émettre plusieurs hypothèses qui nécessiteront des enquêtes ultérieures pour être confirmées ou infirmées. Ces hypothèses émergent des travaux en sciences sociales portant sur les questions d'environnement, de mines et de forêts sèches, sur une analyse non exhaustive de la presse locale et sur les entretiens effectués lors de notre mission du mois de mars 2009 à Nouméa. On commencera d'abord par présenter quelques données brutes sur le sujet, puis on en fera une rapide analyse :

- Il n'y a pas de problème d'acceptation des éoliennes de la part de la population, comme l'indique l'absence de mouvement de protestation comparable à ceux existant en métropole.
- On observe l'existence de discours critiques à l'encontre des pollutions atmosphériques émises par l'usine de Doniambo, qui semblent montrer une prise de conscience et un intérêt vis-à-vis des questions de pollution atmosphérique, de réchauffement climatique et d'effet de serre. C'est d'ailleurs ce que corrobore le succès du film *Une vérité qui dérange* largement diffusée en N.-C. à partir de fin décembre 2006. D'après plusieurs articles des *Nouvelles Calédoniennes*, ce film aurait eu un très grand succès : en une semaine d'exploitation (du 6 au 12 décembre 2006), le documentaire adapté du livre d'Al Gore sur les causes et les conséquences du réchauffement climatique mondial a attiré 1 436 personnes (contre 1 310 pour *Da Vinci Code* (*Nouvelles Calédoniennes*, 19/12/2006). Les propos recueillis par le journaliste auprès des spectateurs montrent un intérêt et une prise de conscience pour ces questions de réchauffement climatique. Dans un article des *Nouvelles Calédoniennes* daté du 17/03/2007, le journaliste rapporte les propos de plusieurs

[1] Un même article peut parler de plusieurs thèmes à la fois, d'où les différences de chiffres par année.

lycéens qui viennent de visionner le film *Une vérité qui dérange*. Et ces jeunes calédoniens semblent particulièrement touchés et concernés par le problème du réchauffement climatique, se disant prêts à modifier leurs pratiques, à sensibiliser leur entourage, etc.

- Les actions de sensibilisation menées notamment par l'ADEME semblent être efficaces lorsqu'elles utilisent le support du cinéma. En effet, alors que la projection du film *Une vérité qui dérange* a attiré un large public et donné lieu à de nombreux échanges, une conférence sur l'effet de serre organisée en août 2007 au centre Tjibaou par l'ADEME n'a réussi à attirer que… cinq personnes (*Nouvelles Calédoniennes*, 30/08/2007). Si, dans son article, le journaliste souligne l'intérêt et la longueur des débats qui eurent lieu, le nombre extrêmement faible de spectateurs est à mettre en regard du succès rencontré par le film d'Al Gore. On peut en déduire que l'intérêt que les Néo-Calédoniens manifestent vis-à-vis du réchauffement climatique et de l'effet de serre est très fortement corrélé au support utilisé dans les actions de sensibilisation.
- Le fait d'être l'un des plus gros émetteurs par habitant de CO_2 de la planète semble poser problème aux Calédoniens.
- On observe l'existence de discours critiques vis-à-vis de l'absence, ou en tous cas de l'insuffisance de pratiques et de politiques environnementales émanant, d'une part, des opérateurs miniers et, d'autre part, du gouvernement. Les vifs conflits qui ont opposé les Kanaks au projet de l'usine de Goro Nickel en témoignent amplement.
- On note l'existence de nombreux discours en faveur des énergies renouvelables (éoliennes et photovoltaïque) qui ont une très bonne image aux yeux de la population du territoire.
- Mais on peut aussi constater l'absence de discours critiques sur les usages de 4X4, d'équipements électroménagers, d'habitats énergivores, etc. Les discours critiques se focalisent principalement sur l'industrie minière, sur les projets d'usine à charbon et ne portent pas ou beaucoup moins sur les modes de consommation des ménages, sur les politiques en matière de transports et d'habitat. On entend même souvent dire, qu'étant donné le poids considérable de l'activité minière dans la consommation d'énergie sur le territoire, il est inutile de faire des économies d'énergie dans les autres domaines, que ce soit la distribution publique d'électricité, les modes de consommation des ménages ou les moyens de transport. Ces économies d'énergie sont en effet perçues comme tout à fait négligeables et donc inutiles au regard des dépenses considérables d'énergie effectuées par l'exploitation des mines. Celle-ci a donc comme effet délétère d'induire une sorte d'inertie et de paralysie en matière de MDE, dans une logique du « tout ou rien » : soit on fait un choix de société qui cherche à économiser l'énergie dans tous les domaines, soit on fait un choix de société qui dépense et gaspille de l'énergie dans tous les domaines. Comment aller à l'encontre de cette dynamique et convaincre l'ensemble des acteurs du territoire de l'importance de la MDE même dans un contexte néo-calédonien marqué par des choix industriels énergivores ?

On peut donc dire qu'il existe clairement en N.-C. un discours environnementaliste ou écologiste qui s'exprime bien au-delà des seules associations écologistes. Ce discours est très critique vis-à-vis des pollutions engendrées par l'exploitation minière, qu'il s'agisse des pollutions atmosphériques (dues notamment à l'usine de Doniambo), des pollutions du sol, ou du lagon. Il pointe aussi du doigt les dégâts considérables que l'exploitation minière engendre

sur la biodiversité des maquis miniers, milieu considéré par les naturalistes comme le plus intéressant et le plus riche de N.-C. De ces discours portés tant par des Kanaks, que par des Caldoches ou des métropolitains, on peut en déduire que les Néo-Calédoniens sont certainement très favorables au développement des énergies renouvelables et à toute politique énergétique visant à limiter les impacts environnementaux. L'attachement des Kanaks mais aussi des Caldoches à leur pays, à ses richesses naturelles ressort des enquêtes anthropologiques menées sur les questions environnementales (Faugère, Horowitz, Demmer…).

Si l'industrie minière est la cible de nombreuses critiques, le projet d'usine du nord est cependant largement accepté par la population, kanak notamment, en raison du développement économique et de la création de milliers d'emplois qu'elle est censée engendrer. Parallèlement à un discours environnementaliste, on trouve donc également un discours très favorable au développement de cette activité économique, dans la mesure où elle contribuerait au rééquilibrage entre le nord et le sud, et à instaurer davantage de justice sociale et économique.

De l'existence de ces deux discours, on peut certainement en inférer que les Néo-Calédoniens sont favorables à un développement durable de leur pays, et non pas à un développement économique et industriel qui ne tiendrait compte ni des aspects environnementaux ni des aspects sociaux.

Mais ces discours sont évidemment à mettre au regard des pratiques des Néo-Calédoniens qui, en zone urbaine en tous cas, sont dans une logique de consommation énergivore (achat de 4X4 polluants, suréquipement, habitat, etc.). Au plan des modes de consommation, les disparités villes/campagnes sont patentes. Mais des enquêtes plus fines montreraient certainement que le principal facteur de différenciation est davantage socioéconomique, qu'ethnique ou géographique.

1.1.1.4. Les discours des acteurs publics

1.1.1.4.1. Le paysage institutionnel néo-calédonien en matière d'énergie

Le Congrès de la N.-C. est l'organe législatif du territoire. Il vote les lois de pays qui lui sont présentées par le gouvernement ou qui sont proposées par des élus du Congrès. Le Congrès est composé de 54 élus qui sont tous des élus des Assemblées des trois Provinces. Parmi les commissions intérieures du Congrès, l'une s'intitule « Infrastructures publiques et énergie ». Elle est dirigée par Guy George.

Le Congrès élit le gouvernement de la N.-C., qui est l'organe exécutif. Le gouvernement divise ses champs de compétence en différents secteurs qui sont ensuite répartis entre chacun de ses membres, chargés d'animer et de contrôler un ou plusieurs secteurs. Gérald Cortot est chargé du secteur Énergie. À ces différents secteurs correspondent des directions administratives dirigées par le gouvernement. C'est la Dimenc qui a en charge les questions énergétiques.

En matière d'énergie, la Dimenc collabore à l'orientation et à la mise en œuvre de la politique énergétique de la N.-C., participe à la réalisation des études techniques et économiques dans les domaines de l'énergie ainsi qu'à la promotion des projets permettant d'effectuer des économies d'énergie ou de développer de nouvelles sources d'énergie, notamment les énergies renouvelables. Elle est également chargée d'instruire et de préparer les textes fixant le prix des hydrocarbures liquides, du gaz et de l'électricité, de contrôler les installations de transport d'énergie électrique, d'assurer la gestion de l'entretien et le développement des nouvelles infrastructures du réseau des centres émetteurs et de prendre en

charge le secrétariat du comité de gestion du fonds d'électrification rurale (FER) et du comité territorial pour la maîtrise de l'énergie (CTME). Elle propose les mises à jour des prix, négocie annuellement avec les trois pétroliers la structure des prix, revoit avec Enercal et EEC le prix du kWh, calcule les soldes de péréquation, étudie en collaboration avec les services les demandes d'autorisations d'installations classées (ICPE), contrôle les installations classées, contrôle les volucompteurs (pompes des stations services).

En juillet 2007, le gouvernement a arrêté un projet de délibération portant création de l'Observatoire de l'énergie, outil pour la mise en œuvre de la politique énergétique de la N.-C. Il s'agit de créer au sein du service énergie de la Dimenc (Direction de l'industrie, des mines et de l'énergie de la N.-C.) un observatoire chargé de collecter les diverses informations sur la situation énergétique de la N.-C. fournies par les acteurs de l'énergie que sont les importateurs, les producteurs, les transporteurs, les distributeurs et les consommateurs des différentes énergies. Cette base de données sera un outil d'évaluation et de contrôle des actions visant à la maîtrise de l'énergie et au développement des énergies renouvelables. Ce n'est qu'en avril 2008, que le Congrès a décidé à l'unanimité la création de cet observatoire de l'énergie ainsi que d'un comité permanent. Le comité permanent, animé par la Dimenc, coordonnera les réflexions sur le développement des énergies renouvelables en N.-C. Il proposera la mise en place de groupes de travail, et contribuera à définir la politique énergétique du pays.

L'observatoire de l'énergie sera chargé pour sa part de collecter et synthétiser les données actuellement disparates permettant de faire un état des lieux des besoins et des ressources en matière énergétique. À ce jour, la Dimenc travaille essentiellement avec des données fournies par les industriels et peu d'études statistiques et globales ont été menées sur l'importation, la production et la distribution. La mission de cet observatoire sera donc de constituer une banque de données à la disposition des décideurs politiques, des industriels, des associations et des particuliers (article *Nouvelles Calédoniennes* 28/04/2008).

Il existe un outil institutionnel de mise en œuvre d'actions de promotion des énergies renouvelables et de maîtrise de l'énergie de la N.-C. : le fonds de concours pour la maîtrise de l'énergie (http://dimenc.gouv.nc/portal/page/portal/dimenc/les_services/energie/maitrise_energie/fond_energie).

Ce fonds est alimenté par des participations financières de la N.-C. et de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). La part de la N.-C. émane d'une taxe sur l'essence (Taxe parafiscale pour les énergies renouvelables : TER). Les actions susceptibles d'être subventionnées totalement ou partiellement par le FCME s'inscrivent dans les objectifs généraux suivants :

– utilisation rationnelle de l'énergie ;

– promotion des énergies renouvelables ;

– économies de matières premières énergétiques.

Ces opérations sont financées soit conjointement entre l'ADEME et la N.-C., soit en financement propre de la N.-C. Outre ce programme d'opérations adopté annuellement, le FCME contribue au programme annuel d'électrification rurale en subventionnant les installations électriques intérieures et les appareils de froid des habitations alimentées par un générateur photovoltaïque mis en place dans le cadre du programme du fonds d'électrification rurale (FER). La gestion du FCME est confiée au comité territorial pour la maîtrise d'énergie (CTME).

Le comité comprend les membres suivants :

– président : la présidente du gouvernement de la N.-C. ou son représentant ;

– vice-président : le président du congrès de la N.-C. ou son représentant ;

– le président de l'assemblée de la province des îles Loyauté ou son représentant ;

– un membre de l'association française des maires de N.-C. ;

– secrétaire : le directeur de l'industrie, des mines et de l'énergie de la N.-C. ;

– le directeur des affaires vétérinaires, alimentaires et rurales ;

– le payeur de la N.-C. ;

– le responsable de l'ADEME en N.-C. ; le chargé de mission énergie de l'ADEME en N.-C. ;

– le président de l'assemblée de la Province Sud ou son représentant ;

– un membre de l'association des maires de N.-C.

Exemples de projets aidés par le CTME :

– soutien au marché de la lampe basse consommation (LBC) ;

– soutien au marché du chauffe-eau solaire individuel (Cesi) ;

– mise en place d'une qualification de performance thermique dans les logements neufs (Ecocal) ;

– soutien à la filière biocarburant (Coprah d'Ouvéa, Tournesol en Province Nord) ;

– électrification de particuliers au moyen d'installations photovoltaïques, éoliennes… ;

– la gare de péage de Tina est équipée depuis juillet 2007 de la première ferme photovoltaïque de N.-C. raccordée au réseau de distribution. Elle a été financée à hauteur de 31 % de son coût global. Toutes les informations concernant cette installation sont disponibles sur un tableau d'affichage dans les locaux de la gare.

1.1.1.4.2. L'évolution des politiques publiques en matière d'énergie

Un article des *Nouvelles Calédoniennes* daté du 11 septembre 2008 rend compte d'une évolution sensible dans les politiques gouvernementales en matière énergétique. En effet, le projet d'évolution du réseau électrique présenté par le gouvernement pour les sept prochaines années met en avant les énergies renouvelables, l'autonomie en approvisionnement et les tarifs. Gérald Cortot, responsable de l'énergie à l'exécutif calédonien, a présenté une double délibération sur l'électricité largement teintée de vert :

« D'abord, il y a la "programmation des investissements de production" d'ici à 2015. Dans la trilogie "analyse de la situation, objectifs à atteindre, définition des moyens", il s'agit des objectifs. Ils sont au nombre de quatre : garantir la sécurité de l'approvisionnement ; réduire la dépendance envers l'extérieur ; assurer "un prix compétitif" et limiter les impacts sur l'environnement ».

Pour toutes ces raisons, les énergies renouvelables seront « au cœur de la réforme », par le biais d'une « politique volontariste ». C'est-à-dire des investissements (dont le montant

reste à définir) et une réglementation qui favoriseront l'éolien, le photovoltaïque et l'énergie hydraulique. Le but étant de faire passer la part des énergies renouvelables de 14 % à 21 % de la production totale (consommation de la SLN non comprise).

Deuxième point : le système tarifaire. Grâce aux centrales au charbon à venir (le nouveau Doniambo et Prony Energies), qui assureront des prix plus bas que les éoliennes ou le photovoltaïque, le « mix énergétique » permettra d'assurer un prix « compétitif » pour le consommateur, prévoient les élus. Tout en assurant une « juste » rémunération des producteurs d'énergie renouvelable. Le principe d'un prix identique dans tout le pays sera maintenu.

L'un des objectifs de la réforme électrique sera de réduire la quantité de CO_2 émise par les installations de production. Mais, alors que des investissements vont être réalisés pour produire plus propre, la N.-C. ne limite toujours pas les rejets carboniques des centrales thermiques (fioul ou charbon), existantes ou prévues. La raison est simple : le pays n'a pas adhéré au protocole de Kyoto, cet engagement international de lutte contre l'effet de serre. Du coup, le « *facteur Co n'a pas été pris en compte, d'un point de vue réglementaire, dans la construction des futures centrales à charbon de Doniambo et Prony Energies* » (*Nouvelles Calédoniennes*, 11/09/2008).

Si le gouvernement affiche donc des ambitions nouvelles en matière d'énergies renouvelables, la question de la MDE occupe une place marginale dans les préoccupations du gouvernement, en dépit du lancement en 2005 de l'opération Ecocal, projet de maîtrise de l'énergie dans les logements néo-calédoniens. Une recherche dans *Les Nouvelles Calédoniennes* avec le mot-clé « Ecocal » depuis 2005 montre d'ailleurs soit l'inexistence de projets Ecocal soit le désintérêt de ce journal pour cette opération puisque seulement cinq articles en parlent. Seuls quelques projets pilotes (projet de l'école de Kaméré, lotissements dans la zone VKP…) sont à l'étude. Mais ce cahier des charges, mis en place par le CTME qui se rapproche des normes HQE (Haute Qualité environnementale) n'est pas contraignant. La réglementation fait donc encore défaut en matière de MDE dans les constructions et le bâtiment.

1.1.1.4.3. Les Provinces

Les Provinces sont compétentes en matière d'environnement.

La Province Sud a mis en place en mars 2009 un nouveau Code de l'environnement qui stipule que *« les exigences de la protection de l'environnement et de la lutte contre l'intensification de l'effet de serre doivent être intégrées dans la définition et la mise en œuvre des politiques et actions provinciales, en particulier afin de promouvoir le développement durable »*. Il précise également que, *« dans le cadre des ICPE soumises à régime d'autorisation ou de déclaration, des prescriptions peuvent être émises, de manière générale ou au cas par cas, concernant la maîtrise de l'énergie ou les émissions de GES (via les notions de meilleure technologie disponibles et de prescriptions concernant des émissions de polluants) »*. Dans cette même optique, la Stratégie de la Province Sud pour le développement durable, daté également de mars 2009, comprend un premier axe intitulé « Lutte contre le changement climatique et réduction de la dépendance énergétique ». Des actions y sont énoncées dans les domaines du développement des énergies renouvelables, la diminution des émissions de GES et la mesure et la prévision des répercutions locales du changement climatique (par exemple, mettre en place un référentiel local d'urbanisme durable, introduire les ENR dans le logement social (100 % des nouveaux logements équipés en solaire thermique, promouvoir des opérations avec du solaire photovoltaïque), étudier l'opportunité

d'une taxe carbone provinciale, etc). Et enfin, les codes des aides à l'investissement en Province Sud intègrent eux aussi des mesures allant dans le sens de la MDE.

La situation des Provinces du Nord et des îles Loyauté se distingue en matière énergétique de la Province Sud par l'absence d'un tissu urbain et industriel comparable à celui existant en Province Sud. Ce sont des provinces rurales, majoritairement peuplées de Kanaks, dans lesquelles les pratiques en matière d'énergie et les modes de consommation diffèrent fortement de ceux de la Province Sud.

La construction de l'usine du Nord reste encore à l'état de projet. Mais on assiste cependant, dans cette perspective, à la densification d'un tissu pré-urbain, avec la construction de nouveaux logements, de nouvelles infrastructures publiques, l'amélioration du réseau routier, etc.

Le discours porté par la Province Nord s'inscrit clairement dans une logique de développement durable avec la mise en avant des richesses naturelles, de la biodiversité, de l'écotourisme, etc.

Dans la Province des îles, le discours est orienté vers le développement des énergies renouvelables (éolien notamment) mais aussi du coprah avec l'huilerie d'Ouvéa. Mais les problèmes de fonctionnement de cette huilerie sont récurrents en raison du problème majeur de la disponibilité du coprah qui est pourtant payé au producteur le double de son prix sur le marché international. Selon Jacques Wamalo, le Secrétaire général de la Province des îles Loyauté, les propriétaires fonciers des cocoteraies occupent des emplois salariés dans d'autres secteurs et ne coupent donc pas le coprah. Ceux qui pourraient trouver un revenu complémentaire dans cette activité ne possèdent pas la ressource, ce qui crée des problèmes récurrents pour la coupe du coprah. D'après lui, les problèmes de fonctionnement de l'huilerie d'Ouvéa liées aux difficultés d'approvisionnement sont largement liés aux questions foncières (cf. la dernière partie).

Il existe un schéma de l'énergie en cours de constitution dans les îles Loyauté.

1.1.1.4.4. Le Grand Nouméa

La Province Sud abrite les deux tiers de la population de N.-C. dans un tissu urbain qui ne cesse de se densifier et qui relie les villes de Nouméa, Dumbéa, Mont Dore et Païta. En dépit de l'émergence d'une intercommunalité en N.-C. (le Syndicat intercommunal du Grand Nouméa a été créé en 2006), il n'existe pas encore de politique intercommunale en matière énergétique, que ce soit pour les transports, le bâtiment, l'éclairage public ou l'urbanisme. Au regard du rythme de développement très rapide du Grand Nouméa, les pouvoirs publics tentent avant tout de gérer l'urgence en répondant aux besoins primaires, d'habitat et de transport notamment. L'urgence étant par exemple de construire de nouveaux logements en raison des problèmes importants de surpopulation dans les logements et du développement des squats, et non de développer un habitat aux normes HQE.

1.1.1.4.5. L'ADEME

Présente depuis 1981 en N.-C., l'ADEME ne possède un représentant permanent que depuis 2002, suite à la signature de l'accord-cadre avec les Provinces pour la modernisation de la gestion des déchets et la surveillance de la qualité de l'air.

L'ADEME est une agence qui dépend directement du gouvernement français et dont le rôle est d'accompagner techniquement et financièrement les collectivités qui le souhaitent en matière de politique des déchets, de surveillance de la qualité de l'air et de promotion des énergies renouvelables. En N.-C., l'ADEME a un rôle de conseil et d'accompagnement dans

la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle participe notamment au Comité territorial pour la maîtrise de l'énergie qui gère le Fonds de Concours pour la maîtrise de l'énergie alimenté à parité par l'ADEME et le gouvernement de N.-C.

Doté d'une enveloppe financière de 210 M F CFP en 2009, les actions soutenues visent à promouvoir la maîtrise de l'énergie (en particulier la qualité thermique et les performances énergétiques des logements neufs au travers d'Ecocal), le développement des énergies renouvelables, la Haute Qualité environnementale et l'utilisation de la méthode Bilan Carbone®. Pour 2009, les priorités affichées sont les suivantes :

– dynamiser la filière solaire thermique ;

– accompagner le développement des énergies renouvelables en sites isolées, en particulier dans les îles : photovoltaïque, éolien ;

– promouvoir le diagnostic énergie en allant vers les entreprises par le biais d'opérations groupées ;

– développer des actions significatives en termes de sensibilisation et de formation pour aller à moyen terme vers la création d'un réseau structuré d'information ;

– renforcer la connaissance dans le domaine de l'énergie et de l'effet de serre.

1.1.1.5. Les discours des opérateurs d'électricité

Toutes les réponses faites à nos questions sur l'intérêt d'EEC pour la MDE montrent un intérêt pour la réduction de la pointe (ou la maîtrise de la pointe) mais pas pour une réduction des consommations. EEC reconnaît des comportements « gaspilleurs », mais estime que l'évolution des comportements ne relève pas de ces attributions. Les actions envisagées visent à limiter la pointe en déplaçant certaines charges vers des périodes creuses. « Le chiffre d'affaires, c'est la température » ! nous a dit Yves Moreau.

Sur les ER, le discours d'EEC semble beaucoup plus ouvert que celui d'Enercal. En 2007, EEC a fait réaliser une étude sur la biomasse qui confirme l'existence d'un potentiel pour des plantations énergétiques. Mais EEC souligne l'absence de volonté politique pour la mise en place d'une telle filière. Ils semblent disposer de projets qui attendent un contexte politique plus favorable pour pouvoir être implémenter. Selon EEC, il n'y a pas de volonté politique de développer les ER alors que tous les autres acteurs y sont prêts. Dans un article paru le 1er juillet 2007 dans le magazine en ligne *Made'In* n° 10, Yves Morault, le directeur d'EEC présente le programme d'EEC en termes d'énergies renouvelables et de MDE. Il y insiste sur la nécessité de développer et d'utiliser les énergies renouvelables et notamment le soleil et le vent, et de s'engager sur la voie de la MDE, domaine dans lequel, dit-il, il existe de grandes quantités d'énergie à économiser.

1.1.2. Les pratiques actuelles des différents acteurs vis-à-vis de l'énergie

La question des pratiques actuelles des différents acteurs vis-à-vis de l'énergie renvoie à plusieurs sous questions. Elle renvoie d'abord aux modes de consommation des ménages, sujet sur lequel on manque cruellement de données, l'enquête de l'Isee sur ce point n'étant pas parue au moment de la rédaction. Cette enquête, quantitative, gagnerait à être suivie d'une enquête qualitative portant sur la diversité et la disparité des modes de consommation des habitants de N.-C. en matière d'énergie, de leurs usages domestiques, de leurs rapports au modes de transport, à l'habitat, etc. Il serait en effet crucial et urgent de disposer de données

précises sur ces thématiques. Dans le cadre de cette expertise, on ne pourra donc que donner quelques éléments très sommaires et généraux, ou hypothétiques sur les usages et modes de consommation des ménages néo-calédoniens en matière d'énergie et de MDE.

La question des pratiques renvoie aussi à celle des modes de consommation des acteurs publics et privés (administrations, entreprises…), domaines où les informations font également défaut.

Ce qui est, en revanche, mieux connu ce sont le contenu des politiques publiques en matière d'énergie, les données quantitatives en matière de production et de consommation d'électricité. La Dimenc et son Observatoire de l'énergie, ainsi que l'Isee ont produit sur ces sujets des données générales et des synthèses précises et actualisées. Même si ces données sont déjà bien connues des commanditaires de cette expertise, il nous a semblé utile de les rassembler dans « La situation énergétique » de ce document. Ici, nous présenterons l'état des connaissances en matière de consommation des ménages, connaissances qui demeurent très sommaires, et qui nécessiteraient de mettre en œuvre des enquêtes qualitatives portant sur les usages que les ménages néo-calédoniens font de l'énergie, et de la signification que ces usages revêtent pour eux.

1.1.2.1. La consommation des ménages en matière énergétique

Les données sur la consommation des ménages de N.-C. font largement défaut. Si l'on peut trouver quelques données dans les recensements de la population, ces données restent sommaires. De plus, le dernier recensement date de 2004, mais a été largement boycotté en raison de la suppression de la question sur l'appartenance dite ethnique imposée par Jacques Chirac. Dans celui de 1996, aucune question ne portait sur l'équipement des ménages. Il faut donc remonter à celui de 1989…

Une grande enquête sur le budget de consommation des ménages (BCM) menée par l'Isee est en cours de traitement. Les résultats seront connus vers le mois de juin 2009. Cette enquête contiendra des informations sur la consommation d'énergie des ménages. Elle a pour but premier d'étudier la consommation des ménages résidant. Quinze ans se sont en effet écoulés depuis la dernière enquête budget consommation des ménages en N.-C. (1991). Les données qui en sont issues sont aujourd'hui dépassées. Le territoire a en effet connu, ces dernières années, un développement économique important qui s'est accompagné d'une évolution rapide des pratiques commerciales à laquelle a correspondu un changement profond des habitudes des consommateurs.

Le niveau de consommation, à prix courant, des ménages calédoniens a cru de 34 % entre 1990 et 1997, soit un taux annuel moyen de 4 % alors que sur la période, le taux d'inflation annuel moyen avoisinait 2 %. Au cours de cette période, la structure de la consommation s'est modifiée. La part des services a gagné quatre points alors que la part des produits industriels divers s'est réduite. Dans le même temps, le budget consacré à l'énergie s'est accru passant de 2,5 à près de 4 % des dépenses des ménages.

Selon les Tableaux de l'économie calédonienne publiés par l'Isee (2006 : 112), la croissance économique enregistrée en N.-C. s'est traduite par une amélioration du niveau de vie moyen de la population calédonienne confirmée par plusieurs indicateurs dont l'évolution du taux d'équipement des ménages en biens durables. Les services sont le principal poste de dépenses et pèsent pour près de la moitié dans la consommation des ménages. Les produits agroalimentaires représentent 20 % de cette consommation, les produits industriels divers (dont le matériel d'équipement ménager et les véhicules) représentent également 20 % de

cette consommation, suivis par les produits énergétiques (électricité, eau, essence) qui représentent 7 % de la consommation des ménages.

La part prise par l'énergie dans le budget des ménages est donc passée de 2,5 % en 1990 à 7 % en 2006.

D'après les TEC (2006 : 116), depuis quelques décennies, les ménages calédoniens se sont rapidement équipés en électroménager et en biens liés à la consommation. Ainsi, en 2004 ils disposent presque tous d'un réfrigérateur (83 % contre 68 % en 1989) et d'un lave-linge (77 % contre 55 % en 1989). Mais la diffusion de ces deux équipements présente une importante disparité selon les Provinces. Ainsi, pour le réfrigérateur, si 92 % des ménages de la Province Sud en détiennent un en 2004, ils ne sont que 56 % en Province Nord et 54 % dans la Province des îles Loyauté. Pour le lave-linge, 86 % en possèdent un en Province Sud contre 52 % en Province Nord et 47 % dans les îles. La diffusion des autres équipements montre également une amélioration de l'équipement des ménages. D'après le recensement de la population de 2004, 52 % des ménages disposent d'un congélateur séparé contre 32 % en 1989. Plus d'un tiers des ménages possèdent un ordinateur : 26,1 % en Province Sud ont un accès Internet, 8,1 % en Province Nord et seulement 4,3 % en Province des îles. Enfin, la diffusion de la climatisation domestique a également pris de l'ampleur puisque plus du quart (27 %) des ménages en sont équipés contre 16 % en 1989. En 2004, 74 % des ménages calédoniens disposent d'au moins une voiture (automobile ou camionnette) contre 62 % en 1989. La proportion évolue différemment selon les provinces. 83 % des ménages de la Province Sud ont au moins un véhicule (72 % en 1989), contre 55 % dans la Province Nord (38 % en 1989), et 37 % dans les îles (24 % en 1989). Selon les statistiques de la Dimenc, la proportion entre les véhicules diesel et essence se réoriente au profit du diesel. 6 % des ménages calédoniens possèdent un deux-roues à moteur. Cependant, un quart des ménages ne disposent d'aucun moyen de transport individuel (ni voiture ni deux-roues). Enfin, 13 % des ménages ont un bateau à moteur, avec 22 % en Province Nord, 12 % dans la Province Sud, et 5 % dans les îles Loyauté, ce qui montre certainement l'importance de l'activité pêche pour les ménages du Nord. (cf. tableau « Ménages ordinaires selon différents équipements par commune et province de résidence », source Recensement de la population N.-C., 2004, Insee-Isee, fichier M2-04 ; et TEC 2006 : tableaux page 117).

Cette évolution notable dans le taux d'équipement des ménages en appareils électroménagers et en véhicule motorisé, ainsi que cette forte augmentation générale de la consommation des ménages, met en évidence la diffusion d'un mode de vie et de pratiques quotidiennes comparables à ceux des sociétés occidentales. Les fortes disparités territoriales qui recoupent les clivages urbains/ruraux recoupent également des inégalités socioéconomiques ainsi que, peut-être, une certaine diversité culturelle. Mais il convient, en la matière, d'être prudent. Car les Océaniens en général et les Kanaks en particulier, lorsqu'ils accèdent à un certain niveau de revenus semblent avoir des pratiques de consommation tout à fait comparables à celles des Européens, que ce soit en matière d'achat de véhicules motorisés ou en matière d'équipements électroménagers et même d'habitat. La variable discriminante semble bien plutôt être du côté du niveau de revenus. On observe en effet que les quartiers du Grand Nouméa, où le taux de chômage est le plus élevé, sont ceux où résident le plus de ménages parlant une langue mélanésienne, et ceux qui sont le moins équipés en automobile et en ordinateur (recensement 2004, Insee-Isee). Il serait cependant intéressant de disposer de données d'enquêtes plus précises sur les modes de consommation des ménages en matière d'énergie, en l'occurrence, corrélées avec différentes variables : non seulement le niveau de revenus, mais aussi l'appartenance « ethnique » revendiquée par les ménages. Est-ce que, à niveau de revenus comparables, les ménages se disant métropolitains, caldoches, kanaks,

wallisiens, etc. ont des pratiques comparables en termes de consommation énergétique ? Ou peut-on repérer des différences culturelles significatives ?

La consommation en électricité par habitant en 2000 a été de 2,523 MWh/an dans la Province du Sud, contre 0,745 et 0,603 MWh/an respectivement dans les provinces du Nord et des îles. On observe donc des différences significatives dans la consommation d'électricité entre les habitants de la Province Sud (urbanisée et où les Kanaks sont minoritaires), et ceux des Provinces Nord et îles (rurales et peuplées majoritairement de Kanaks). Les inégalités sociales et spatiales sont très marquées en N.-C. En 2004, le PIB par habitant dans la Province des îles Loyauté était inférieur de moitié à celui de la Province Nord, et ce dernier lui-même était inférieur d'un tiers à celui de la Province Sud.

Nouméa, centre économique de la N.-C., enregistre ainsi le plus fort niveau de consommation par habitant. La concentration urbaine dans la Province Sud explique la différence de niveau de consommation d'électricité par habitant par rapport aux deux autres provinces. Les urbains, plus insérés dans un mode de consommation monétaire, disposent d'équipements plus consommateurs d'électricité.

Les questions de MDE se posent donc avec plus d'acuité en Province Sud qu'en Province Nord et îles Loyauté en raison d'un taux d'équipement en biens électroménagers supérieurs (cf. tableau ci-dessous), de la densité du tissu urbain, des problèmes de transport, d'habitat et d'urbanisme que cela occasionne. De plus, le niveau de revenus est plus important dans le sud du pays que dans le nord et les îles. En tribus kanakes, la question de la MDE apparaît presque incongrue étant donné le faible taux d'équipement en appareils électriques notamment. L'essentiel de la vie quotidienne et sociale se passe à l'extérieur des habitations qui sont souvent de taille réduite. On n'y trouve ni piscine ni climatiseur, et les consommations énergétiques sont bien plus faibles que dans les logements urbains du Grand Nouméa. En tribu, le bois mort ramassé autour de l'habitation est souvent utilisé pour faire la cuisine à l'extérieur de la maison. Il paraît cependant important que les Provinces Nord et îles Loyauté anticipent les évolutions à venir.

Tableau 2 – Taux d'équipement des ménages (%)

Part des ménages ayant	Îles Loyauté	Nord	Sud	Nouvelle-Calédonie
Un point d'eau individuel	92,9	90,1	98,7	96,8
Une connexion au réseau général électrique	87	83,7	96,1	93,2
Une baignoire ou une douche à l'intérieur	20,1	50,9	92,3	79,7
Des wc intérieurs	20	49,9	91,9	79,2
Un réfrigérateur	53,5	56	92,2	83
Un congélateur	44,2	58	50,8	51,5
Un lave-linge	47,1	51,7	86,4	77,4
Un ordinateur	7,2	16,2	43,9	36,3
Un accès Internet	4,3	8,1	26,1	21,3
Une voiture	36,7	55,3	82,6	74,4
Un deux-roues à moteur	4	3,6	7,3	6,4
Un bateau à moteur	5,2	16,9	12,6	12,8

Source : Recensement de la population Nouvelle-Calédonie 2004, source Insee-Isee.

1.1.3. Conclusion

On observe aujourd'hui l'émergence si ce n'est d'une prise de conscience collective mais tout au moins de discours sur l'importance des questions énergétiques en N.-C., mais aussi et plus encore sur l'urgence de s'engager dans la voie d'un développement économique plus durable qui passe par la maîtrise de la demande en énergie et par le développement des énergies renouvelables.

Mais ces discours, essentiellement portés par les associations écologistes (fédérées notamment dans le réseau Ensemble pour la planète), les associations de consommateurs (UFC Que Choisir) ne sont guère relayés sur le plan politique. De plus, ils ne se traduisent pas non plus par des changements de pratiques des consommateurs qui restent encore largement, notamment dans le Grand Nouméa, mais aussi en Province Nord et dans les îles – lorsque le niveau de revenus le permet – dans une logique énergivore visible dans les équipements des ménages et dans leurs achats de véhicule (cf. 1 et 3).

En outre, on observe également un discours qui tend à focaliser l'ensemble des critiques sur le poids de l'industrie métallurgique et minière dans la consommation d'énergie. Dans la mesure où ces activités consomment les deux tiers de l'énergie consommée en N.-C., les calédoniens ont tendance à dire : à quoi bon faire des économies en matière de consommation des ménages, de MDE, de transport, d'habitat, etc. puisque cela compterait peu au regard de la consommation d'énergie de l'activité minière ? L'industrie minière et métallurgique agit donc comme un frein qui contribue à paralyser toute initiative en direction de la MDE voire même du développement des énergies renouvelables. Il se crée ainsi une sorte d'inertie en matière de MDE et d'ER qui trouve sa justification dans l'importance de l'industrie minière et métallurgique, dans une logique du tout ou rien. On peut cependant préconiser qu'il n'est pas inutile de s'engager dans la voie d'une maîtrise de la demande en énergie et du développement des énergies renouvelables même dans le contexte économique actuel de la N.-C. qui a effectivement fait des choix de développement peu durables et très énergivores.

Comme dans de nombreux autres pays, on se trouve en fait placés devant le dilemme de la responsabilité collective et politique versus la responsabilité individuelle. Les individus-consommateurs, lorsqu'ils disposent de revenus suffisants, ont en quelque sorte les moyens de

gaspiller et se soucient souvent peu d'économiser l'énergie. L'absence de volonté politique conforte d'ailleurs les citoyens consommateurs dans ce sens. On peut cependant constater une évolution qui va dans le sens de ce que l'on pourrait qualifier d'écologisation des politiques publiques en matière d'énergie c'est-à-dire d'un certain nombre d'actions en faveur des ER et de la MDE même si on peut regretter la timidité d'un tel engagement.

1.2. État de l'art sur les discours et les pratiques en matière de Maîtrise de la demande en énergie en dehors de la Nouvelle-Calédonie

Il n'est pas possible de résumer ici en une dizaine de pages la diversité et l'histoire des différentes expériences nationales et locales en matière de MDE. La thèse de Jean-Sébastien Froc (2006) donne une bonne vision synthétique et diachronique des expériences nord-américaines et européennes en la matière. Nous en reprenons ici quelques passages qui présentent les expériences menées en France métropolitaine et dans les DOM, étant donné le contexte géographique, politique et institutionnel de la N.-C., plus proche de la métropole et des îles que des États-Unis ou d'autres pays européens.

1.2.1. Les principales caractéristiques du contexte national français en matière de MDE

1.2.1.1. Les principales motivations selon les acteurs

1.2.1.1.1. L'État

Les politiques de MDE ont réellement commencé en réaction aux chocs pétroliers de 1974, puis 1979. La motivation première est donc la réduction des importations de pétrole. Au départ, l'implication de l'État est justifiée au nom de la dépendance française au regard de ses approvisionnements énergétiques, les enjeux environnementaux de la maîtrise des consommations d'énergie n'étant considérés que comme des « retombées positives » des mesures mises en œuvre. D'autre part, « au début des années 1980 les crédits affectés à la maîtrise des consommations visent surtout, de façon conjoncturelle, la relance des activités du bâtiment » (Moisan 1999).

Les activités de MDE sont donc aussi pour l'État un moyen détourné de soutenir certaines activités économiques. De même, les activités de MDE sont parfois liées à des politiques sociales comme, par exemple, pour l'utilisation des fonds Spécial Grands Travaux pour la rénovation des logements sociaux (Bourjol 1984).

À partir des années 1990, la motivation environnementale prend de l'importance. En témoigne la loi n° 96-1236 du 30 décembre 1996 sur l'air et l'utilisation rationnelle de l'énergie. Cette loi associe des activités de MDE aux objectifs de qualité de l'air. Cette motivation environnementale a ensuite été renforcée du fait des engagements internationaux de la France (par exemple, protocole de Kyoto). La maîtrise de la demande d'énergie est le premier moyen cité par l'article 1 de la loi sur l'énergie de 2005 (France 2005) pour atteindre les objectifs de la politique énergétique française (indépendance énergétique et sécurité d'approvisionnement ; prix compétitif de l'énergie ; préserver la santé humaine et l'environnement ; accès de tous à l'énergie).

1.2.1.1.2. L'ADEME

Dès 1974, l'État a créé, en réaction aux chocs pétroliers, l'AEE (Agence pour les économies d'énergie). Cette agence est devenue l'AFME (Agence française pour la maîtrise de l'énergie) en 1982 avant d'être regroupée en 1991 avec l'Anred (Agence nationale pour la récupération et l'élimination des déchets) et l'AQA (Agence pour la qualité de l'air) au sein de l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie).

Étant sous tutelle du gouvernement, les motivations de l'ADEME et de ces prédécesseurs sont fortement liées aux missions qui lui sont attribuées. De fait, les différents noms de l'agence traduisent bien l'évolution de ces missions et motivations. D'abord centrées sur la promotion des économies d'énergie dans un contexte d'urgence nationale, puis conjointes à la promotion des énergies renouvelables, mais toujours pour faire face aux prix élevés du pétrole, et enfin élargies aux préoccupations environnementales dans une optique d'approche plus globale en accord avec les principes du développement durable. La promotion de la maîtrise de l'énergie est aujourd'hui l'une des cinq missions confiées à l'ADEME.

Plus récemment, l'évolution des messages utilisés dans les deux dernières grandes campagnes de sensibilisation « grand public » de l'ADEME confirme la place importante des préoccupations environnementales dans les motivations à promouvoir les économies d'énergie, à la fois suivant et influençant l'opinion sur ce point. Ainsi lors de la « chasse aux gaspi » de la fin des années 1970, le slogan était « En France, on n'a pas de pétrole, mais on a des idées ». En 2001, le slogan était « Préservez votre argent. Préservez votre planète », et en 2004, « Économies d'énergie, faisons vite ça chauffe ».

Les motivations de l'ADEME peuvent aussi être analysées à la lumière des évolutions de son budget. Le premier constat est que le budget global de l'ADEME est sujet à des variations importantes. Il lui est donc difficile de définir des stratégies sur le moyen et long termes. Le second point est que son budget provient très majoritairement du ministère chargé de l'Environnement. Ce qui, d'une part, explique les variations de budget et, d'autre part, atteste de la prépondérance de sa mission environnementale.

Ces observations se retrouvent dans l'utilisation des budgets avec, par exemple, la priorité donnée à l'axe « déchets » jusqu'en 2002 du fait de la gestion de la transition de la politique sur les déchets (interdiction de mise en décharge, etc.). En outre, les budgets consacrés à l'énergie connaissent de fortes variations, presque du simple au double d'une année sur l'autre. Enfin, les moyens financiers engagés pour l'énergie sont d'abord consacrés aux énergies renouvelables (à 70 % en moyenne).

L'ADEME a participé au Grenelle environnement en étant, entre autres, membre du groupe de travail intitulé « Lutter contre les changements climatiques et maîtriser l'énergie ». À la demande du ministère du Développement durable (MEDDAAT), elle est devenue un opérateur clé en charge, notamment, du Fonds Chaleur pour développer la production de chaleur à partir d'énergies renouvelables, et du Fonds Démonstrateurs de recherche sur les nouvelles technologies de l'énergie.

1.2.1.1.3. EDF

La première motivation d'EDF concernant les activités de MDE était d'optimiser le recours aux centrales de production. Le but est d'ajuster la demande grâce à une structure tarifaire basée sur les coûts marginaux et ce, dès 1954, avec la mise en place du tarif vert (Orphelin, 1999). Un autre point important qui explique les motivations d'EDF est la péréquation tarifaire. L'application de ce principe fait qu'EDF a intérêt à œuvrer pour la maîtrise des consommations dans les zones où il lui coûte cher d'acheminer (zones rurales ou en bout de ligne) ou de produire de l'électricité (zones insulaires et DOM-TOM). D'autre part, la situation de surcapacité du fait de l'important programme électronucléaire a paradoxalement encouragé une des thématiques de MDE : celle concernant l'amélioration de l'isolation des logements et des performances du chauffage électrique. Les activités de MDE ont eu alors des motivations commerciales pour gagner des parts de marché pour un usage concurrentiel de l'énergie (Gouja, 1993).

EDF, étant une entreprise publique, suit aussi les orientations données par l'État. Ainsi à partir de 1993, EDF signe avec l'ADEME des accords-cadres triennaux qui portent notamment sur la maîtrise de la demande d'électricité. Les actions réalisées dans ce cadre intègrent à la fois des motivations économiques et environnementales. Par ailleurs, les activités de MDE ont aussi été un moyen pour EDF de valoriser son image notamment pour contrebalancer les contestations des antinucléaires.

En 1996, Pierre Daures (alors directeur général d'EDF) écrivait qu' « EDF s'est depuis longtemps engagée dans des actions de MDE, pour deux raisons principales :

– la première est la satisfaction de nos clients qui passe par une meilleure gestion de l'énergie afin de mieux l'utiliser et de l'économiser, tout en conservant ou en améliorant le confort et la qualité de la fourniture et des services ;

– la seconde est la protection de l'environnement (…). Comme tout électricien, EDF est conscient qu'un engagement renforcé dans la maîtrise de la demande est un facteur de succès commercial et de légitimité. »

L'ouverture à la concurrence de la vente d'électricité modifie les motivations d'EDF, d'une part parce qu'elle n'est plus en monopole et, d'autre part, parce que son nouveau statut lève le principe de spécialité ce qui l'autorise à diversifier ses activités. Les activités de MDE menées par EDF répondront donc désormais très probablement à deux motivations principales :

– la redéfinition des missions de service public (par exemple, certificats d'économie d'énergie) ;

– la différenciation par rapport à ses concurrents et le développement de ses activités (par exemple, en proposant des offres de services énergétiques à ses clients).

1.2.1.1.4. Les acteurs privés : entreprises et cabinets de consultants spécialisés

Les entreprises regroupées au sein de la FG3E (Fédération française des entreprises gestionnaires de services aux équipements, à l'énergie et à l'environnement), les entreprises du bâtiment, les cabinets de consultants spécialisés (par exemple, en audit énergétique), etc. jouent aussi un rôle important dans les activités de MDE. Pour ces acteurs privés, la motivation principale est bien sûr économique. Les actions qu'ils réalisent sont des services et/ou produits qu'ils proposent à leurs clients. Leur objectif dans ce cadre est donc de développer leur activité (chiffre d'affaires et bénéfices). Dans une moindre mesure peuvent intervenir des motivations environnementales et/ou en termes d'image.

Des associations (par exemple, pour l'environnement ou de consommateurs) peuvent aussi avoir un rôle dans les activités de MDE. Elles sont ainsi souvent associées aux Espaces info énergie ou aux Agences locales de l'énergie. Leurs motivations dépendent de leurs objectifs propres, mais sont en général de nature environnementale, sociale et/ou citoyenne.

Et enfin, en métropole, les collectivités territoriales sont des acteurs majeurs en matière de MDE.

1.2.2. Les principales approches pour les politiques et programmes de MDE en France

1.2.2.1. L'État : réglementations et aides fiscales

Les interventions directes de l'État en faveur de la maîtrise de la demande en énergie sont pour la plupart aujourd'hui regroupées dans le Plan climat que l'État doit soumettre

régulièrement à la Commission européenne. Elles sont construites autour de deux axes principaux : les réglementations et les aides fiscales (les axes d'information et de conseil sont mis en œuvre par l'ADEME).

Les principales réglementations dans le domaine des économies d'énergie sont :

- la réglementation thermique (dès 1974) pour tous les nouveaux bâtiments ;
- les réglementations sur les chaudières et les installations de combustion complétées d'une part par le PNAQ (Plan national d'allocation des quotas) et d'autre part sur l'inspection régulière des chaudières et des systèmes de climatisation ;
- l'étiquetage des appareils électrodomestiques ;
- le changement d'heure saisonnier (heure d'été/heure d'hiver) instaurée en 1975.

Les principales aides fiscales sont :

- les crédits d'impôts pour les particuliers pour des investissements améliorant les performances énergétiques des bâtiments ;
- la TVA réduite à 5,5 % pour les travaux d'amélioration du parc ancien ;
- le régime d'amortissement exceptionnel pour les entreprises pour les matériels destinés à économiser de l'énergie ou à la production d'énergie renouvelable ;
- le financement des investissements d'économies d'énergie par crédit-bail.

Par ailleurs, l'État a aussi un rôle d'exemplarité et se doit donc de mener des actions dans ses propres bâtiments et d'adapter ses procédures de commandes d'équipements. Ce rôle est régulièrement rappelé par des circulaires ministérielles. Enfin l'État soutient aussi la recherche dans le domaine de la maîtrise de l'énergie.

1.2.2.2. L'ADEME : conseil et sensibilisation

L'ADEME a mis en place un dispositif d'aides à la décision aux investissements (pré)diagnostic, étude de faisabilité, accompagnement au montage de projet). Outre ces aides à la décision, l'ADEME propose aussi des solutions pour faciliter le financement de projets d'amélioration de l'efficacité énergétique des entreprises.

L'ADEME développe aussi une politique partenariale pour faire relayer ses efforts et pour encourager les démarches d'autres acteurs aussi bien public que privé.

Enfin, l'ADEME lance des appels à projets pour favoriser l'émergence de nouvelles solutions performantes (soutien aux projets de R&D), puis leur diffusion et mise sur le marché (soutien aux opérations exemplaires).

Le dispositif d'aides à la décision existe aussi pour les collectivités. Mais il est orienté sur les questions liées aux bâtiments et vers l'assistance aux maîtres d'ouvrage.

Le rôle de l'ADEME auprès des particuliers consiste à sensibiliser, à relayer et/ou diffuser l'information, et à proposer un conseil de proximité par le biais des Espaces info énergie. Par ailleurs, l'ADEME mène aussi des actions en faveur de l'éducation à l'environnement dans les écoles.

1.2.2.3. EDF : tarification, missions de service public, offres de services commerciaux et R&D

L'action d'EDF est principalement fondée sur le rôle décisif du signal donné au client par les tarifs. Les imperfections du marché ont cependant nécessité d'accompagner cette démarche par exemple par des actions de R&D ou des campagnes d'information.

La tarification marginaliste vient du fait que l'électricité est un produit non stockable, et que les moyens de production sont utilisés de manière à répondre à la demande instantanée. Or cette demande est irrégulière, notamment en fonction des heures de la journée et des saisons. Ces fluctuations sont caractérisées par la courbe de charge du système électrique qui trace la puissance totale appelée en fonction du temps. La demande est ainsi traditionnellement découpée en trois domaines : la base (puissance moyenne appelée plus de 6 000 h/an), la semi-base (durée d'appel intermédiaire) et la pointe (puissances appelées aux moments critiques). Les capacités de production sont choisies en fonction de la structure de cette charge (moyens de base, de semi-base ou de pointe), avec pour chaque catégorie des coûts différents, moins élevés en base et plus élevés en pointe (Orphelin, 1999).

« Le principe de la planification du système électrique français est basé sur un ajustement de la demande géré par la structure tarifaire. Pour une demande d'électricité future prévue, on détermine un "mix" optimal des centrales de production. Les coûts marginaux sont alors calculables, et les tarifs proposés aux clients adaptés sur la base de ces coûts. Les consommateurs réagissent à l'évolution de ces coûts en modifiant leur consommation qui se rapproche de la demande prévue. »

L'utilisation de la tarification marginaliste est une des différences fondamentales entre la France et les États-Unis où la tarification est majoritairement en coûts moyens.

La péréquation tarifaire et l'objectif d'accès à l'énergie pour tous mènent EDF à réaliser des programmes locaux de maîtrise de la demande en électricité. Ils consistent en général à des campagnes d'information et de promotion pour des équipements performants (par exemple, LBC).

EDF développe une culture « commerciale » de la MDE. EDF cherche à proposer à ses clients une offre de services, notamment en termes de maîtrise des consommations :

– pour les entreprises : les bilans annuels personnalisés et les conseils éclairage et climatisation ;

– pour les collectivités : les offres Citélia avec les diagnostics Optimia (global, éclairage, projet, piscine) ;

– pour les particuliers : des conseils et simulations sur Internet ou par téléphone, les campagnes Gesteco (dans certaines régions pilotes) avec un pack MDE, et l'offre Vivrélec (pour les usages thermiques de l'électricité).

EDF dispose d'un important centre de R&D dont un des axes est de développer de nouvelles technologies performantes, que ce soit pour des procédés industriels ou pour des équipements pour les ménages.

1.2.3. Les perspectives en matière de MDE

Au niveau des politiques publiques, il faut attendre la ratification par la France du protocole de Kyoto en 2000 pour voir s'initier deux nouveaux programmes annonçant la relance des politiques de maîtrise de l'énergie : le PNLCC (Plan national de lutte contre le

changement climatique) complété par le PNAEE (Plan national d'amélioration de l'efficacité énergétique).

1.2.3.1. Une relance liée à la montée des préoccupations environnementales, renforcée par une hausse « durable » des prix des énergies

Depuis le début des années 2000, les activités de MDE ont donc connu un regain d'intérêt, notamment du fait des engagements internationaux pris pour réduire les émissions de GES. De fait les mesures du PNAEE ont bien pour but de participer aux politiques annoncées dans le PNLCC (aujourd'hui remplacé par le Plan climat officialisé en 2004).

Toutefois cette relance restait centrée sur quelques mesures « phares » (campagne de communication de l'ADEME en 2001 et mise en place d'un réseau d'Espaces info énergie), même si un rééquilibrage en faveur de l'énergie s'amorçait au sein du budget de l'ADEME, notamment avec une relance des activités de conseil. Cette relance connaît aujourd'hui un second souffle, car les questions de prix des énergies et de sécurité d'approvisionnement reviennent au premier plan avec la très forte hausse du prix du pétrole. Or, comme le souligne Pierre Radanne (2006), cette hausse est cette fois-ci structurelle et non conjoncturelle comme dans les années 1970. Cette nouvelle phase dans les cycles de l'énergie décrits par Radanne, repose avec acuité les questions d'épuisement des ressources qui viennent s'ajouter à la prise de conscience de la nécessité de réduire les émissions de GES.

Dans ce contexte, la France suit d'abord les orientations fixées par les différentes Directives européennes. En parallèle, on assiste à une remobilisation du grand public à la fois dans les objectifs du Plan climat et en réponse à la hausse des prix des énergies. Les principales mesures ainsi engagées ont été de renforcer les crédits d'impôts pour les investissements de maîtrise de l'énergie et que l'ADEME lance une nouvelle campagne de sensibilisation («Faisons vite ça chauffe»), plus ambitieuses que celle de 2001 et qui se veut surtout plus concrète.

L'ADEME présente un bilan très positif des deux premières années de cette campagne (environ 50 % des personnes ayant entendu la campagne radio ou TV ont affirmé avoir modifié un geste au quotidien, +50 % de personnes conseillées par les Espaces info énergie, près de 4 000 initiatives dans le cadre du Club planète gagnante, etc.). Mais il est encore trop tôt pour évaluer l'impact réel de cette campagne sur les consommations d'énergie. Il sera important de suivre comment cette relance des activités de MDE se traduit concrètement, et surtout si elle s'inscrit dans la durée et ne correspond pas une nouvelle fois à une politique de court terme en raison de l'envolée des prix des énergies.

1.2.3.2. Les enjeux actuels

Trois recommandations fortes ressortent :

- inscrire les actions dans le long terme et, pour ce faire, intégrer les questions de maîtrise des consommations dans l'ensemble des processus de décisions ;
- structurer les politiques d'actions en s'appuyant sur les différents niveaux territoriaux ;
- développer de nouvelles stratégies pour atteindre les gisements diffus qui sont devenus l'enjeu majeur de la maîtrise des consommations d'énergie, et d'une manière générale s'attaquer aux secteurs pour lesquels il est plus difficile d'intervenir (logements anciens, PME-PMI, etc.).

Les certificats d'économies d'énergie sont pour l'instant l'instrument principal mis en place pour atteindre les gisements rentables diffus. Il est encore bien trop tôt pour en évaluer la portée. Les CEE pourraient ainsi permettre un important changement d'échelle pour les activités de MDE.

Tout semble montrer que les activités de MDE vont connaître une période faste dans les années à venir, mais les défis à relever sont différents de ceux de la période d'après les chocs pétroliers de 1973 et 1979 :

– inscrire les actions dans la durée face à des enjeux de court mais aussi de long termes (épuisement des ressources et lutte contre le réchauffement climatique) ;

– soutenir les activités de MDE dans un nouveau contexte de marché ouvert à la concurrence qui remet en cause la répartition des rôles et les modes d'intervention possibles ;

– s'attaquer à des gisements diffus qui se sont souvent révélés difficiles à atteindre dans le passé.

Le Grenelle environnement marque, en matière de MDE, une étape importante.

1.2.4. La MDE dans les DOM : des actions ponctuelles mais d'envergure

À l'image des zones rurales, les zones insulaires ont été des terrains propices aux actions de MDE du fait de la péréquation tarifaire. Ces actions s'y sont d'autant plus développées, que le déficit pour EDF y devenait important, en particulier dans les DOM. Cela explique que les actions MDE dans les zones insulaires ont été un des axes prioritaires des conventions EDF-ADEME, car elles constituaient un terrain où les intérêts des deux acteurs convergeaient.

En 1996, Cauret et Adnot (1996) dressaient un bilan de la situation des systèmes électriques dans les DOM à l'occasion du cinquantenaire des DOM et d'EDF. Ils rappellent que des actions de MDE étaient bien menées depuis le début des années 1980, mais qu' « elles se heurtent à des lacunes statistiques et méthodologiques » et qu' « elles ont pendant longtemps relevé plus de l'essaimage que d'une véritable politique concertée ».

Les DOM restent cependant un des exemples marquants de la MDE locale avec quelques actions réussies de grande ampleur, en particulier dans le domaine des LBC. Ces opérations de promotion de LBC du début des années 1990 ont permis de diffuser près d'un million de LBC (150 000 à la Réunion en 1989, 350 000 en Guadeloupe et 346 000 en Martinique en 1992, 73 000 en Guyane (Menanteau, 1997). Ces résultats sont environ dix fois supérieurs aux opérations locales de ce type menées en métropole (Menanteau, 1997). Elles ont permis une réelle transformation du marché local des LBC, faisant passer leur prix d'environ 35 € avant les opérations à environ 20 € après, et suscitant l'arrivée de nouvelles marques sur ces marchés. Leur succès, notamment basé sur l'utilisation du *leasing*, a été régulièrement cité en exemple (Bailly Consulting, 1996 ; Menanteau, 1997 ; Mills, 1993). Elles ont été reconduites avec par exemple une opération en Guadeloupe en mars-avril 2005 pour diffuser 200 000 LBC.

Outre la promotion de LBC, d'autres actions ont été développées dans les DOM dans le cadre des accords EDF-ADEME, en particulier pour la promotion des chauffe-eau solaires et pour améliorer les performances énergétiques des bâtiments neufs avec la promotion du label Ecodom, basé sur le label Promotelec d'EDF, mais adapté aux DOM. Ces actions visent

deux usages, l'ECS et la climatisation qui connaissent une forte croissance dans les DOM et pour lesquels un potentiel important de MDE a été identifié (Cauret, 1995).

Sur les vingt dernières années, le développement économique de l'île de la Réunion s'est accompagné d'une croissance soutenue des consommations d'énergie. Entre 1980 et 2000 celle-ci a été multipliée par 2,5. Cette évolution a été encore plus marquée pour l'électricité puisque, sur la même période, la demande pour cette forme d'énergie a quadruplé. Il était donc urgent de mettre en œuvre une politique régionale très ambitieuse de maîtrise de l'énergie et de recours aux énergies renouvelables pour la production d'électricité : c'est ce que propose le Prerure (Plan régional des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie). À la fois conscients de l'urgence et désireux d'agir de façon réfléchie et concertée, les acteurs de l'énergie à la Réunion ont tout d'abord mené ou soutenu de nombreuses études sur les potentiels en énergies renouvelables et en maîtrise de l'énergie de l'île, ainsi que sur les stratégies globales de l'énergie à mettre en place. En 2002, une première « Mission d'assistance à la réalisation d'un Plan énergétique régional » est commandée à Ice-Inset par la Région Réunion.

Après un premier travail de bilan énergétique de l'île en 2000, ces bureaux d'études ont bâti le « Plan énergétique régional pluriannuel de prospection et d'exploitation des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie » et suggéré un programme d'actions pour viser l'autonomie électrique à l'horizon 2025. Ce Prerure prévoit la constitution à moyen terme des trois centrales ENR ou mégawatts, MDE ou négawatts et Stockage. Sur les bases de ce travail, une seconde mission fut confiée au bureau d'études Sert en 2005 pour établir « un programme d'actions opérationnelles, pour des résultats visibles » sur les dix prochaines années. Ce programme vise à réduire le plus possible les besoins en électricité à travers douze actions fortes qui sont principalement du domaine de la maîtrise de l'énergie. À court terme c'est donc le pragmatisme qui prime dans la mise en œuvre du Prerure, au travers de la centrale à négawatts.

1.3. Propositions pour faire évoluer ces discours et ces pratiques des Néo-Calédoniens vers davantage de maîtrise de l'énergie

Pour que les discours et les pratiques des Néo-Calédoniens évoluent vers davantage de maîtrise de l'énergie, il faut agir à différents niveaux de la société. Tout d'abord au niveau politique, car le principal levier en matière de MDE se situe au niveau politique : sans l'existence d'une véritable volonté politique qui se traduit dans des programmes et actions politiques, il ne peut y avoir de changements profonds en matière de MDE. Comment sensibiliser les élus du territoire en matière de MDE ? Par des actions de sensibilisation, de formation, en leur présentant les expériences existantes ailleurs, en leur exposant les enjeux, les possibilités, etc. L'ADEME est peut-être l'acteur le mieux placé pour effectuer ce travail auprès des élus. Mais l'ADEME de N.-C. ne dispose que de moyens limités.

Dans un deuxième temps ou parallèlement, il faut aussi agir au niveau de l'ensemble des acteurs du pays. Il conviendrait d'abord de préconiser une enquête anthropologique (donc qualitative) portant sur les discours et les pratiques des Néo-Calédoniens en matière d'énergie. Cette approche qualitative serait le complément indispensable des enquêtes statistiques de l'Isee. Elle permettrait de comprendre les points de vue des habitants du pays, leurs choix de consommation, les logiques qui les sous-tendent, leurs attentes, leurs critiques ou absence de critiques, etc. On pourrait également préconiser une enquête sur les discours des différents médias calédoniens sur les questions énergétiques (revue de presse, journaux télé, émissions radios, etc.).

Bibliographie

Articles de revues

CAURET L., ADNOT J., 1996 – L'outre-mer, des espaces électriques atypiques : essai de synthèse à l'occasion des cinquantenaires respectifs des DOM et d'EdF, *Revue de l'Énergie,* 47 (478) : 307-314.

DE GOUVELLO C., TABET J.-P. *et al.*, 1996 – La maîtrise de la demande d'électricité en zones rurales : principes, premiers bilans et perspectives, *Revue de l'Énergie*, 483 **:** 699-706.

DOBIGNY L., 2008 – L'énergie comme idée politique, Séminaires « Énergie et Développement : un enjeu de civilisation », Fondation Gabriel-Péri, 11 décembre, http://www.gabrielperi.fr

FINON D., 1996 – La maîtrise de la demande d'électricité : innovation règlementaire ou nouvel instrument de stratégie commerciale, *Revue de l'Énergie*, 47 (483) : 607-624.

GOUJA M., 1993 – Les limites de la tarification marginaliste comme instrument de gestion de la demande d'électricité, *Revue de l'Énergie,* n° 449 : 365-376.

LAPONCHE B., 2008 – Changer de paradigme énergétique, 28/08/2008, http://www.actu-environnement.com

LAROCHE Y., 1996 – Le développement de la maîtrise de la demande d'électricité à EDF - Une seule exigence : la satisfaction de nos clients, *Revue de l'Énergie,* 483 : 655-664.

MENANTEAU P., CAURET L. *et al.*, 1997 – MDE L'éclairage en France - Diffusion des technologies efficientes de la maîtrise de la demande d'électricité dans le secteur de l'éclairage en France, *Les Cahiers du Clip* (Club d'ingénierie prospective énergie et environnement), n° 7, janvier.

MILLS E., 1993 – Efficient lighting programs in Europe: cost effectiveness, consumer response, and market dynamics, *Energy,* 18 (2): 131-144.

MOISAN F., 1999 – Les politiques de l'environnement et l'énergie : de l'État entrepreneur à l'État régulateur, *Revue de l'Énergie,* 509 : 564-571.

MORAULT Y., 2007 – De l'énergie renouvelable pour la Calédonie, *Made'In*, n° 10, http://www.finc.nc/index.php?option=com_content&task=view&id=44&Itemid=46&ed=1

RADANNE P., 2006 – Accepter le nouveau siècle, *Futuribles : Analyse et Prospective*, 315 : 5-14.

Thèses, rapports, « littérature grise »

ACTION BIOSPHERE, 2008 – *La politique énergétique en Nouvelle-Calédonie. Comment sortir d'une situation opaque, rétrograde et verrouillée ?* http://www.actionbiosphere.com/?p=57h

ADEME-PROVINCE SUD, ACCORD CADRE PLURIANNUEL, 2008-2010 – *Pour l'accompagnement des déchets et du développement durable*, http://www.province-sud.nc/pdf/delib/2008/ANNEXE1-07-2008.pdf

BAILLY CONSULTING, 1996 – *Business Focus Series: Strategies for financing energy efficiency*, Report for the Office of Energy and Infrastructure, Bureau for Research and Development of the United States Agency for International Development.

BOTERF D., 2006 – *Le dispositif des certificats d'économies d'énergie - exemples et impacts attendus*, Réunion d'information et d'échanges sur les certificats d'économies d'énergie, Nantes, France, 13 avril.

BOURJOL M., LE LAMER C., 1984 – *Énergie et décentralisation,* Textes réunis du Colloque « Énergie, démocratie et collectivité locales » à Tours les 23-24 avril 1982, Economica, Paris.

CAURET L., ADNOT J. *et al.*, 1995 – *Planification intégrée de l'énergie dans les départements d'outre-mer : lectures économique, juridique et historique de la place de l'électricité, modélisation en énergie de la consommation résidentielle et en puissance des chauffe-eau électriques*, Rapport pour le Service économie prospective de l'ADEME, Convention ADEME-Armines n° 4-10-0060.

CAURET L., ADNOT J. *et al.*, 1994 – *Planification intégrée de l'énergie dans les départements d'outre-mer : données de bases et éléments de méthodes pour l'évaluation des programmes MDE*, Rapport pour le Service économie prospective de l'ADEME, Convention ADEME-Armines n° 4-10-0016.

CHAMBOLLE T., MEAUX F., 2004 – *Nouvelles Technologies de l'énergie*, Rapport du groupe de travail sur les NTE au Minefi et au MEDD, juin, http://www.recherche.gouv.fr/rapport/rapportnte.pdf

DATAR, 2002 – *Schéma de services collectifs de l'énergie*, avril.

DE GOUYON H., BONNICHON M. *et al.*, 2000 – Rapport d'audit sur la gestion de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), Rapport de synthèse, Inspection générale des finances, mars, http://www.minefi.gouv.fr/fonds_documentaire/inspection_des_finances/igf_ademe.pdf

DIMENC, 2007 – Observatoire de l'énergie, http://dimenc.gouv.nc/portal/page/portal/dimenc/les_services/energie/maitrise_energie/observatoire_energie

ENA, 2002 – Promotion Copernic ENA, *La maîtrise de l'énergie*, rapport du groupe 9 pour le séminaire Énergie et société.

FROC J.S., 2006 – *L'évaluation ex-post des opérations locales de maîtrise de la demande en énergie.* État de l'art, méthodes *bottom-up*, exemples appliqués et approches du développement d'une culture pratique de l'évaluation, thèse de doctorat en Énergétique, École des Mines de Paris, directeur de thèse Bernard Bourges.

HAUG J., GEBHARDT B. *et al.*, 1998 – *Evaluation and comparison of utility's and governmental DSM-Programmes for the promotion of condensing boilers,* Save contract XVII/4.1031/Z/96-136, IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung), Stuttgart, Germany, October.

INSEE-ISEE, 2004 – Recensement de la population Nouvelle-Calédonie, http://www.isee.nc/recenspop/rpresultats2004quart.html

ISEE, 2008 – Tableaux de l'économie calédonienne (TEC Abrégé).

ISEE, 2006 – Tableaux de l'économie calédonienne (TEC).

KAEHLER J.W.M., 1993 – *Un outil d'aide à la décision et de gestion des actions pour la Maîtrise de la demande d'énergie – de la conception au développement*, doctorat en Énergétique, École nationale supérieure des Mines de Paris, mai.

LERAY T., DE LA RONCIERE B., 2002 – *30 ans de maîtrise de l'énergie.* Arcueil, France, ATEE, ISBN 2-908131-30-7.

MAPOU R., 2007 – *Énergie électrique en Nouvelle-Calédonie. Situations et mesures à prendre*, Journée mondiale contre le réchauffement climatique, 8 décembre.

MARTIN Y., CARSALADE Y. *et al.*, 1998 – *La maîtrise de l'énergie - Rapport de l'instance d'évaluation.* Documentation Française, Paris, janvier.

MOINE G., 2002 – Un exemple de MDE/PDE sur un territoire rural : l'île de Saint-Nicolas-des-Glénan, Recueil des interventions des 4e Assises nationales de l'énergie, pp.174-177, *Production décentralisée d'énergie et développement durable des territoires... demain : quels rôles pour les collectivités locales ?* Grenoble, 2-4 décembre 2002, Énergie-Cités.

ORPHELIN M., 1999 – *Méthodes pour la reconstitution de courbes de charge agrégées des usages thermiques de l'électricité*, doctorat en Énergétique, École nationale supérieure des Mines de Paris.

2. La maîtrise de l'énergie dans le domaine du bâtiment et des équipements

La question de la maitrise de la demande d'énergie et de l'efficacité énergétique dans le bâtiment est fondamentale compte tenu de l'importance des gisements évalués et surtout du champ d'action possible. En effet, le secteur du bâtiment, grâce à la disponibilité immédiate de technologies et techniques matures se positionne en acteur clé pour parvenir à résoudre les inquiétants défis environnementaux auxquels nous devons faire face. Cependant c'est un secteur réputé lent à évoluer de par la durée de vie des bâtiments (faible renouvellement) et l'inertie du monde du bâtiment.

Cette question est complexe, car elle interfère avec le contexte urbain, ne pouvant être dissociée de la problématique transport, se fixant comme objet central l'enveloppe comme filtre climatique et englobant tous les usages énergétiques sans oublier d'intégrer le comportement de l'usager. Pour traiter toutes les facettes de la question posée, on procède en quatre étapes :

La première partie est consacrée à une étude détaillée des caractéristiques physiques du climat calédonien, notamment en matière de confort hygrométrique et situe le gisement local en matière de lumière naturelle, d'énergie solaire et éolienne.

La deuxième partie examine, selon les secteurs, la faisabilité de bâtiment à énergie positive en fonction des gisements énergétiques du climat local.

La troisième partie aborde l'état de l'art de la MDE en dehors de la N.-C. Sans faire un panorama complet, on établit une synthèse des réglementations thermiques et des actions MDE dans les États dont le climat et les préoccupations sont proches de ceux de la N.-C.

La quatrième partie propose des pistes d'actions résultant du croisement :

– du potentiel naturel ;

– du bilan des actions menées sur des contrées aux problématiques similaires ;

– les actions MDE actuelles en N.-C.

2.1. État des lieux de la MDE dans le domaine du bâtiment et des équipements en Nouvelle-Calédonie

2.1.1. États des lieux : les éléments climatiques

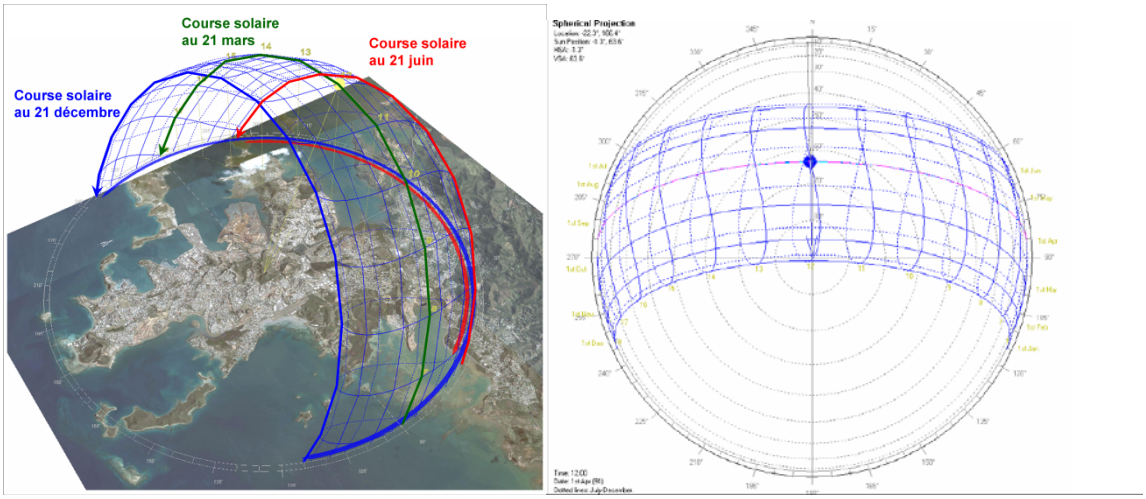
2.1.1.1. Le soleil

La course solaire

Situé en plein océan pacifique, la N.-C. se positionne sur une latitude moyenne de -21,5°, et -165° de longitude. La course solaire (hauteur et azimut) est quasiment identique à la Réunion située à -21° de latitude sud et 55°30' de longitude est.

Comme le montre le diagramme solaire, un observateur en N.-C. voit le soleil à 12 h une grande partie de l'année en façade nord, une partie de l'année en façade sud (mois de décembre). Tout au long de l'année le parcours du soleil s'effectue à une hauteur relativement élevée.

Figure 1 – Course solaire sur Nouméa et diagramme solaire Nouméa



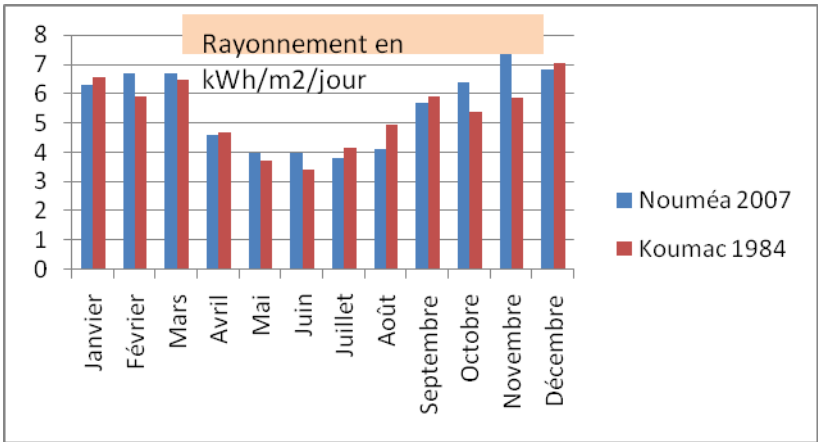
Source : Solener avec le logiciel Design Builde.

Le rayonnement reçu

Le rayonnement moyen journalier annuel est de l'ordre de 5,4 kWh/m^2/jour.

En saison chaude, le rayonnement peut dépasser 7 kWh/m^2/jour. En saison « fraîche », il descend plus bas, autour de 3,5 kWh/m^2/jour. Le rayonnement diffus contribue de l'ordre de 40 % au rayonnement global reçu, la composante direct 60 %. À titre de comparaison, l'ensoleillement annuel reçu est légèrement plus élevé qu'à la Réunion (4,8 kWh/m^2/jour), quasiment identique aux Antilles (5,3 et 5,6 kWh/m^2).

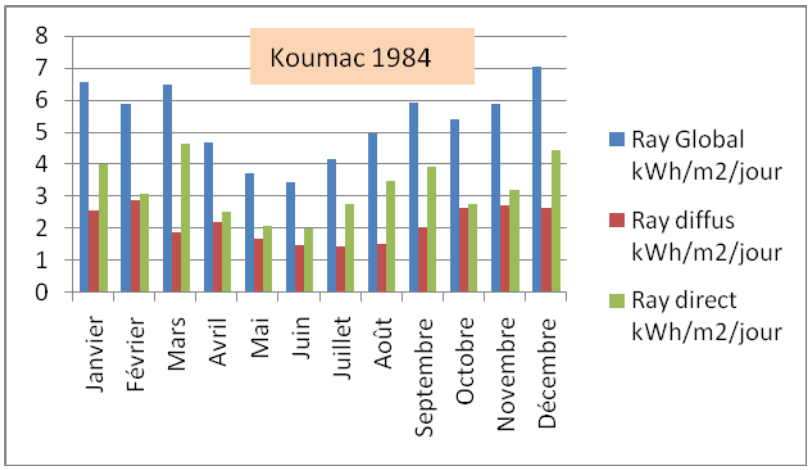
Figure 2 – Le rayonnement reçu à Nouméa 2007, à Koumac 1984



Source : Établi selon les données Météo France.

Une caractéristique importante à intégrer est la forte proportion de rayonnement diffus : de l'ordre de 40 %.

Figure 3 – Proportion de rayonnement diffus, Koumac 1984



Source : Établi à partir de données Météo France.

2.1.1.2. Potentiel de lumière naturelle

Le dimensionnement des ouvertures pour l'éclairage naturel des bâtiments est effectué pour des conditions a minima de ciel, en excluant les rayons solaires directs. Le ciel couvert normalisé CIE sert souvent de référence de calcul. Il correspond en métropole à un éclairement extérieur horizontal de 5 000 Lux. Cependant, la probabilité d'avoir un ciel couvert et un éclairement inférieur à une valeur donnée (pour un ciel CIE, 5 000 lux) est fonction du site. La disponibilité de la lumière dépend principalement de la latitude du lieu, comme le montre le tableau suivant (établi à partir d'un abaque universel établi par le CIE). Il s'agit du % d'heures entre 9 h et 17 h où les niveaux 5 000, 10 000, et 15 000 lux sont 0.

Tableau 3 – Quantité de lumière en Nouvelle-Calédonie

	15 000 Lux	10 000 Lux	5 000 Lux
Guyane	95 %	(*)	(*)
Antilles	90 %	95 %	(*)
Nouvelle-Calédonie	87 %	92 %	>95 %
Métropole (Paris)	55 %	72 %	87 %

(*) La probabilité atteinte est >largement supérieur à 95 % et proche de 100 %.
Source : Établi à partir d'abaques de AFE, lumière du jour dans les espaces intérieurs.

La disponibilité de la lumière du jour est beaucoup plus importante en N.-C. qu'à Paris

Ainsi, la transposition des exigences (règlementaires ou non) ou certaines pratiques métropolitaines, majorent de façon importante les surfaces vitrées nécessaires pour un éclairage naturel de qualité. Citons, par exemple, la pratique courante consistant à adopter un indice de vitrage de 1/6 dans les établissements scolaires métropolitains.

Plutôt que d'adopter des standards importés (adaptés aux sites de latitude élevée), il est préférable pour des projets neufs de faire une étude simultanée de l'éclairage naturel, et des apports solaires résultants.

2.1.1.3. La température

Les températures sont particulièrement clémentes, une moyenne annuelle de 23 et 24 °C, soit pratiquement la température idéale d'ambiance pour un être humain. On notera le très faible écart entre la zone nord et la zone sud de l'île.

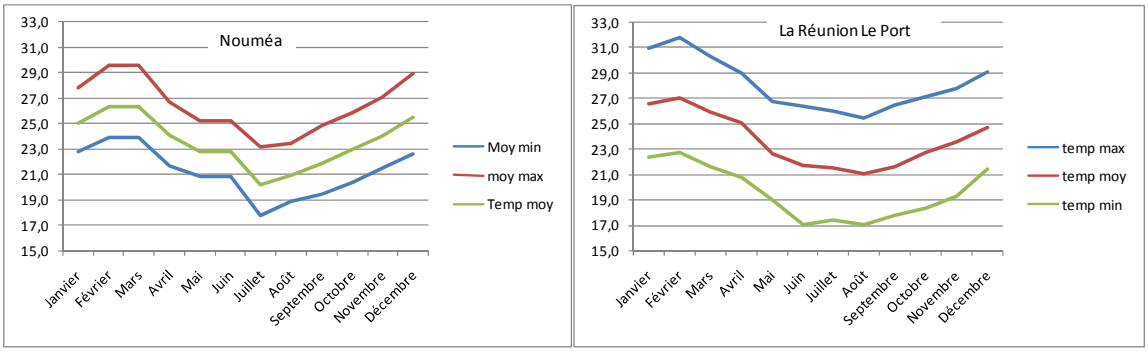
Tableau 4 – Température moyenne à Nouméa et Koumac

	Janv	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Moy
Nouméa 2007	25,5	26,3	26,3	24,1	22,8	22,8	20,1	20,9	21,8	22,9	24,0	25,5	23,6
Koumac 1984	25,5	25,8	26,0	24,7	22,4	21,4	20,4	20,5	21,3	22,6	24,2	26,0	23,4
Saison Chaude/fraîche													

Source : Établi sur la base de données Météo France.

La faible amplitude de température – de l'ordre de 5 à 6 °C conforte la douceur climatique remarquable régnant sur l'île. À titre de comparaison, pour une température moyenne quasiment identique, l'ile de la Réunion est caractérisée par une amplitude plus élevée (de l'ordre de 8 °C), des maxima de température plus élevés, et des minima plus bas et une saison fraîche plus marquée.

Figure 4 – Température mini et maxi



Source : Établi sur la base de donnée Météo France.

2.1.1.4. La psychométrie

L'étude du positionnement annuel de l'ensemble des conditions d'ambiance extérieure dans le diagramme de l'air humide permet de caractériser le confort thermique en espace extérieure. Le nuage de point est encadré sur sa valeur par :

– une température minimale absolue de l'ordre de 16 °C ;

– une température maxima absolue de 33 °C ;

– une humidité relative minimale de l'ordre de 45 %.

Sur un plan statistique, les sources d'inconfort proviennent de périodes liées à :

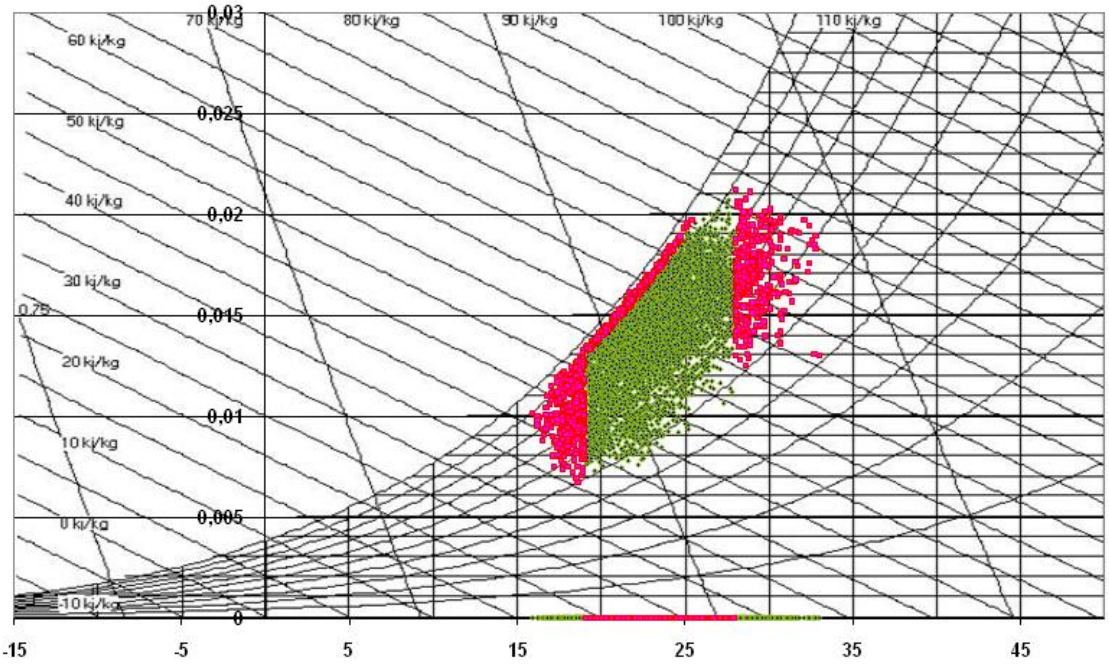
– une sensation de fraîcheur : 6 % en dessous de 19 °C ;

– une sensation de chaleur : 10 % en dessous de 28 °C ;

– une sensation d'excès d'humidité : 5 % au dessus d'une humidité relative de 95 %.

Si l'on exclut ces zones d'inconfort, on constate qu'un être humain est 83 % du temps dans des conditions de confort acceptable (à l'ombre).

Figure 5 – Le confort thermique en espace extérieur



La ligne d'enthalpie maximale du nuage de points est de l'ordre de 85 kJ/kg as. Cette valeur est significative pour le dimensionnement des installations de climatisation. Elle correspond à un couple température/humidité de 31 °C pour 70 % d'humidité.

2.1.1.5. Conditions extérieures pour le dimensionnement des installations de climatisation

La ligne d'enthalpie maximale du nuage de point est de l'ordre de 85 kJ/kg as. Cette valeur est significative pour le dimensionnement des installations de climatisation. Elle correspond à un couple température humidité de 31 °C pour 70 % d'humidité.

Cette valeur de dimensionnement est à comparer à celles d'autres départements d'outre-mer proposées par le guide « Climatiser dans les DOM ».

Tableau 5 – Comparatif température maxi et point rosée

	Nouvelle-Calédonie Nouméa	Le Raizet (Guadeloupe)	Le Lamentin (Martinique)	Rochambeau (Guyane)	Gillot (la Réunion)
Température	31 °C	31 °C	30 °C	30 °C	29 °C
Humidité relative	70 %	70 %	75 %	80 %	80 %
Température de rosée moyenne annuelle	19 °C	22 °C	22 °C	23,3 °C	18,7 °C

Source : Guide Ademe/EDF - Climatiser dans les DOM.

Notons que les bureaux d'études ont tendance à prendre des conditions plus sévères – souvent 33 °C 75 % – conduisant à un surdimensionnement systématique.

2.1.2. État des lieux : potentiel et gisement naturel pour couvrir les besoins d'un bâtiment

2.1.2.1. Produire du confort thermique naturellement

Le confort hygrothermique est lié à l'influence combinée :

– la température d'air ;

– la température radiante (en particulier la surchauffe générée des parois due aux rayonnements solaire) ;

– la vitesse d'air ;

– le niveau hygrométrique.

L'humidité est une contrainte subie (pas d'action naturelle possible) qui contrarie la sudation (processus de réfrigération de l'être humain). En revanche, la vitesse d'air facilite ce processus et crée une sensation équivalente à d'une réduction de 4 à 5 °C de température pour un niveau de vitesse de 1 m/s.

Il est donc important d'aborder concomitamment dans l'analyse climatique l'ensemble de ces données.

L'examen des niveaux de températures extérieures au-dessus d'un certain seuil montre que l'inconfort généré par des températures > 28 °C concerne un bon millier d'heures.

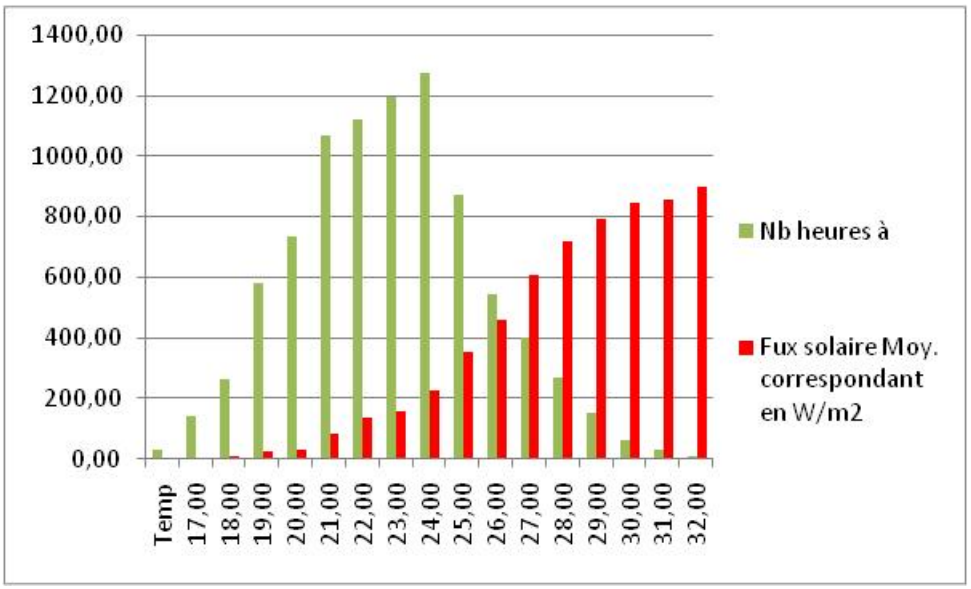
Tableau 6 – Nombre d'heures au-dessus d'un certain seuil

Te sup à	Te>24	Te>25	Te>26	Te>27	Te>28	Te>29	Te>30	Te>31
Nombre heures	4814	3622	2350	1476	933	531	263	109
% annuel	55,0	41,3	26,8	16,8	10,7	6,1	3,0	1,2

Source : Établi sur la base de données Météo France Nouméa, année 2007.

Les températures élevées sont fortement, bien entendu, corrélées au rayonnement solaire.

Figure 6 – Corrélation entre niveau de température et flux solaire globale horizontal moyen reçu



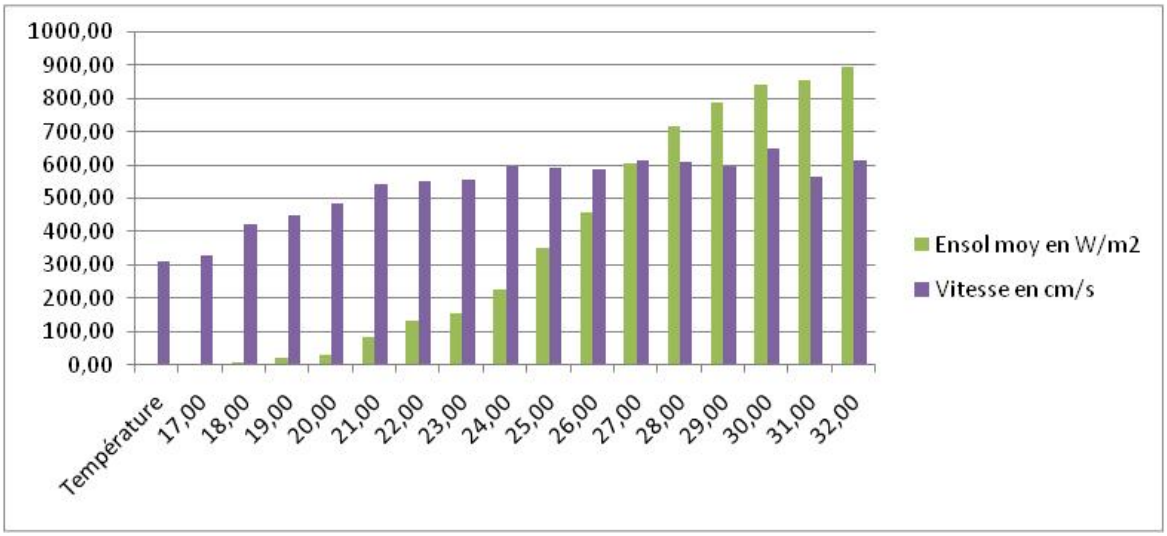
Source : Établi sur la base de données Météo France Nouméa, année 2007.

Cependant, la nature a bien fait les choses ici, puisque les heures les plus chaudes correspondent également aux heures les mieux ventées. La vitesse extérieure du vent est de 5 m/s aux heures les plus chaudes. On dispose au moment où l'on en a le plus besoin d'un fabuleux potentiel pour :

– évaluer les apports de chaleur par ventilation naturelle ;

– générer des vitesses d'air de 1 m/s dans les locaux.

Figure 7 – Corrélation entre température, rayonnement global horizontal et vitesse de vent



Source : Établi sur la base de données météo France Nouméa, année 2007.

Pour évacuer correctement les apports solaires, un débit d'air de renouvellement d'air de 10 à 15 vol/h est souhaitable. Compte tenu du niveau de vent, ce type de renouvellement d'air est relativement facile à obtenir. Pour une surface de 100 m^2, deux ouvrants sur façades

opposées de 1,5 m^2 de section traversante permettent de générer un renouvellement d'air de 17 Vol/h. En général un ratio d'ouvrant de 3 à 4 % de surface Shon est suffisant pour évacuer la charge interne des locaux.

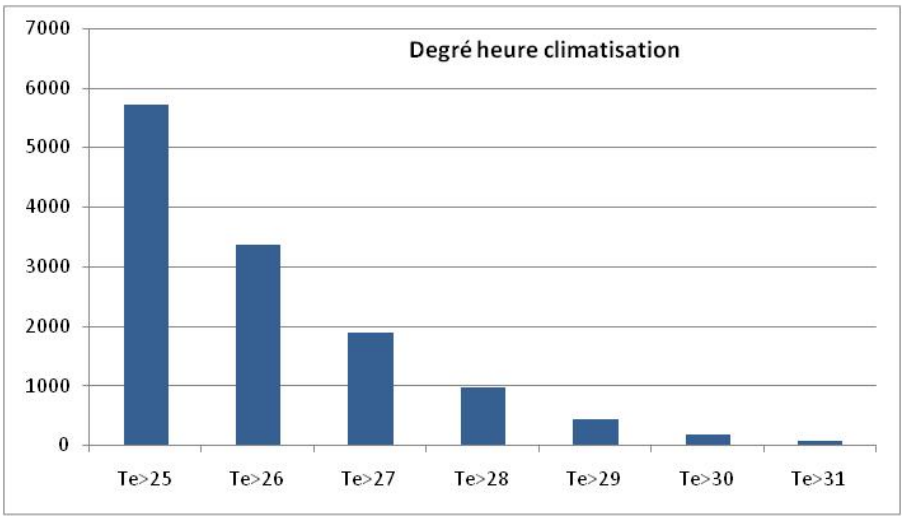
En revanche, pour obtenir des vitesses de l'ordre de 1 m/s dans les habitations (pour faciliter le processus de sudation), le challenge est plus difficile. Le niveau de porosité nécessaire est plus important : de l'ordre de 20 % de porosité sur les façades. La non-atteinte de ce critère n'est pas déterminante pour rafraîchir naturellement les locaux : la mise en œuvre de brasseurs permet de pallier une vitesse d'air insuffisante dans les locaux. La consommation électrique de ce type d'appareil (étiquette A) est très faible comparée à une solution de climatisation.

2.1.2.2. Climatiser : un besoin ?

Le degré heure climatisation

Comme pour le chauffage (degré jour à 19 °C), le degré heure climatisation est un indicateur des besoins théoriques de climatisation. La figure qui suit donne les valeurs cumulées de degré climatisation selon la consigne souhaitée :

Figure 8 – Degré heures de climatisation pour différents seuils de température



Source : Établi sur la base de données météo France Nouméa, année 2007.

À titre de comparaison, les degrés heures à 26 °C sont de 1 200 à Carpentras et de 150 à Trappes.

Climatiser : quels sont besoins selon les secteurs.

Le débat sur la nécessité de climatiser doit être abordé par secteur.

Résidentiel

Pour le résidentiel, le faible niveau de charges internes (moins de 5 W/m^2 en moyenne journalière) combinée à la bonne maîtrise des apports solaires (par une bonne conception de l'enveloppe selon la démarche Ecocal) permet de réduire les apports totaux à moins à 40 W/m^2.

À titre de démonstration, nous avons évalué les apports solaires sur la configuration suivante :

– logement de 100 m^2 avec 16 m^2 d'ouverture répartis également entre les différentes façades ;

– conçu selon les prescriptions Ecocal en termes de facteurs solaires pour les parois opaques et vitrées.

Tableau 7 – Apports solaire moyens en W/m^2 pour différentes orientations à 14 h pour une journée chaude

	Toit	Mur E	Mur O	Mur Nord	Mur Sud
rayonnement en mars journée chaude à 14 H en W/m2	850,00	250,00	471,00	493,00	190,00
Facteur solaire parois opaques	0,01	0,05	0,03	0,04	0,05
Apport parois opaques en W/m2	11,90	0,52	0,59	0,82	0,40
Facteur solaire surfaces vitrées		0,12	0,15	0,2	0,3
Apports surfaces vitrées en W/m2		30	70,65	98,6	57

Source : Établi sur la base de données Météo France Nouméa, année 2007.

Les apports solaires ramenés au m^2 de surface de plancher pour un logement sous toiture et un étage courant sont les suivants :

Tableau 8 – Apports solaires moyen pour un logement

	Toit	façade E	façade O	façade Nord	façade Sud	Total en W/m2
Plein pied	11,90	4,45	6,4998	9,0712	4,75	36,67
Logement collectif	0	4,45	6,4998	9,0712	4,75	24,77

Source : Établi sur la base de données Météo France Nouméa, année 2007.

Nous avons vu précédemment que le vent local permet facilement un renouvellement d'air de 15 Vol/h, suffisant pour évacuer ce niveau d'apport. Une mise en œuvre d'une bonne conception bioclimatique permet de limiter à moins de 2,5 °C la surchauffe moyenne dans les locaux, compatible avec des conditions de confort hygrothermique acceptable.

Tertiaire

Pour le tertiaire et notamment les bureaux, les apports internes, compte tenu de la densification de l'occupation des locaux (1 occupant/10 m^2 voire moins), de la bureautique, de l'éclairage, sont souvent supérieures à 20 W/m^2. Si l'on ajoute les apports climatiques, on atteint dans le meilleur des cas des apports totaux de 50 à 60 W/m^2. Avec une ventilation de l'ordre de 15 Vol/h, la surchauffe moyenne la journée est de l'ordre de 4 à 5 °C. Pour limiter à 2 °C la surchauffe (conditions de confort acceptables), outre une bonne conception bioclimatique, il est nécessaire de travailler le poste apport internes par une dé-densification (on se heurte alors au problème du coût du foncier), le travail sur la lumière naturelle (pour limiter les apports éclairage), l'efficacité des appareils bureautique et une ventilation naturelle plus importante. Le niveau de renouvellement à atteindre est plutôt de 20 à 30 Vol/h). Envisager une alternative à la climatisation dans le tertiaire se heurte à trois conditionnements :

– le secteur d'immobilier de bureau se pose pour l'investisseur en termes de rentabilité (donc densifier et rentabiliser le foncier cher) ;

– de productivité des personnes y travaillant : la climatisation apporte une réponse de confort constant, alors que la climatisation naturelle doit être envisagée dans une optique de confort moyen (possibilités de dérives quelques heures dans l'année) ;

– de stéréotypes comportementaux : port de la cravate, image positive de la climatisation (marketing)…

Pour le secteur de l'enseignement, le profil thermique est impacté essentiellement par l'apport interne dû aux élèves : 1 élève pour 1,5 m^2 en primaire et 1 élève pour 2,7 m^2 mais sur une plage d'occupation moins importante que pour le tertiaire. Les heures de cours ayant lieu aux meilleurs heures du jour, l'éclairage artificiel – si le bâtiment est bien conçu – est peu sollicité. L'apport moyen dû à l'occupation la journée est de l'ordre de 15 W/m^2.

Avec une bonne ventilation traversante (de 20 Vol/h à 30 Vol/h) et une bonne conception bioclimatique, la surchauffe moyenne peut être limitée à 2 à 3 °C et amener des conditions de confort acceptable.

Adaptation des rythmes de vie

Le besoin énergétique est conditionné par le profil d'occupation selon la période de l'année. Il est intéressant de se poser l'intérêt d'un décalage saisonnier.

En zone tropicale, l'intérêt est réduit compte tenu de la faible évolution de la durée du jour au cours de l'année. Cependant la N.-C. se situe à la limite de la zone tropicale humide et la variation de la durée du jour est appréciable :

Tableau 9 – Lever et coucher de soleil à Nouméa

Mois	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
Durée du jour	13,18	12,73	12,13	11,5	10,97	10,7	10,8	11,22	11,82	12,45	12,99	13,29
heure lever	5,4	5,6	5,9	6,2	6,5	6,7	6,6	6,4	6,1	5,8	5,5	5,4
coucher	18,59	18,37	18,07	17,75	17,49	17,35	17,4	17,61	17,91	18,23	18,5	18,65

Source : Solener.

Entre le jour le plus court et le jour le plus long, il y a 2,6 heures.

L'enjeu principale du décalage horaire se situe au moment de la saison chaude pour :

– récupérer une heure d'ensoleillement naturel le matin ;

– faire fonctionner une heure de moins la climatisation en fin de journée (pour les bâtiments climatisés) en finissant plus tôt ;

– une réadaptation des rythmes scolaires.

La rentrée des classes a lieu aux mois les plus chauds de l'année. Des établissements d'enseignement commencent à équiper les classes de climatisation, à cause de cette période critique (février et mars). Or, la question de la climatisation dans les établissements d'enseignement est fondamentale. Les établissements constituent un symbole pédagogique fort : donner aux élèves, une image positive de la climatisation et surtout d'un équipement nécessaire peut avoir des conséquences catastrophiques :

– immédiat par le souhait de retrouver chez soi le même équipement (pression sur les parents) ;

– sur les futurs adultes, en créant un nouveau besoin.

La pénétration de la climatisation dans les établissements d'enseignement est une ligne rouge à ne pas franchir : elle ruinerait toute crédibilité à des campagnes de sensibilisation aux aspects environnementaux et à l'économie d'énergie.

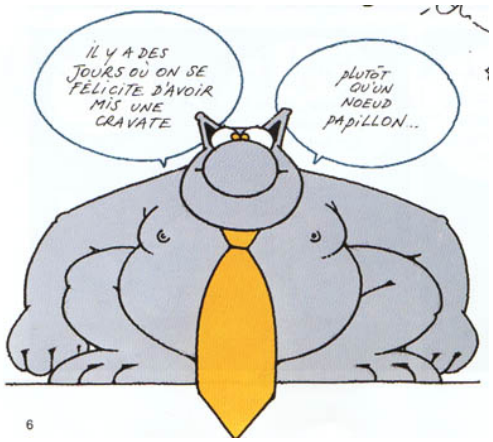
Respect des rythmes biologiques

Certains pays chauds calent le niveau d'activité, en fonction des contraintes climatiques. En N.-C., les mois les plus chauds sont également les plus longs (durée du jour). Certaines activités peuvent adapter leurs horaires pour profiter des heures les plus fraîches et profiter davantage de l'éclairement naturel.

Certains prônent la réhabilitation de la sieste l'après-midi (30 mn en début d'après-midi). Ce type de pratique est courant, par exemple, au Vietnam (zone intertropicale).

Code vestimentaire

Le code vestimentaire a une influence néfaste en matière de MDE, notamment lorsqu'il se réfère à la tenue européenne (cravate et veston). L'action principale du vêtement est de contribuer à conserver la chaleur dégagée par le corps. Il a une action équivalente à une augmentation de la température ambiante autour du corps d'environ 8 °C pour une tenue européenne de demi-saison et 3 à 4 °C pour une tenue tropicale légère.



P. Geluck© 6

Le stockage de froid. Quel est son intérêt ?

Il est d'abord économique : effacer les pointes de charge quotidiennes, caractérisées par une utilisation courte de puissances maximales. Ce système n'est applicable que pour les systèmes centralisés à eau glacée. Le stockage de froid peut conduire à une puissance du groupe frigorifique réduite (jusqu'à -40 %), une puissance tarifaire souscrite également réduite tout en profitant du tarif des heures creuses du réseau. Les gammes actuelles permettent de traiter un grand éventail de puissance. La rentabilité de ce système dépend du système de tarification des puissances de pointes. Le bilan environnemental notamment en CO_2 dépend de la nature des moyens de production de l'énergie électrique mise en œuvre aux heures de pointes.

Climatisation solaire : état des lieux ?

Climatiser sans consommer de l'énergie fossile, en utilisant le soleil est désormais possible, mais la filière est loin d'être mature. Plusieurs dizaines de réalisations dans le monde permettent d'avoir un premier retour de fonctionnement.

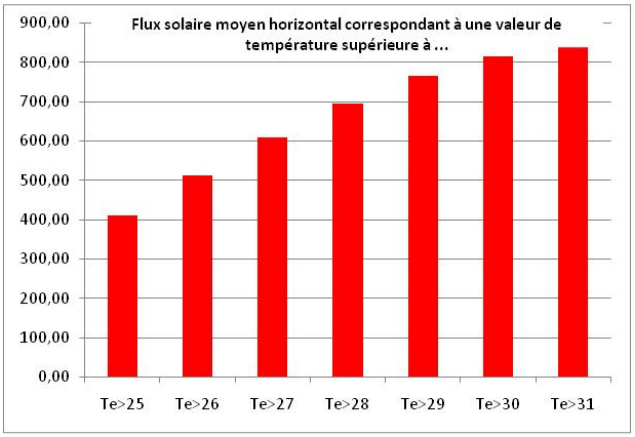
Les avantages principaux de la climatisation à absorption solaire (capteurs plans performants ou tubes sous vides) sont :

– une consommation 20 moindre que les climatisations traditionnelles ;

– les fluides utilisés sont inoffensifs pour l'environnement.

Cependant un appoint est nécessaire si l'on veut garantir une consigne. Une climatisation solaire à absorption (simple effet) fonctionne avec un COP ep de l'ordre de 0,7. Le taux de couverture solaire est de l'ordre 60 et 80 %. La N.-C. possède un fort potentiel de développement, car le rayonnement solaire est très élevé aux heures les plus chaudes (plus élevé qu'à la Réunion) :

Figure 9 – Flux solaire moyen horizontal correspondant à une valeur de température supérieure à…



Source : Établi sur la base de données météo France Nouméa, année 2007.

Il serait particulièrement intéressant de réaliser plusieurs opérations expérimentales afin de mieux cerner les performances effectives d'un tel système dans le cadre du climat de N.-C.. Le surcoût d'un tel système variant selon le niveau de puissance est de l'ordre de 50 % par rapport à un système classique. La limite physique d'un tel système est la surface de captation du bâtiment par rapport au volume à climatiser. À titre d'exemple, prenons un immeuble dont la surface de chaque étage est de 100 m^2. Pour un étage, en partant d'un ratio de besoin maximal de froid de 80 W/m^2, il faut une installation solaire avec une surface de panneaux solaires de 32 m^2. En saturant la toiture de panneaux solaires (100 m^2), on pourrait traiter en théorie jusqu'à trois étages, mais en réalité plutôt deux niveaux. En effet, dans la réalité, il est rare de disposer de la totalité de la toiture en surface libre. Saturer la toiture de capteurs thermiques pour la production d'eau chaude signifie également que l'on ne dispose plus de surface pour la production photovoltaïque, sauf en façade (donc avec une productivité moins intéressante).

2.1.2.3. S'éclairer naturellement

L'éclairage est un poste énergétique important, notamment dans le tertiaire où les exigences sont élevées (300 à 400 lux sur le plan de travail. Ce besoin d'éclairage peut être pourvu en grande partie par la lumière naturelle. En effet, le gisement en lumière naturelle en N.-C., particulièrement élevé, autorise, sous réserve d'une bonne conception, un taux de couverture important. Pour estimer le niveau de couverture, nous avons simulé la lumière naturelle d'une surface rectangulaire de 10 m sur deux façades, d'une hauteur de 2,8 m avec plusieurs hypothèses :

– de profondeur : 10 à 20 m ;

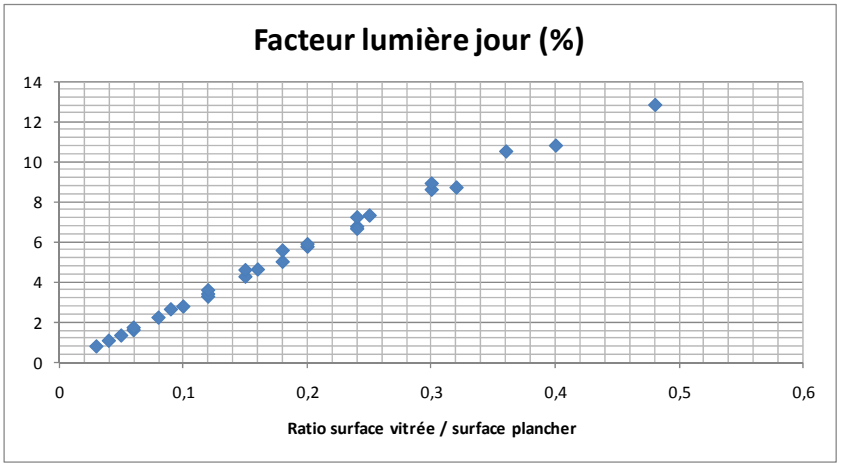
– taux de vitrage en façade 20 % à 100 % ;

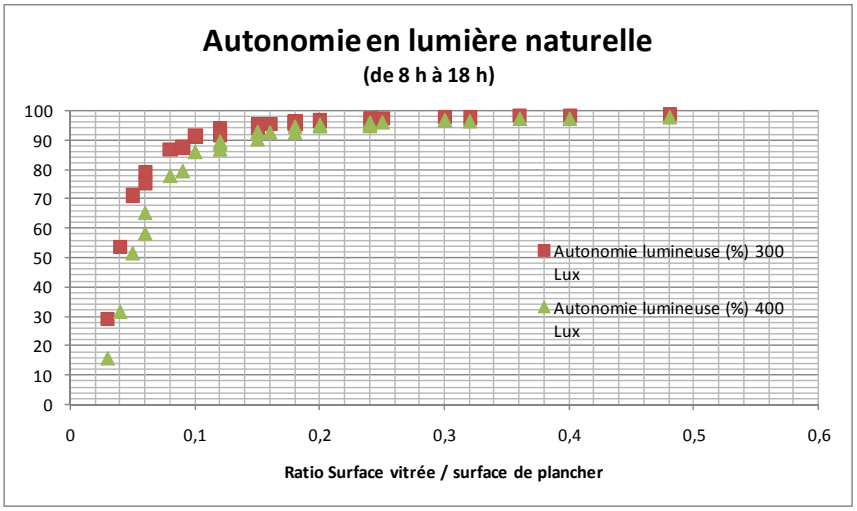
– d'un ciel diffus à 11 500 lux (la probabilité de ce niveau d'éclairement est de 90 % en N.-C.).

Nous avons exploité les résultats en termes de facteur lumière jour (FLJ) et taux autonomie en lumière naturelle en fonction du ratio de surface vitrée ramenée à la surface de plancher.

Le taux d'autonomie est calculé pour deux niveaux d'éclairement – 300 et 400 lux sur un plan de travail – et de 8 h à 18 h.

Figure 10 – Facteur lumière jour (%)



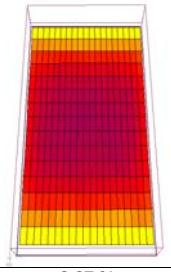
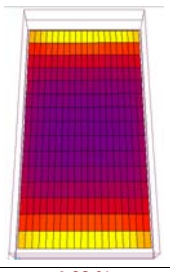
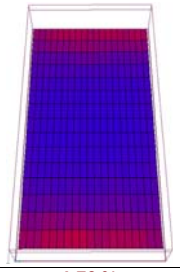
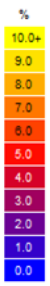
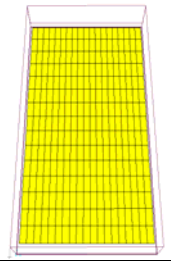
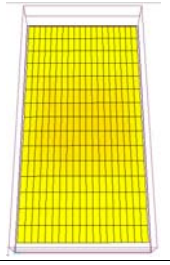
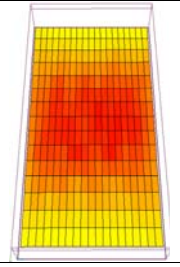


Source : Solener établi avec le logiciel Ecotect.

Les résultats montrent qu'une très bonne autonomie en lumière naturelle est obtenue à partir d'un ratio d'ouverture entre 12 et 16 %. En dessous de 10 % le taux d'autonomie chute et n'exploite que partiellement le gisement de lumière. Au-delà de 20 % les gains supplémentaires sont négligeables (moins de 5 %) au regard des apports solaires potentiels.

Figure 11 – Simulation 4 : pièce de 10 m sur 20 m (longueur)

Simulation 4 : Pièce de 10 m sur 20 m (longueur)

Proportion de vitrage (%) sur les façades Nord et Sud	80 %	50 %	20 %	Echelle
Facteur de lumière jour (%)				
	6,67 %	4,62 %	1,76 %	
Autonomie lumineuse à 300 lux entre 8h00 et 18h00 (toute l'année) (%)				
	96,51 %	94,26 %	75,25 %	

Source : Solener établi avec le logiciel Ecotect.

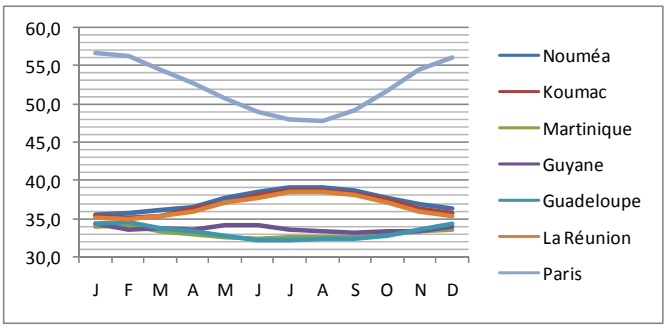
2.1.2.4. Produire de l'eau chaude

Besoins énergétiques pour le chauffage de l'eau

Le tableau suivant donne les besoins énergétiques comparés pour de réchauffement de l'eau chaude sanitaire pour la N.-C., les Antilles, la Guyane et à titre indicatif pour un site en métropole.

Figure 12 – Énergie nécessaire pour chauffer 1 m^3 d'eau

	kWh/m3/jour
Nouméa	37,4
Koumac	36,9
Martinique	33,1
Guyane	33,7
Guadeloupe	33,3
La Réunion	36,7
Paris	52,3



Source : Solener.

Le réchauffement à 55 °C de l'eau froide d'un m^3 nécessite une quantité d'énergie de l'ordre de 37 kWh par m^3 par jour en N.-C., soit sensiblement 30 % de moins qu'une installation en métropole. On remarquera la grande similitude des besoins pour la Réunion et les sites calédoniens.

Produire l'eau chaude avec une installation solaire

Le climat calédonien permet d'assurer en grande partie les besoins en eau chaude. Le tableau suivant synthétise une série de simulation solaire de chauffe-eau solaire compact sur le site de Nouméa.

Les hypothèses adaptées :

– logiciel de calcul : solo ;

– température de chauffage de l'eau : 50 °C ;

– hypothèse de consommation selon le cas de figure : de 60 l à 600 l ;

– type de chauffe-eau : thermosiphon compact avec capteur plan les plus courants et disponibles en N.-C.

Tableau 10 – Simulation solaire de chauffe-eau solaires compact à Nouméa

Type de chauffe	Capacité Stokage en l	hypothèse de Consommation en l	Surface panneaux en m2	Consommation en kWh	Production solaire en kWh	Taux couverture en %	productivité en kWh/m2
Chauffe NC sun ray 300l	300	150	2,3	1730	1230	74	535
Chauffe NC sun ray 300l	300	200	2,3	2307	1627	71	707
Chauffe NC sun ray 300l	300	300	2,3	3460	2146	62	933
Chauffe NC sun ray 600l	600	300	5	3460	3037	88	607
Chauffe NC sun ray 600l	600	500	5	5767	4489	78	898
Chauffe NC sun ray 600l	600	600	5	6920	5040	73	1008
J. Giordano Industries KSH 302H	300	100	2,46	1153	1106	96	450
J. Giordano Industries KSH 302H	300	150	2,46	1730	1588	92	646
J. Giordano Industries KSH 302H	300	200	2,46	2307	2002	87	814
J. Giordano Industries KSH 302H	300	300	2,46	3460	2636	76	1072
Solarinox compact 80	80	60	0,57	692	571	82	1002
Solarinox compact 160	160	75	1,06	865	779	90	735
Solarinox compact 160	160	100	1,06	1153	954	84	900
Solarinox compact 160	160	150	1,06	1730	1266	73	1194

Source : Solener établi à partir du logiciel Solo.

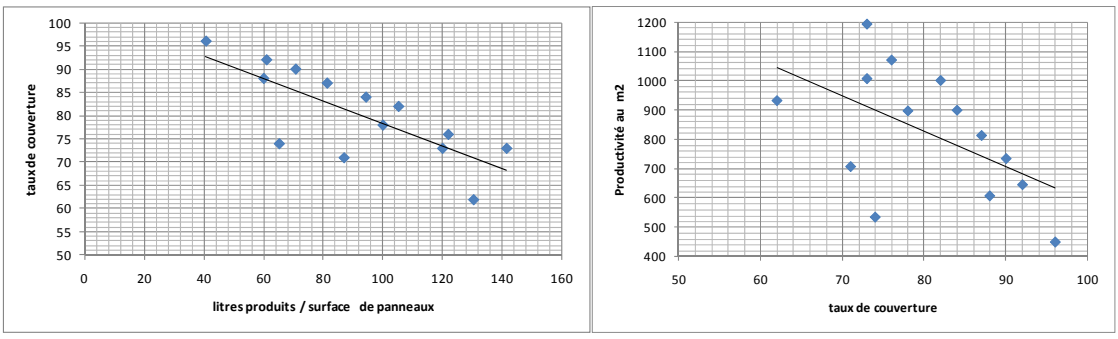
Il est à remarquer que le produit le plus diffusé Sun Ray 300 est le produit le moins performant sur l'échantillon. On ne constate qu'un dimensionnement basé sur les hypothèses suivantes :

– taux de couverture minimal de 90 %, soit un dimensionnement de 60 à 70 l/m^2 de panneaux ;

– une productivité de 700 kWh/m^2 de panneau.

Cela constitue un bon compromis taux de couverture/productivité des panneaux.

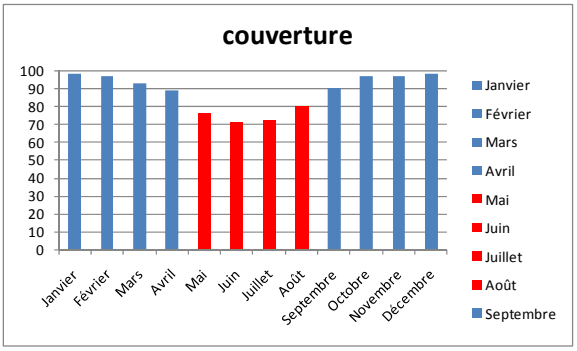
Figure 13 – Taux de couverture de chauffe-eau solaires



Source : Solener établi à partir du logiciel Solo.

C'est essentiellement sur les mois de mai à août que les taux de couverture sont les plus faibles.

Figure 14 – Taux de couverture de chauffe-eau solaires



Source : Solener établi à partir du logiciel Solo.

Notons qu'il suffit de réduire la consigne de température de 5 °C sur ces quatre mois pour rehausser le taux de couverture annuel moyen à 95 %.

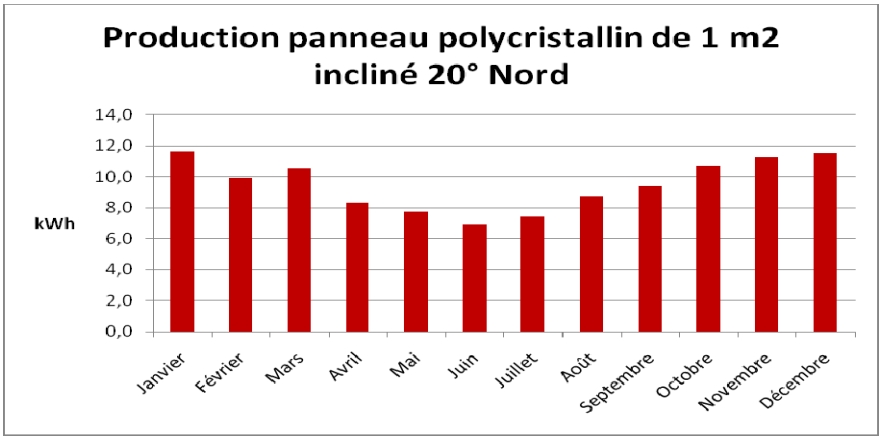
2.1.2.5. Autres besoins domestiques

Besoins d'énergie électrique

Excepté la cuisson, la plupart des usages domestiques nécessite de l'énergie sous forme électriques : l'éclairage, la cuisine, la ventilation, le froid, la télévision, l'ordinateur, le lavage du linge et de la vaisselle… Pour ces derniers postes une bonne partie peut basculer sous forme thermique solaire pour le réchauffage de l'eau. Hors cuisson et chauffage de l'eau chaude sanitaire, ces consommations sont de l'ordre de 3 000 kWh par an pour un ménage (métropole). Pour un ménage équipé en appareils économes et sensibilisés au développement durable, cette consommation peut être réduite à moins de 2 000 kWh par an.

Pour compenser la consommation d'énergie fossile du réseau de ces appareils électriques, on envisage une production équivalente d'énergie solaire sous forme photovoltaïque. L'orientation optimale en N.-C. est l'orientation nord incliné à 20°.

Figure 15 – Production panneau polycristallin de 1 m^2 incliné 20 ° nord

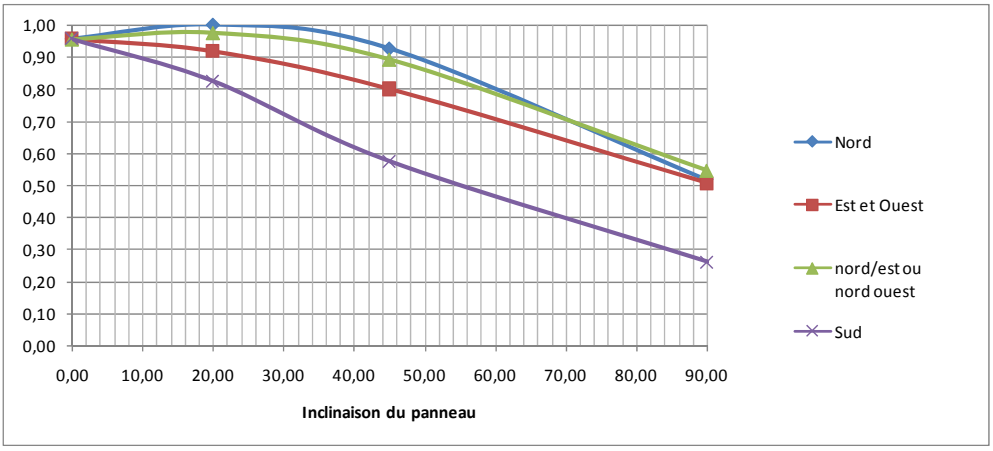


Source : Solener : calcul partir de PV système.

Dans cette configuration, 1 m^2 de panneau polycristallin produit annuellement 135 kWh. Pour compenser les usages domestiques de l'électricité, une surface d'environ

15 m^2 de surface horizontale est nécessaire. On peut également mettre à profit les façades verticales.

Figure 16 – Influence de l'orientation et de l'inclinaison sur la production solaire d'un panneau photovoltaïque



Source : Solener, calcul établi sur le logiciel PV système.

Comme le montre le graphique, le rapport de production en surface verticale et surface horizontale est quasiment de moitié pour les orientations nord-est et ouest. La productivité est très faible dans les orientations sud. Les orientations raisonnables utilisables sont est, ouest et le nord sur des inclinaisons entre 20 et 45 °C : la production reste supérieure à 80 % à celle produite par la meilleure orientation. Une intégration sous forme de protection (double emploi) permet de valoriser l'équivalent d'une production horizontal de 0.4 m^2 par m^2 de façade (sous réserve d'absence de masque devant les façades).

Un autre mode de compensation, c'est la production éolienne en milieu urbain. La vitesse moyenne du vent de l'ordre de 5,5 m/s à Nouméa permet d'envisager une productivité intéressante de l'ordre de 1 500 à 2 000 kWh/ kW (productivité variable selon les marques et les technologies).

Les technologies les plus adaptées à la forte rugosité urbaine sont les éoliennes à axes verticales qui, au contraire, captent l'énergie turbulente (rendement amélioré). Pour le développement de cette filière plusieurs obstacles sont à surmonter :

- Les produits ne sont pas matures en matière de sécurité et de procédure de certification, de standardisation.
- La rentabilité économique est faible : le coût du kWh produit est supérieur à 15 c€/kWh.
- Sur un plan local, le développement éventuel de cette filière suppose le calage du prix de rachat du kWh par le réseau et le développement d'un réseau de professionnel.

La Cuisson

Les plaques de cuisson et le four classique utilisent traditionnellement le gaz ou l'électricité. Le four microonde est exclusivement électrique. La plupart de ces usages doivent être compensés par une production équivalente d'énergie renouvelable. Cependant une partie de cet usage peut utiliser directement l'énergie solaire.

D'abord considéré comme un gadget, la cuisine solaire ne se limite plus à quelques convaincus de l'autoconstruction. L'offre commerciale dans le monde commence à s'étoffer pour le particulier. Il existe également quelques grands projet de cuisine collective (notamment en Inde) qui on prouvé l'efficacité du procédé. Le principe de base – concentrer l'énergie solaire – se décline selon différents matériels : four, barbecue, autocuiseur, cuisine vapeur… Le poste cuisine représente pour les ménages de l'ordre de 500 kWh par an, dont une partie peut facilement basculer en cuisson solaire. La source d'énergie actuelle, électrique est particulièrement polluante : énergie primaire >3 kWh EP pour 1 kWh EP et 800 g CO_2/kWh. L'emprise nécessaire pour ce type de système est l'environ 1 m^2 orienté horizontalement (légèrement incliné vers le nord selon les saisons).

2.1.2.6. Transport

L'approche de la problématique bâtiment - transport que l'on propose ici se limite à vérifier la faisabilité d'un bâtiment positif intégrant le poste transport. Le bâtiment par sa capacité à capter de l'énergie solaire peut-il couvrir outre les besoins domestiques l'énergie nécessaire au transport des personnes ?

a. Bicyclette solaire

On s'intéresse ici à la possibilité de déplacement utilisant l'énergie solaire. Pour les petits déplacements urbains, la bicyclette électrique est le mode de déplacement idéal. Avec une consommation électrique de 10 Wh/km, la recharge solaire d'une bicyclette (d'autonomie de 40 km) pour un déplacement moyen de 30 km nécessite une quantité d'énergie de 300 Wh. La production d'un panneau photovoltaïque de 1 m^2 suffit. En effet 1 m^2 de capteur photovoltaïque polycristallin produit pour les orientations suivantes : une surface de 1 m^2 est donc largement suffisante pour un individu.

b. Automobile électrique rechargée par une installation photovoltaïque

En ce qui concerne les besoins électriques, chaque jour, on peut estimer qu'une voiture parcourt 40 km. À raison d'une consommation de 0,15 kWh/km, cela totalise une consommation moyenne journalière de 6 kWh. Les ratios du tableau précédent montrent qu'une installation de 13 m^2 bien orientée (autour de 15° Nord,) permet de recharger une voiture électrique en énergie solaire. L'énergie fossile économisée est de l'ordre de 3 l d'essence par jour (avec une hypothèse de 7 l/100 km).

2.1.3. Surface captante nécessaire pour un objectif de bâtiments positifs

L'objet de ce paragraphe est de faire la synthèse de synthèse des gisements de réduction des besoins et la possibilité de couvrir ces besoins par des énergies renouvelables.

2.1.3.1. Résidentiel

Conception bioclimatique pour réduire les besoins

Nous avons vu qu'il était possible de réduire les apports solaires maxi dans un logement à moins de 40 W/m^2. Un point de discussion important concerne le dimensionnement du ratio d'ouverture, résultant d'un savant compromis entre :

– les besoins de lumière ;

– les besoins de ventilation naturelle ;

– la maîtrise des apports solaires.

Bien entendu, chaque projet doit faire l'objet d'une étude détaillée sur ces trois critères. Notre approche simplifiée permet de se faire une première idée des plages optimales pour concilier ces différentes contraintes :

Tableau 11 – Ratio de vitrage pour un logement : recherche d'un compromis multicritère

Ratio ouverture / plancher en %	Taux autonomie lumière naturelle	Ventilation naturelle : évacuation des apports	Ventilation naturelle : Vitesse d'air	Apports solaires : Facteur solaire nécessaire	Intersection des plages optimales
0	lumière naturelle insuffisante	débit d'air insuffisant	Vitesse d'air insuffisant	Protection solaire non nécessaire	
2					
4	<40%	entre 15 et		0,77	
6				0,51	
8		>30 Vol/h		0,38	
10	>90%			0,31	
12	>90%			0,26	
14	>90%			0,22	
16	>90%			0,19	
18	>90%			0,17	
20	>90%			0,15	
22				difficile à protéger efficacement en assurant un bon éclairage naturel	
24					
> 25					

Insuffisant
Satisfaisant pour certaines géométries
Suffisant dans la plupart des cas

Source : Solener.

Couverture des besoins par l'énergie solaire

La faisabilité de couverture solaire des différents besoins énergétiques d'un ménage calédonien (4 personnes, 100 m^2), avec un logement bien conçu sur un plan bioclimatique aboutit à une surface de captage solaire d'environ 60 m^2 pour un ménage fortement équipé hyper consommateur (climatisation, 2 voitures) :

Tableau 12 – Énergie renouvelable nécessaire pour couvrir les besoins d'un ménage de 4 personnes énergivores

	Eau chaude	Cuisson	Besoins spécifiques	Climatisation	Bicyclette électriques	Voitures	Surface captante nécessaire
Besoins	pour 4 pers	1 four solaire	éclairage, froid …	Clim chambre	2	2 voitures	
Surface captation en m2	4	1	15	20	2	26	68
Taux de couverture solaire envisagée	90%	35%	100%	80%	100%	100%	

Source : Solener.

Le même ménage « sensible au développement durable » équipé d'une seule voiture et se climatisant naturellement a besoin d'une surface captante solaire moitié moindre :

Tableau 13 – Énergie renouvelable nécessaire pour couvrir les besoins d'un ménage de 4 personnes économes

	Eau chaude	Cuisson	Besoins spécifiques	Climatisation	Bicyclette électriques	Voitures	Surface captante nécessaire
Besoins	pour 4 pers	1 four solaire	éclairage, froid …	Climatisation naturelle	2	1 voitures	
Surface captation en m2	4	1	15	0	2	13	35
Taux de couverture solaire envisagée	90%	35%	100%	80%	100%	100%	

Source : Solener.

Une grande partie des besoins peuvent être théoriquement couverts par l'énergie solaire. Le modèle d'hyperconsommation conduit à saturer la toiture de capteurs solaires et contraint à une architecture de plain-pied pour maximiser la captation en toiture. Cette architecture conduit à l'étalement urbain et est peu économe en matériaux.

Même pour un habitat non climatisé avec un ménage économe, les surfaces nécessaires sont très importantes au regard des possibilités physiques du parc. Le croisement des différentes contraintes est :

– surface suffisante de toitures bien orientées ;

– absence d'ombrages et d'obstacles ou bâtiment environnant ;

– nombre de niveaux n'excédant pas 3…

Il est probable que les logements candidats ayant vocation à devenir positifs atteignent difficilement 50 % du parc. L'objectif d'une ville à énergie positive nécessite une révision des règles d'urbanismes.

2.1.3.2. Tertiaire

Conception bioclimatique pour réduire les besoins

Les possibilités de réduire les apports solaires dans le cadre d'une bonne conception climatique se situent autour de 40 W/m^2. La principale difficulté réside dans le compromis entre l'apport de lumière pour optimiser les apports de lumière en limitant les apports solaires. Les progrès importants dans les protections solaires et en matière de verre pour filtrer le rayonnement infrarouges proches permettent d'envisager des transmissions lumineuses importantes avec un facteur solaire faible. Cela donne une grande latitude d'ajustement aux concepteurs.

Tableau 14 – Ratio de vitrage pour un bureau : recherche d'un compromis multicritère

Ratio ouverture / planher en %	Taux autonomie lumière naturelle	Ventilation naturelle : évacuation des apports	Ventilation naturelle : Vitesse d'air	Apports solaires : facteur solaire	intersection des plages optimales
0					
2	lumière naturelle insuffisante	Débit d'air insuffisant	vitesse d'air insuffisante	Protection solaire non nécessaire	
4	<40%			0,77	
6				0,51	
8	<80%			0,38	
10		>30 Vol/h		0,31	
12	>90%			0,26	
14	>90%			0,22	
16	>90%			0,19	
18	>90%			0,17	
20	>90%			0,15	
22				Difficile à protéger efficacement en assurant un bon éclairage naturel	
24					
> 25					

Insuffisant
Satisafaisant pour certaines géométries
Suffisant dans la plupart des cas

Source : Solener.

Pour les locaux conçus sans climatisation, la plus grande difficulté est de bien les ventiler, notamment pour obtenir la vitesse d'air suffisante par ventilation traversante. Il est plus facile d'envisager une bonne évacuation des apports solaires par ventilation traversante et compter sur des brasseurs d'air pour réaliser le niveau de vitesse d'air requis.

Couverture des besoins par l'énergie solaire

Pour évaluer la faisabilité de couvrir les besoins énergétiques par du solaire (climatisation solaire et production électrique solaire) des différents postes tertiaires, nous sommes partis de ratios de consommation établis à la Réunion, dont le climat présente des grandes similitudes avec la N.-C. Les ratios sont ramenés par m^2 de surface utile.

Tableau 15 – Énergie renouvelable nécessaire pour couvrir les besoins de différents secteurs

	Consommation actuelle en kWh/m2SU hors clim	Consommation Climatisation en kWh	Surface solaire thermique pour climatiser m2/m2SU	Surface panneaux photovoltaïque en m2/m2SU	Total surface mobilisée m2/m2SU
Bureaux	60	80	0,32	0,35	0,67
Enseignement primaire	20	2	0,008	0,12	0,13
Enseignement secondaire	30	6	0,024	0,18	0,20
Hôtels ** à ***	130	62	0,248	0,76	1,01
Grands surfaces commerciales	280	200	0,8	1,65	2,45
petits commerces	250	100	0,4	1,47	1,87

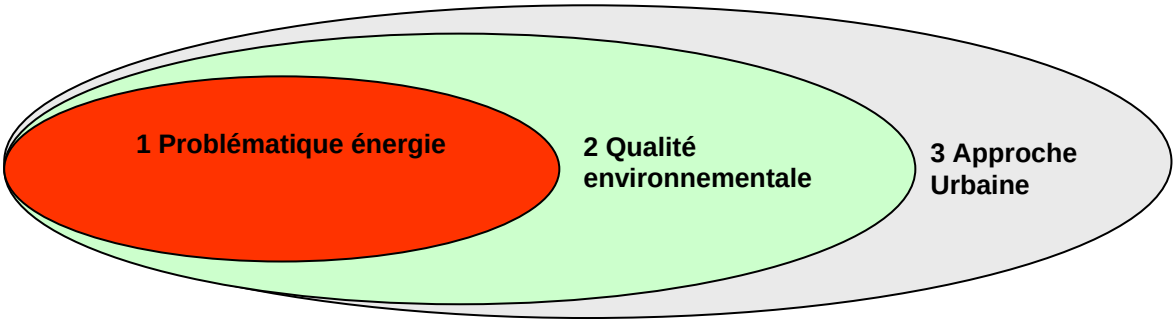
Source : Solener.

Ce simple calcul montre la difficulté à réaliser des bâtiments à énergie positive dés lors que les locaux sont climatisés et qu'une démarche MDE n'a pas été mise en œuvre.

2.2. État de l'art de la MDE dans le domaine du bâtiment et des équipements en dehors de la Nouvelle-Calédonie

Les actions de maîtrise de l'énergie se déclinent sur différentes échelles et sont de plus en plus intégrer à des problématiques environnementales plus générales. La MDE constitue le noyau de base :

Figure 17 – Imbrication des problématiques urbaine, environnementale et énergétique



Source : Solener.

Dans les paragraphes suivants, on s'intéresse d'abord à la MDE en se concentrant sur l'aspect réglementation thermique pour deux raisons :

– c'est de loin le mode d'action plus efficace, donc à privilégier ;

– il n'existe pas actuellement de réglementation thermique en N.-C. Sans faire un panorama complet, on se propose de faire une synthèse des réglementations thermiques dans les États dont le climat et les préoccupations sont proches de ceux de la N.-C. Australie, département d'outre-mer, pays d'Asie de zones tropicales. Un paragraphe particulier est accordé à la nouvelle réglementation dans les DOM dont le décret vient de sortir.

L'aspect réglementaire est d'autant plus important, qu'il est indispensable pour donner des points de repère au lancement d'autres actions incitatives comme les labels environnementaux ou basse consommation.

Au-delà de la réglementation, les démarches environnementales et MDE volontaristes ou incitatives permettent d'aller bien au-delà et de préfigurer les futures étapes réglementaires. Une synthèse de ces démarches est dressée sous l'angle particulier de leur applicabilité en N.-C.

En matière d'équipements, après un panorama rapide des meilleurs techniques disponibles, des labels énergétiques (étiquettes) et Eurovent, le quartier, la ville, l'agglomération urbaine, sont les échelles pertinentes pour croiser de multiple problématiques environnementales en particulier le bâtiment et le transport. Par ailleurs, l'émergence du concept d'écoquartier donne une place privilégiée à la thématique énergie parmi les multiples problématiques posées à l'échelle urbaine.

2.2.1. Les réglementations thermiques en zone intertropicale

Les réglementations thermiques se sont généralisées dans les pays de zones tropicales pour faire face :

– à une forte demande de climatisation mécanique et donc de consommation énergétique dans les bâtiments ;

– aux risques croissants de rupture d'alimentation électrique dans les grandes métropoles.

La sensibilité émergente de nombreux pays à la question environnementale a également accéléré l'adoption de réglementation.

Australie

Avant 1990

Il n'y avait pas réellement de politique de maîtrise de l'énergie dans le bâtiment en Australie dans les années 1980. Pour les locaux du secteur tertiaire, seule la ventilation était définie, sans attention particulière portée sur la question de la climatisation mécanique. En 1991, apparaissent les niveaux d'isolation requis pour les bâtiments résidentiels.

Les normes de ventilation des locaux (Standard n° 62-1973) ont été préparées par l'Association's Committee on Mechanical Ventilation and Air Conditioning, sur la base des travaux de l'ASHRAE. Ces normes spécifiaient les besoins en renouvellement d'air des locaux, vis-à-vis de la santé des occupants et de la sécurité.

En 1999, une stratégie nationale de lutte contre l'effet de serre se fixe l'objectif de produire des bâtiments de meilleure performance énergétique, au moyen (CSIRO, 1999) :

− d'un encouragement aux « bonnes pratiques » volontaires dans la conception, la construction, l'exploitation des bâtiments ;

− d'une élimination des pratiques de mauvaises performances en intégrant un standard simple d'exigences minimum de performance dans le Building code of Australia (BCA).

Pour élaborer ses standards, le BCA distingue dix classes de bâtiments : appartements, hôtellerie, boutiques, bureaux, hôpitaux.

Trois paramètres urbains sont cités : implantation, orientation et potentiel solaire.

La performance thermique des logements tend à être dominée par les transferts de chaleur dus à l'enveloppe, tandis que la priorité est donnée, pour les autres catégories de bâtiments, aux charges internes, ce qui peut modifier les niveaux d'isolation recommandés. Quatre méthodes ont été identifiées afin d'assurer le respect des exigences :

− simulation globale (choix entre la méthode du « bâtiment de référence », de forme et de taille identique et la méthode du « niveau de performance minimum » qui fixe une consommation d'énergie à ne pas dépasser) ;

− critères de performance ;

− exigences élémentaires ;

− commission d'experts.

Le texte du CSIRO discute les avantages et les limites des différentes approches :

− simulation globale : disponibilité d'outils, formation des experts, définition des conditions intérieures de référence, risque de compromis entre niveaux de performance de l'enveloppe, à longue durée de vie, et des systèmes à durée de vie

plus courte ; bâtiment de référence : deux calculs, il peut hériter de certains paramètres non performants, comme la forme ;

- critères de performance (enveloppe, éclairage, équipements HVAC). Exemple de critère pour l'éclairage : adjusted light power density, ALPD = power/ area – credit (W/m^2). Le choix de critère de performance devrait tenir compte des coûts en cycles de vie, tel que le coût de remplacement des lampes ;
- exigences élémentaires (murs, toit, éclairage, « chillers »), d'un développement complexe en raison du nombre de combinaisons de paramètres (types de bâtiment, taille, zones climatiques, etc.) ;
- commission d'experts (notamment pour les solutions innovantes, comme la façade double peau qui évacue la chaleur en excès).

Les niveaux de performance (base annuelle) peuvent être définis par :

- la consommation d'énergie ;
- son coût ;
- les émissions de CO_2.

Et être ramenés aux valeurs unitaires :

- de la surface de plancher ;
- du nombre d'occupants ;
- du nombre de chambres.

Une démarche est proposée pour établir les niveaux de performance requis, en trois étapes :

- développer une liste de mesures appropriées localement, par consensus d'experts ;
- sélectionner les mesures qui sont économiquement performantes ;
- déterminer les niveaux de performance sur la base d'exemples qui incluent ces mesures.

Pays de l'ASEAN

La méthode ASHRAE Standard est utilisée et adaptée aux différents pays de l'ASEAN.

Ils doivent répondre aux exigences d'une réglementation thermique basée sur des coefficients globaux de transfert thermique d'enveloppe dénommés OTTV (Overall Thermal Transfer Value). La charge de climatisation est ensuite estimée au moyen de degrés-jours. Le tableau suivant synthétise les différents coefficients réglementaires issus des approches OTTV.

Tableau 16 – Comparatif des démarches réglementaires de plusieurs pays

	USA (ex 0°<L<20°)	Singapour	Thaïlande	Australie
Coefficients réglementaires	OTTV, coefficient global de transfert thermique (W/m²) Mur < 90 W/m²Toit/Plafond < 26,8 W/m²	Selon le ratio WWR = Af/Ao Murs standards, forme de réf carrée ETTV w et r < 50 W/m²	Mur < 57,6 W/m² Toit < 51,6 W/m²	En cours d'élaboration
Expression mur	OTTVw = 1/Ao [(Aw x Uw x TDeq)+ (Af x Uf x DT)+ (Af x SC x SF)]	ETTV = 11,9.(1 - WWR)(Uw)+ 3,37.(WWR)(Uf)+ 210,9 (WWR)(SC)		
Expression toit/plafond	OTTVr/c =1/Ao [(Ar x Ur x TDeqr) + (As x Us x DT) +(As x SCs x 434.7)]			
Conditions intérieures	DBT = 25.5° CWBT = 18°C			
Données météo Températures	Température qui n'est dépassée que pendant 2,5 % des heures de la saison chaude	DT = 3,37 K	DT = 5,3 K	
Apports solaires Parois opaques	Température équivalenteTDeq = f(Az, alpha, masse)	TDeq = 11,9 K	TDeq = f (alpha)(16,8 K pour alpha = 0,3)	
Apports solaires vitrages vertic : (SC = Coeff de vitrage x coeff d'orientation)	Vitrage simple clair, sud équivalent (SF = 362 W/m²)	SF = 210,9 W/m²)	SF = 165 W/m²	
Inertie	Intégrée dans TDeq	idem	idem	
Consommation d'énergie				Annuelle
Autres critères				Émissions de CO_2 par surface de plancher ou nombre d'occupants
Limites : autres charges à inclure	Infiltrations d'air, éclairage, apports internes, système de production de froid	Infiltrations d'air, éclairage, apports internes, système de production de froid	Infiltrations d'air, éclairage, apports internes, système de production de froid	

Source : Solener.

avec Af = surface de fenêtre (m²)
Aw = surface de paroi opaque (m²)
Ao = surface totale d'enveloppe (m²), Af+Aw
Uw = conductibilité thermique du mur (W/m²K)
Uf = conductibilité thermique du vitrage (W/m²K)

TDeq = différence de température équivalente (K)
DT = différence de température extérieur/intérieur (K)
SC = facteur d'ombre du vitrage
SF = facteur solaire (W/m²)
OTTV = coefficient global de transfert thermique (W/m²)

Les départements d'outre-mer

À la suite du constat d'inadaptation de la réglementation acoustique au contexte des DOM, l'ordonnance n° 98-521 du 24 juin 1998 a introduit la faculté juridique d'adaptation de la réglementation en matière d'acoustique et de thermique dans les DOM.

Après une dizaine d'années de gestation, la réglementation thermique DOM fait l'objet d'un décret ministériel (avril 2009). Cette réglementation prévoit notamment la modification du code de la construction et de l'habitation (CCH) pour les logements neufs avec la création d'un chapitre « Dispositions particulières relatives aux départements de Guadeloupe, Guyane, Martinique et Réunion ». Il introduit trois sections qui définissent les principes et orientations et renvoient aux arrêtés correspondants adaptant les réglementations aux spécificités des DOM en matière de « thermique », d'« aération » et d'« acoustique ».

Les orientations en thermique et en matière d'aération

Les propositions d'adaptation des exigences s'inspirent des principes constructifs d'expériences telles que l'opération Ecodom. L'objectif principal vise à améliorer la qualité thermique et les performances énergétiques des logements neufs dans des limites de coûts acceptables.

Sous les climats chauds et humides des DOM, le confort thermique est assuré par la combinaison de deux paramètres : une protection solaire efficace de l'enveloppe des bâtiments et des débits d'air importants pour évacuer les apports internes et solaires et contribuer à une meilleure sensation de confort.

Le projet d'adaptation définit, dans une première étape réglementaire, des niveaux d'exigences homogènes aux quatre départements, modulés en fonction des spécificités climatiques locales (zonage climatique particulier pour la Réunion). Les exigences sont exprimées en performance par éléments d'ouvrage (toitures, murs extérieurs, baies, pare-soleil…) afin de faciliter l'appropriation par les professionnels et la vérification de la conformité aux niveaux fixés avec peu ou pas de calcul.

Caractéristiques thermiques minimales des parois

Le niveau de protection solaire de l'enveloppe est évalué au moyen du facteur solaire (S) qui traduit la capacité d'une paroi à limiter l'énergie solaire sous forme de chaleur. Le calcul du facteur S est défini par la formule : $S = (0{,}074 \times Cm \times \alpha)/(Rth + 0{,}20)$

Où : Cm = coefficient de réduction correspondant aux pare-soleil

α = coefficient d'absorption de la paroi dont les valeurs sont fonction de la couleur
Rth = résistance thermique de la paroi

Les Hauts de la Réunion (>800 m d'altitude) ont une situation climatique différente, plus proche de la métropole. Le dispositif réglementaire vise, lorsque les locaux sont chauffés, à limiter les déperditions énergétiques de l'enveloppe. Pour traduire le caractère d'enveloppe

plus ou moins déperditive, la réglementation utilise le coefficient de transmission thermique (U) de la paroi exprimé en W/m².K. La méthode pour déterminer U et la valeur maximale Umax sont fixées.

$$U = 1 / (Rth + 0.20)$$

où : Rth = résistance thermique de la paroi.

Pour les parois opaques, le respect de ces exigences peut être simplifié par la vérification que les performances d'isolation des parois sont au moins égales aux exigences de résistance thermique minimale (Rmini). La résistance thermique d'une paroi, noté Rth exprimée en m².K/W, traduit la faculté d'une paroi à limiter la transmission de chaleur entre la face externe et la face interne. Cependant, la vérification Rth ≥ Rmini ne prend en compte ni la couleur de la paroi ni les dispositifs d'ombrage.

Les caractéristiques thermiques des parois opaques se réfèrent aux valeurs admissibles de facteur solaire et de résistance thermique suivantes :

Tableau 17 – Exigences réglementaires dans les DOM

		S_{max}	R_{mini}	U_{max}
Parois horizontales (angle <60°)				
Guyane, Guadeloupe, Martinique		0.030	1.7	Pas d'exigence
Réunion	**altitude < ou = 800m**	0.030	1.7	Pas d'exigence
	altitude > 800m	Pas d'exigence	1.7	0.526
Parois verticales (angle ≥60°)				
Guyane, Guadeloupe, Martinique		0.091	0.3	Pas d'exigence
Réunion	**altitude < ou = 800m**	0.091	0.3	Pas d'exigence
	altitude > 800m	Pas d'exigence	0.3	2
Autres parois verticales				
Réunion (altitude > ou = 800m)		Pas d'exigence	0.3	2

Source : RT DOM arrêté avril 2009.

Les parois en contact avec l'extérieurs doivent alors vérifier : S ≤ Smax ou Rth ≥ Rmini.

Pour les bâtiments d'habitation construits à une altitude supérieure à 800 m (les Hauts de la Réunion) les parois doivent vérifier U ≤ Umax ou Rth ≥ Rmini.

Caractéristiques thermiques minimales des baies

À l'exception des bâtiments d'habitation construits à la Réunion à une altitude > 800 m, les baies transparentes ou translucides des logements, en contact avec l'extérieur, dans le plan des parois horizontales sont interdites.

Le niveau de protection solaire des baies est évalué au moyen du facteur solaire (S) qui traduit sa capacité à limiter l'énergie solaire. Le calcul du facteur prend en compte le type de baie (jalousie, vitrage…), la couleur des lames lorsqu'il y en a et la présence de pare-soleil (suivant le type de protection, le département, l'orientation et la couleur). Les valeurs

maximales admissibles (Smax) sont en cours de précision, mais semblent suivre les caractéristiques climatiques et les quelques différenciations suivantes :

Tableau 18 – Facteur solaire selon la réglementation thermique

<table>
<tr><th></th><th colspan="2">Baie avec lames orientables</th><th>Partie ouvrante sans protection solaire</th><th>Partie fixe d'une baie</th><th>Baie équipée d'un pare-soleil</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Facteur solaire</td><td>τ <0,1</td><td>S= 0.1 + 0.5 α (τ +0,9)</td><td rowspan="2">S = 1</td><td rowspan="2">Règles Th S</td><td rowspan="2">S= Cm x $S_{sans\ pare-soleil}$</td></tr>
<tr><td>τ ≥0,1</td><td>S= τ + 0,5 α</td></tr>
<tr><td colspan="2">τ : taux de transmission énergétique en courtes longueurs d'onde
α : taux d'absorption</td><td></td><td>RT 2000</td><td>$S_{sans\ pare-soleil}$: facteur solaire sans pare-soleil
Cm : coefficient de réduction</td></tr>
</table>

Le dispositif réglementaire prévoit de renforcer l'exigence pour les baies des logements sur les Hauts de la Réunion et pour les baies des locaux climatisés. Le facteur solaire est alors déterminé par application des règles Th S. Les baies doivent être équipées d'entrées d'air pour permettre le renouvellement d'air ou d'un dispositif d'insufflation d'air neuf. Pour les bâtiments d'habitation construits à la Réunion à une altitude > 800 m, les menuiseries des baies des pièces principales présentent un classement d'étanchéité à l'air au moins de classe 1 (norme NF EN 12207).

Les caractéristiques thermiques baies se réfèrent aux valeurs admissibles de facteur solaire suivantes.

Tableau 19 – Seuil maximal de facteur solaire selon la réglementation thermique DOM

<table>
<tr><th colspan="2"></th><th>S_{max}</th></tr>
<tr><td colspan="2">Guyane, Guadeloupe, Martinique</td><td>0.58</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Réunion</td><td>altitude < ou = 800m</td><td>0.58</td></tr>
<tr><td>altitude > 800m</td><td>0.25</td></tr>
<tr><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">DOM, locaux climatisés (baie en position fermée)</td><td>0.25</td></tr>
</table>

Le facteur solaire S de toutes baies en contact avec l'extérieur doit vérifier : S ≤ Smax. Les baies des pièces de services dont les surfaces sont inférieures à 0,5 m² sont exclues.

Ventilation de confort et ventilation d'hygiène

La ventilation des logements prend en compte les aspects de confort, notamment avec des conceptions en ventilation naturelle, et d'hygiène en assurant l'évacuation des polluants par des débits d'air suffisants.

Afin d'assurer une vitesse minimale d'air, les logements sont conçus de telle sorte que les pièces principales puissent être balayées par un ou des flux d'air provenant de l'extérieur

du logement. Ces écoulements d'air doivent pouvoir transiter par des baies dans les parois externes et internes pouvant rester en position ouverte et qui participent ainsi à la ventilation naturelle de confort.

Le dispositif réglementaire définit trois caractéristiques.

À l'échelle du logement, les ouvertures doivent être prévues sur au moins deux parois en contact avec l'extérieur ayant des expositions différentes. À l'échelle d'un local, les ouvertures sont percées sur des parois opposées ou latérales.

Tableau 20 – Surface minimale des ouvertures

		Surface minimale admissible des ouvertures
Guyane		25 %
Guadeloupe		20 %
Martinique		20 %
Réunion	**Altitude < 400 m**	20 %
	Altitude entre 400 et 800 m	15 %
	Altitude > 400 m	Pas d'exigence

Le dispositif définit également les surfaces minimales admissibles des ouvertures des parois en contact avec l'extérieur. Ses « surfaces d'ouverture libre », exprimées en pourcentage de la surface de la paroi de la pièce, ne peuvent être inférieures à 1 m². La surface des ouvertures des parois internes doit être supérieure à la plus petite des deux surfaces des ouvertures en contact avec l'extérieur.

Pour permettre de compléter la « ventilation naturelle » lorsqu'elle est inopérante ou insuffisante, le dispositif prévoit les dispositions relatives aux brasseurs d'air (ou ventilateur de plafond). Le branchement d'une attente est imposé pour chaque pièce principale (2 pour des surfaces supérieures à 30 m²) et la fourniture est obligatoire. Le flux d'air traverse au moins une autre pièce principale et lorsque la pièce est à simple exposition et que le flux d'air ne circule pas dans la direction du vent dominant.

En matière de ventilation d'hygiène, la ventilation peut être assurée pièce par pièce. La cuisine est dans tous les cas pourvue d'une ouverture sur l'extérieur. Pour les autres pièces de service, si elles ne disposent pas d'ouvertures sur l'extérieur suffisantes, des débits d'extraction minimum sont assurés au moyen d'une ventilation mécanique.

Dans le cas des logements climatisés, une disposition d'extraction est imposée pour toutes les pièces de service.

Équipements

L'eau chaude sanitaire étant obligatoire pour tous logements neufs, le dispositif vise le recours aux ENR (en particulier les installations solaires) et à défaut, il prescrit des principes de production économes en énergie en excluant notamment les appareils de production spontanée.

Pour le cas des Hauts de la Réunion, les installations de chauffage, s'il en est prévu, doivent avoir recours aux ENR ou à défaut être équipé de thermostats.

Le dispositif propose l'installation de thermostats sur les équipements de climatisation dans chaque pièce climatisée afin de limiter les consommations énergétiques.

2.2.2. Les démarches MDE et/ou environnementales dans le bâtiment

Les démarches environnementales ne se limitent pas au volet énergie, mais cherchent à optimiser un bâtiment sur l'ensemble de son cycle de vie. Nous abordons les trois principales approches mises au point pour les zones tempérées, mais qui ont vocation à être adaptées à la zone tropicale. Enfin, nous établissons une synthèse des démarches environnementales élaborées spécifiquement pour les territoires d'outre-mer.

Méthode du Royaume-Uni, BREEAM (Building Research Establishment's Environmental Assessment Method)

La méthode d'évaluation d'un projet consiste à comptabiliser des crédits, basés sur les critères suivants :

- CO_2 (lié à la consommation d'énergie) : 10
- Déplétion de l'ozone (due aux CFCs, HCFCs, etc.) : 7
- Valeur écologique du site : 3
- Impact sur l'environnement immédiat (bruit, effet du vent, ombres portées sur les autres bâtiments et leurs terrains) : 3
- Installations pour les cyclistes : 1
- Préservation des ressources naturelles et utilisation de matériaux recycles : 5
- Gestion de l'eau : 1
- Ventilation, humidité, exposition au tabagisme passif : 3
- Traitement des risques de la légionellose (tour de refroidissement par évaporation, eau chaude) : 2
- Risques liés aux équipements et matériaux : 2
- Éclairage : 2
- Confort thermique, traitement des surchauffes, bruit intérieur : 2

Une seconde version a été publiée en 1993 et le standard sert aujourd'hui de modèle à des initiatives similaires à Hong Kong (climat tropical humide) et d'autres pays.

La démarche Green Globes Design est dérivée de la méthode BREEAM Green Leaf, qui a pour objectif d'intégrer un certain nombre de principes écologiques dans l'architecture et cela à travers un protocole d'évaluation qui se présente sous la forme d'un questionnaire. Elle permet de concevoir un bâtiment qui sera efficace en gestion énergétique, et plus sain pour y vivre ou y travailler. C'est un outil de cotation qui permet d'étalonner l'efficacité énergétique et environnementale de tout projet.

Méthode États-Unis, LEED (Leadership in Energy and Environmental design)

La méthode LEED est fondée sur cinq rubriques principales :

− développement durable du site ;

− gestion de l'eau ;

− efficacité énergétique ;

− sélection des matériaux ;

− qualité de l'environnement intérieur.

Elle a donné lieu à plusieurs déclinaisons, dont celle de la méthode TGBRS, en Inde.

Cette méthode est associée au Teri (The Energy and Resources Institute), et s'intitule Teri's Green Building Rating Systems (TGBRS).

Fondée sur le principe de LEED, elle s'applique à six zones climatiques différentes, et s'intéresse en particulier :

− aux moyens de transports autour du site ;

− à l'éclairage extérieur ;

− à la gestion de l'eau et des déchets ;

− à la qualité de l'environnement intérieur, devant faire l'objet d'une conception innovante.

D'autres objectifs sont aussi considérés :

− minimiser la destruction des biotopes naturels pour la faune, et la biodiversité ;

− réduire de façon drastique les pollutions de l'air et de l'eau, la consommation d'eau ;

− limiter la production de déchets grâce au recyclage ;

− accroître la productivité et le bien-être de l'usager.

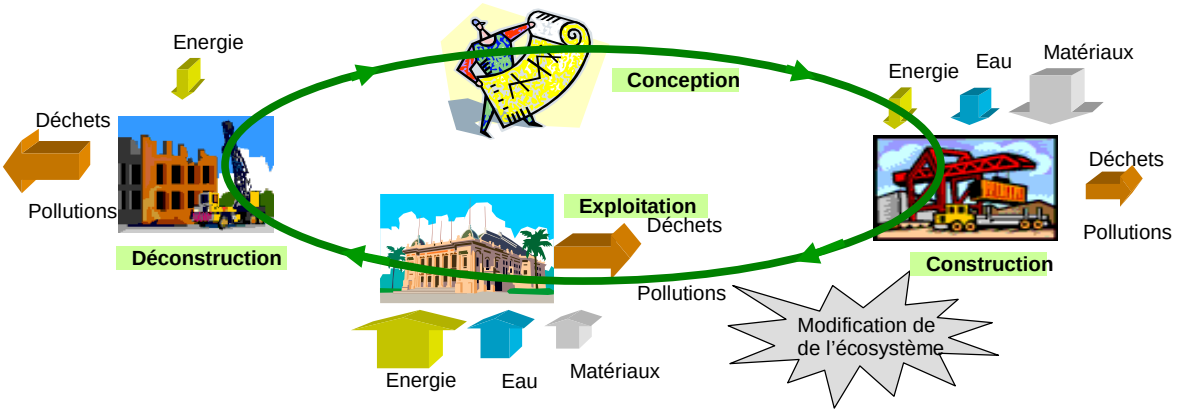
Démarche de Haute Qualité environnementale (HQE®) en France

La définition formelle de la HQE® donnée par l'association HQE est la suivante :

« La qualité environnementale des bâtiments correspond aux caractéristiques du bâtiment, de ses équipements (en produits et services) et du reste de la parcelle de l'opération de construction ou d'adaptation du bâtiment qui lui confère l'aptitude à satisfaire les besoins de maîtrise des impacts sur l'environnement extérieur et de création d'un environnement intérieur confortable et sain ».

Traduite simplement sur le schéma qui suit, la démarche de haute qualité environnementale vise à minimiser durablement les impacts sur l'environnement à toutes les échelles spatiales (espaces intérieurs / parcelle et ses abords immédiats / régionale / nationale / planétaire), et sur son cycle de vie, depuis l'extraction des matières premières qui ont servi à sa fabrication jusqu'à sa démolition.

Figure 18 – Cycle de vie d'un bâtiment



Source : Solener.

Cette définition de la HQE® est développée dans le référentiel définition exigentielle. Ce dernier développe les exigences selon quatorze cibles (voir illustration) :

- 7 relevant de la maîtrise des impacts extérieurs ;
- 7 relevant de la maîtrise des impacts intérieurs.

Trois autres référentiels détaillent en profondeur la démarche sur un plan opérationnel :

1. La définition explicite de la qualité environnementale

Ce document aide à établir les objectifs et les indicateurs correspondants pour définir et prioriser les exigences d'un maître d'ouvrage.

2. Le système de management environnementale

Il s'agit de l'ensemble de l'organisation, des procédures et des pratiques spécifiques à une opération de construction.

3. La certification

Les deux procédures de certification mises en place concernent les bâtiments tertiaires et le secteur du logement. La certification tertiaire (organisme certificateur Certivea) peut être appliquée aux zones tropicales sous réserve d'adaptation aux zones tropicales, notamment sur la cible énergie.

Sur un plan documentaire, l'ensemble des référentiels cité ici est consultable sur le site de l'association HQE, http://www.assohqe.org.

Sur le site de l'ADEME, on pourra également consulter :

- livre de bord d'opération HQE de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie ;
- le guide de la haute qualité environnementale (à commander).

Pour compléter ces documents, citons également :

- norme XP P 01-010 : relative à la déclaration environnementale des produits de construction ;
- norme XP P 01-020 : relative à la déclaration environnementale des bâtiments ;

− norme ISO *Sustainable Building*.

Démarches environnementales et MDE dans les DOM

Jusqu'en 2009, l'absence de réglementation thermique, la restriction de la réglementation acoustique métropolitaine ainsi que le concept de HQE sont à l'origine de plusieurs outils opérationnels, programmes ou labels développés sur les territoires des DOM dans le cadre du Programme régional de maîtrise de l'énergie (PRME) de la région d'outre-mer. Ces différents outils engagent les constructeurs à respecter certaines prescriptions pour les constructions. Chaque outil développe une démarche spécifique à un territoire et/ou un type d'opération (construction, réhabilitation) et/ou un type de bâtiment (logement, tertiaire, scolaire). Chaque démarche se construit à partir d'une prise en compte des contextes locaux (climatiques, architecturaux, énergétiques et économiques). Cependant, un objectif commun guide ces démarches : améliorer la qualité de la conception, en particulier de l'enveloppe, dans le but d'améliorer le confort, de diminuer les charges de climatisation et de préparer les acteurs à la future réglementation thermique (en attente de la sortie du décret). Ces outils traitent du secteur tertiaire et résidentiel dans leur démarche de construction environnementale aussi bien dans le neuf que dans la réhabilitation.

Sur le volet MDE, le thème prédominant est la maîtrise du développement de la climatisation dont le taux de croissance est préoccupant. Une série de démarches et d'outils ont été initiés pour animer les filières professionnelles (entreprise de climatisation et de protection solaire), et mieux dimensionner les installations.

Ces outils et dispositifs sont décrits dans une fiche de synthèse en annexe 2.

Tableau 21 – Démarches et outils environnementaux développés dans les DOM

<table>
<tr><th>Secteurs</th><th>Bâtiments neufs</th><th>Réhabilitation</th></tr>
<tr><td rowspan="4">Tous secteurs</td><td colspan="2">Opticlim individuel en Guyane
Chartes de qualité et outils de conception économe en climatisation individuel</td></tr>
<tr><td colspan="2">Opticlim individuels à la Réunion Outils pour une climatisation individuelle économe</td></tr>
<tr><td>Perene PERformance ÉNErgétique adaptée au contexte de la Réunion</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">QEA qualité environnementale amazonienne
Guide pour la construction environnementale en Amazonie (Guyane)</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Résidentiels</td><td>Ecodom Référentiel pour la conception neuf dans le logement</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>Batipei Méthode pour le diagnostic des logements individuels à la Réunion</td></tr>
<tr><td></td><td>REHABDOMGuide pour la réhabilitation des logements</td></tr>
<tr><td>Bâtiments scolaires : écoles, collèges, lycées, universités</td><td>Perene</td><td>Guide prescriptions Sikodom pour la Guyane Assistance à maître d'ouvrage</td></tr>
</table>

2.2.3. Les meilleures techniques disponibles et labels concernant les équipements

Pour chaque usage, nous examinons les meilleures techniques disponibles, les tendances qui préfigurent l'avenir, les labels et certifications.

L'éclairage

Dans les secteurs résidentiels, bien qu'étant apparues, les lampes Basse consommation se substituent lentement et progressivement aux lampes à incandescences, amenées à disparaitre. Le climat chaud est idéal pour le fonctionnement comme en atteste le succès des campagnes de diffusion LBC dans les départements d'outre-mer.

Dans le bureau, les tubes T8 sont progressivement remplacés par les tubes T5 plus efficaces. Dans les bureaux, une bonne conception doit permettre une puissance installée inférieure à 10 W/m^2.

Mais c'est sur le progrès en matière de gradation et de détection de présence qui apporteront une économie d'énergie substantielle. Il est en effet important de corriger le comportement des usagers, qui n'éteignent pas la lumière artificielle lorsque la lumière naturelle est suffisante, ou lorsqu'ils quittent une pièce.

La technologie d'avenir LED équivaut à présent aux meilleures lampes fluo compactes, avec l'avantage d'être cinq fois plus durables. L'évolution est loin d'être terminée, d'autant plus que se profile déjà une autre révolution avec les Oleds (Organic light-emitting diode).

L'offre commerciale pour le résidentiel commence à s'étoffer et, dans le secteur tertiaire, de grands projets de bureau commencent à être équipés entièrement en LED.

Bureautique

En matière de bureautique, l'écran plat a apporté un énorme progrès avec une consommation 4 fois moindre que les vieux tubes cathodiques. L'industrie progresse également en matière de consommation des micropresseurs et d'alimentation. Mais c'est surtout la gestion des veilles qui est essentielle notamment par l'activation de gestion d'énergie (Label Energy Star). Par ailleurs, comme pour les autres appareils – photocopieuses, imprimantes, télécopieurs – le plus gros gisement d'énergie concerne le fonctionnement en mode « veille ».

À ce sujet de gros progrès sont attendus sous l'impulsion d'une proposition récente de règlement de la Commission européenne (cf. § suivant).

Appareils électriques domestiques

L'étiquette énergie UE obligatoire pour certain appareils, permet de classer l'efficacité énergétique, mais donne également d'autres informations utiles au client, l'aidant dans son choix entre différents modèles. Ce label peut servir de support précieux en matière de réglementation ou d'actions MDE.

En matière d'amélioration des performances, la proposition européenne sur les veilles domestiques, pour les téléviseurs, magnétoscopes, chaînes hi-fi… dont l'essentielle de la consommation se situe hors usage permettra de faire un saut quantitatif en matière d'efficacité énergétique. Les nouvelles contraintes imposeront, par exemple, que la consommation des appareils en veille ne devra plus dépasser 1 W d'ici à 2010 (2 W si l'appareil en question possède un système d'affichage d'informations, tel un écran LCD). Ce niveau de consommation électrique admissible sera ensuite abaissé à 0,5 W (ou un 1 W pour les mêmes appareils que précédemment) en 2013. Ces mesures permettront d'économiser 73 % de l'énergie utilisée en mode veille.

Climatisation

Ces dernières années plusieurs tendances se dégagent :

- Après une longue stagnation, les groupes froids centralisés progressent en matière de performance (EER). Les appareils terminaux – et notamment les ventilo convecteurs – bénéficient de nouvelles technologies de moteurs à commutation électronique (consommation électrique divisée par 3).
- On constate une pénétration importante des VRV ou DRV technique récente dans les immeubles de taille moyenne.
- La technique inverter se généralise sur les climatisations individuelles.
- Les GTB avec le coût de l'énergie deviennent un équipement indispensable de maîtrise de l'énergie.

Pour connaître les réelles performances d'un équipement, l'organisme Eurovent certifie les performances des climatiseurs, groupe froid, centrale de traitement d'air.

En matière de fluides frigorifiques, les plus utilisés sont les HFC, inoffensifs vis-à-vis de la couche d'ozone (zéro ODP), mais non, vis-à-vis de l'effet de serre (GWP Global Warming potential). Les systèmes traditionnels à eau glacée limite la quantité de fluide en mouvement, cependant il n'en est pas de même pour les VRV, technique en fort développement (potentiel important de fuite). La climatisation individuelle pose la question de la diffusion et récupération de ces fluides en fin de vie.

Face à cette problématique, de « nouveaux » fluides zéro ODP et zéro ou faible GWP apparaissent :

– l'eau (le R-718 en langage de frigoriste) ;

– le CO_2.

Un fabricant va proposer prochainement des machines VRV fonctionnant au CO_2 avec une bonne efficacité (EER). Notons que les machines à absorption utilisées, notamment en climatisation solaire à l'ammoniaque ou au bromure de lithium fonctionnent également sans fluide non polluant.

Tableau 22 – Équivalent effet de serre de fluide frigorigène

	R134a	R 407c	R410 a	R 718	CO2	Ammoniaque
GWP à 100 ans en équivalent kg de CO_2	1 300	1 530	1 730	0	1	0

Concernant la climatisation solaire, malgré un potentiel de développement important, force est de constater que toutes les réalisations actuelles demeurent expérimentales et sont fortement subventionnées. Trois technologies émergent :

Tableau 23 – Efficacité des installations solaires

Filières	Ratio efficacité énergie primaire	Capteurs	Coût par unité de KW puissance de froid
Machines à adsorption	0,6 à 0,65	Possibilité d'utiliser des capteurs plans	1 400 et 600 €/KW selon la taille de l'installation
Machines à absorption simple effet	0,6 à 0,7	Possibilité d'utiliser des capteurs plans	600 et 300 €/KW selon la taille de l'installation
Machines absorption double effet	1 à 1,1	Capteurs sous vide	

Le coût d'investissement initial et l'absence de réseau de professionnels structurés sont les freins à lever pour un développement de la filière. Notons cependant que le climat de N.-C. se prête bien à l'application de ce type de technologie qu'il serait intéressant d'expérimenter.

Ventilation

La RT2005 limite à 0,25 W/ (m^3/h) d'air véhiculé la consommation des ventilateurs. Les meilleurs technologies actuellement permettent de descendre en dessous de 0,13 W/ (m^3/h) avec des moteurs à commutation avec des roues et transmission optimisées. La conception du réseau aéraulique (limitation des pertes de charges) et la maîtrise des fuites (en moyenne 13 %) sont également déterminants sur les consommations. Enfin la modulation des débits grâce à la variation de vitesse permet d'ajuster précisément les débits aux besoins, détectés par des indicateurs appropriés (sonde humidité, CO_2, présence, niveau d'activité). L'installation d'une commande d'horloge permet également des économies substantielles dans les installations existantes.

Circulateurs

Les pompes de circulations d'eau, notamment pour la circulation d'eau glacée, sont également un gros poste de dépenses électriques. Les pompes sont souvent surdimensionnées et fonctionnent en permanence. Le remplacement des moteurs asynchrones par des moteurs à commutation couplés à des aubes optimisées permet une baisse de la consommation d'électricité annuelle des circulateurs de 60 % ou plus.

Tableau 24 – Labels, étiquettes énergie et certifications

Label, étiquette, certification	Domaine d'application
Label énergie UE	À la suite de différentes directives européennes (92/75/CEE, 94/2/CE, 95/12/CE, 96/89/CE, 2003/66/CE…), la plupart des appareils électroménagers, les ampoules électriques et les voitures, logements (pas dans tous les pays pour l'instant) doivent avoir une **étiquette-énergie** (ou **étiquette Énergie**), bâtiments… L'efficacité énergétique de l'appareil est évaluée en termes de *classes d'efficacité énergétique* notées de A++ à G. La classe A++ étant celle au rendement optimum, G la moins efficace. Les étiquettes fournissent également d'autres informations utiles au client, l'aidant dans son choix entre différents modèles.
Eurovent	Eurovent Certification certifie les performances de produits de climatisation et de réfrigération, en accord avec les normes européennes et internationales. L'objectif est d'accroître la confiance du consommateur en créant une plate-forme commune pour tous les fabricants et en améliorant l'intégrité et la précision des performances affichées par l'industrie.
Energy Star	Le label Energy Star se retrouve sur la plupart des ordinateurs actuels (et il s'applique également aux écrans, fax, scanners, photocopieuses et imprimantes). Les appareils qui ont ce label peuvent passer automatiquement en mode veille lorsqu'ils ne sont pas effectivement utilisés, ce qui permet d'importantes économies d'énergie. http://www.energystar.gov
TCO	Ce label est présent sur les écrans plats (LCD), les unités centrales, les claviers et les ordinateurs portables. Ce label indique que le produit est ergonomique et que le processus de fabrication intègre des aspects environnementaux (facilité de démontage et recyclage). Le produit doit également répondre à des exigences d'économie d'énergie et d'émission d'ondes électromagnétiques. Apparu en 1995 (TCO 95), le label a été revu en 1999 (TCO 99) et en 2003 (TCO 03).

2.2.4. Les démarches environnementales à l'échelle urbaine

La dimension de l'aménagement urbain est essentielle pour parvenir à valoriser des ressources du site, qu'elles soient énergétiques (éolien, biomasse, solaire) ou climatiques (régimes des vents, des températures d'air, des pluies) et à la maîtriser des nuisances (bruits, pollution, déchets). L'émergence du concept d'éco-quartier met en avant les performances écologiques, notamment sur les thématiques liées à la mobilité, l'énergie, l'eau, les déchets, les matériaux de construction et de la gestion/dépollution des sols.

Il n'existe pas à proprement parler de méthodologie développée spécifiquement des problématiques pour les zones tropicales insulaires.

Pour ce qui concerne l'audit environnement et la conception durable à l'échelle urbaine durable, deux outils sont transposables :

Analyse environnementale urbaine

L'AEU est une méthode développée par l'ADEME depuis 1996 qui permet d'intégrer les préoccupations environnementales et énergétiques dans les projets de planification territoriale et d'urbanisme opérationnel.

L'AEU repose sur une analyse globale du territoire, organisée autour de différentes thématiques :

• L'énergie

• Le climat

• Les déplacements

• Le bruit

• Les sites et sols pollués

• La biodiversité et le paysage

• Les déchets

• L'eau et l'assainissement

Elle se compose tout d'abord d'un diagnostic pluridisciplinaire puis de préconisations permettant de répondre aux objectifs du projet tout en tenant compte des potentialités et contraintes du site. La méthode constitue un bon outil d'aide à la décision et permet de bien identifier les différents enjeux avant de se prononcer sur un futur projet d'aménagement.

Maximisation Method for Sustainable Urban Design

Cette méthode de conception élaborée aux Pays-Bas peut être transposée aux climats tropicaux. Il s'agit d'une démarche passant de l'analyse au concept à partir de plusieurs thèmes structurants :

• Le paysage

• Le sol et la nature

• L'eau

• Les déplacements

• L'énergie

• L'archéologie (aspect du patrimoine culturel)

Chaque thématique, située en plan, est confrontée pas à pas avec les autres thématiques.

En matière d'évaluation des actions à l'échelle urbaine et territoriale, deux outils permettent de réaliser des états précis sur une batterie d'indicateurs environnementaux à chaque évolution d'un projet urbain :

Bilan Carbone™ : la mesure de la décarbonisation

Le module de la méthode Bilan Carbone™ de l'ADEME adaptée aux collectivités territoriales évalue les émissions de GES, directes et indirectes, générées par les activités présentes sur le territoire, concernant les habitants, les entreprises, les administrations.

Les secteurs d'activités concernés sont l'industrie, le tertiaire, le résidentiel, l'agriculture et la pêche, le transport. Dans le cadre du transport sont prises en compte les émissions directes générées sur le territoire (exemple des émissions liées au déplacement des marchandises sur le territoire), ainsi que les émissions indirectes générées en dehors du territoire (exemple des transports hors territoire et nécessaires à son approvisionnement). Les résultats obtenus permettent d'identifier des actions relatives à l'organisation des activités sur le territoire étudié : relocalisation de filière de production, organisation des modes d'échanges, aménagement du territoire.

Par exemple, le Bilan Carbone™ du futur quartier Dumbea a permis de définir les postes les plus émetteurs en termes de rejets de GES comme le transport.

Sustainable Built Environment : SB tool

SBTool résulte d'une initiative canadienne de 1996, tournée vers l'international (International Initiative for a Sustainable Built Environment, IISBE). La méthode est fondée sur un tableur composé de 3 modules :

– SBT07-A : définition du contexte et des pondérations propres au projet.

– SBT07-B : informations sur le site et les caractéristiques du projet.

– SBT07-C : auto-évaluations basées sur les données rentrées en A et B.

Les thèmes abordés comprennent l'échelle urbaine (en A et B principalement) :

A - Sélection du site, organisation du projet et développement

B - Énergie et consommation des ressources

C - Impacts environnementaux

D - Qualité environnementale intérieure

E - Qualité des services

F - Aspects socio-économiques

G - Aspects culturels et perceptuels

Le thème A (sélection du site, organisation du projet, design urbain et développement du site), comporte une liste d'exigences relatives à l'emplacement et à l'aménagement du site telles que :

– la proximité de lignes de transports en commun (A1.6) et la prise en compte des déplacements générés (A1.7, 8 et 9) ;

– la priorité donnée aux modes de déplacements doux (A3.3, 4 et 5) ;

– le respect des densités de développement et de diversité fonctionnelle (A3.1 et 2) ;

– le choix d'un emplacement approprié pour le bâtiment, si possible en réutilisant des sites déjà artificialisés et éventuellement contaminés (à réaménager, A1.5) ;

– l'éventuel maintien d'une activité de type agriculture urbaine (A1.2) ;

– la possibilité de solutions alternatives de gestion de l'eau (A2.4) et de ressources d'énergies renouvelables (A2.1 et 9) ;

– la contribution de la végétation au confort des espaces extérieurs (A3.8).

Le système offre un cadre de notation à partir d'une boîte à outils, et devient un système de crédits seulement lorsque l'utilisateur le calibre pour la région d'application, en pondérant les différents critères. La méthode, modulaire, est considérée comme flexible, permettant d'intégrer des données de référence en fonction des valeurs régionales, et pouvant ainsi s'appliquer à une échelle locale.

2.3. Propositions d'amélioration en matière de MDE dans le domaine du bâtiment et des équipements en Nouvelle-Calédonie

2.3.1. Les outils de l'efficacité énergétique

Les moyens d'agir sur l'efficacité dans le bâtiment peuvent être classés en 4 catégories :

• *Faire connaître, sensibiliser*

L'usager final – grand public, entreprise – connaît mal sa consommation d'énergie et les implications qu'elle induit sur la collectivité et l'environnement. Faire partager au plus grand nombre, les enjeux énergétiques et climatiques et l'intérêt des actions de maîtrise de l'énergie fait partie du premier socle de base d'une politique énergétique et environnementale. Dans le cadre du débat mondial sur la raréfaction des ressources fossiles d'énergie et de la concrétisation des premiers effets tangibles de l'effet de serre, on peut dire qu'il existe une réelle attente de messages clairs pour placer les usagers dans l'action plutôt que dans un stress.

Synonyme d'impuissance. Les différents modes de communication peuvent être engagés : campagne grand public (par exemple, spot publicitaire), sensibilisation scolaire, faire connaître les incitations fiscales, organisation de séminaires et salons sur les économies d'énergies, campagnes de sensibilisation à destinations de certains secteurs ou maître d'ouvrage, visites d'opération exemplaires, voyage d'études…

• *Convaincre*

Un deuxième niveau d'information consiste à aller au-delà des cordes sensibles du civisme (lutte contre l'effet de serre), du patriotisme (indépendance énergétique), pour se situer sur le terrain de la raison. Il s'agit de montrer, preuve à l'appui, que l'intérêt de la collectivité et celui du décideur final coïncident… L'exercice consiste à se placer sur le terrain économique et démontrer l'intérêt des démarches ou solutions proposées pour le décideur. On distingue deux cas figures :

– solutions permettant des économies d'investissement (ou sans surinvestissement) et de fonctionnement (par exemple, conception bioclimatique liée à l'orientation, la forme du bâtiment…) ;

– solutions à moindre coût de fonctionnement, mais nécessitant un surinvestissement initial.

Dans le deuxième cas, plus fréquent, l'exercice consiste à démontrer l'intérêt économique en termes de coût global ou temps de retour. La difficulté surgit lorsque l'investisseur et le futur usager ou gestionnaire (celui qui empoche les bénéfices de l'action) ne sont pas confondus.

Le mode de diffusion de ce type d'information utilise des canaux comme les fiches ou brochures permettant d'optimiser les choix techniques, argumentaire économico-technique des bonnes pratiques, guide de conception, opérations de démonstrations, des émissions ou reportable thématique audiovisuels…

•*Inciter*

Convaincre par le coût global n'atteint souvent qu'une faible proportion de décideur. Pour engager un réel mouvement dans un marché et créer des conditions de compétitivité de nouvelle filière, il est nécessaire dans un premier temps de combler tout ou partie du surcoût d'une action de maîtrise de l'énergie. Dans ce type d'action, les institutions souhaitent

modifier de façon active la grille de décision du décideur final en fonction d'objectifs qu'elles se sont fixés. Les incitations peuvent être d'ordre :

– financières pour l'aide à la décision : diagnostic thermique, faisabilité énergétique pour certaine filière… ;

– tarifs d'achats des énergies renouvelables ;

– aides directes pour supporter une partie du surinvestissement nécessité par la mise en œuvre d'une action d'efficacité énergétique ou ENR ;

– fiscal par des règles de défiscalisation, crédit d'impôt ;

– indirecte par la mise en place de label, permettant éventuellement d'obtenir des compensations (bonification de cos…).

La finalité est d'améliorer la rentabilité économique des actions. Ces incitations n'ont pas en générale vocation de perdurer au-delà de l'atteinte d'une certaine maturité de marché devenu concurrentiel.

• *Contraindre*

La puissance publique peut imposer aux concepteurs de bâtiments l'obligation de respecter des règles de conception précises, interdire certaine catégorie d'appareils et prescrire des comportements (consignes de climatisation). C'est le mode d'action le plus efficace car il s'impose à tous. Ce type de démarche nécessite de faire la preuve de la pertinence économique des règles imposées. Elle nécessite un consensus des acteurs impliqués : il s'agit souvent d'entériner les bonnes pratiques et les imposer au plus grand nombre. Une autre forme de contrainte pour inciter les maîtres d'ouvrages à investir dans des actions MDE : par l'obligation d'affichage énergétique attesté par un diagnostic de performance énergétique.

Dans le paragraphe suivant, on examine, en partant du diagnostic des potentialités de la N.-C., des actions menées en cours dans l'île, de l'état de l'art en matière de MDE ; quelques pistes et actions sont envisageables à moyen et long termes.

2.3.2. Les pistes d'actions en l'efficacité énergétique

Partant des postes de consommations, on croise dans les tableaux qui suivent le potentiel naturel et les actions de la politique MDE actuelle, pour proposer les pistes d'actions qui nous semblent les plus pertinentes, en s'inspirant des expériences menées en matière de MDE dans le domaine du bâtiment et des équipements, dans des pays confrontés aux mêmes problématiques en distinguant les actions dans le neuf et l'existant.

Tableau 25 – Pistes d'actions à envisager dans le neuf et l'existant

	Potentiel	État des lieux	Actions en cours	Pistes et actions à envisager dans le neuf
Confort hygrométrique dans le résidentiel	L'étude détaillée des caractéristiques du climat montre qu'une approche bioclimatique (protection solaire, ventilation traversante) apporte un niveau de confort tout à fait acceptable	Taux de croissance important de la climatisation Freins : acoustique en milieu urbain, moustiques	Actions pour sensibiliser et convaincre	Continuer les actions de sensibilisation **Sensibiliser** sur la sobriété énergétique et bannir le gaspillage **Convaincre :** – réactualiser les ouvrages sur la climatisation naturelle – guide sur la climatisation individuelle dans le résidentiel – HQE ou approche environnementale : adapter les approches aux contextes calédoniens (voir expérience DOM) – animer les différentes filières des professionnels (protection solaire, isolation, climatisation individuelle) pour diffuser les bonnes pratiques et outils de conception **Inciter :** s'appuyer sur Ecocal pour lancer des opérations expérimentales (conditionner les primes ou avantages cos à l'atteinte des objectifs) Appuyer le développement des certifications (opérations de certifications HQE Certivea en cours) en conditionner les primes ou avantages cos à l'atteinte des objectifs **Contraindre :** mise en place d'une réglementation thermique évolutive
Confort hygrométrique dans le Tertiaire	Une réduction des apports internes et des apports climatiques permet : – d'éviter le fonctionnement de la climatisation en saison fraîche – de limiter de façon	Poste important de consommation importante (50 % pour les immeubles climatisés)	Actions pour sensibiliser et convaincre	**Sensibiliser** sur la sobriété énergétique et bannir le gaspillage **Inciter :** la **climatisation solaire** est une voie prometteuse L'expérimentation de quelques réalisations permettra très vite de cerner le potentiel de développement de cette technique L'intérêt du **stockage de froid** mérite d'être examiné sur quelques opérations de démonstration **Convaincre :** réaliser un guide spécifique à la N.- C. sur la

	importante la consommation de climatisation et la puissance appelée			climatisation dans le tertiaire **Contraindre :** mise en place d'une réglementation thermique évolutive
Confort hygrométrique dans les établissements d'enseignement	Une approche bioclimatique (protection solaire, ventilation traversante) apporte un niveau de confort acceptable dans les classes	Le point sensible de l'acoustique entre les classes est surmontable par une bonne conception		**Sensibiliser** sur la sobriété énergétique et bannir le gaspillage **Convaincre :** établir des guides et cahier des charges pour une bonne conception bioclimatique des établissements d'enseignement neufs (exemple QEA Guyane)
Éclairage **Naturel** **Artificiel**	Le niveau de lumière naturelle important permet d'envisager des taux de couverture important > 85 % des besoins pour le secteur bureau		Pas d'action Incitation à usage des LBC	Secteur résidentiel : campagnes LBC **Convaincre :** former les bureaux à l'optimisation de la lumière naturelle Secteur bureau : envisager l'introduction de contraintes indirectes dans le cadre d'une réglementation thermiques
Les appareils bureautiques			Pas d'action	Action de **sensibilisation** sur : – une attitude de **sobriété** dans l'usage des appareils – l'activation des « veilles » et la mise en œuvre de « coupe veille » **Contraindre :** envisager – l'obligation de l'étiquetage – l'interdiction de certaines catégories d'appareils peu performants
Les appareils électroménagers			*idem*	
ECS	L'ensoleillement permet une couverture solaire >	Faible développement du	Aides au particulier	**Inciter :** les aides actuelles à l'ECS solaire sont suffisantes Subventionner les études de faisabilité pour les bâtiments

	90 % des besoins	solaire Existant d'une offre professionnelle solaire		collectifs et tertiaires **Convaincre :** animation des professionnels pour diffuser les bonnes pratiques **Contraindre :** ECS solaire : passage de l'incitation à l'obligation dans le cadre d'une réglementation thermique Chauffe-eau électrique : interdiction à terme
Énergie renouvelable photovoltaïque	L'ensoleillement local offre une productivité particulièrement intéressante 1 350 kWh/kWc Éolien urbain : la vitesse d'air moyenne de 5,5 m/s à Nouméa permet d'envisager le développement du petit éolien urbain	Indétermination de prix de rachat du kWh solaire		**Inciter :** les aides actuelles avec la loi de défiscalisation sont suffisantes Le coût de rachat du kWh doit être fixé pour permettre des temps de retour inférieur à 10 ans Encourager quelques opérations de démonstrations éoliennes urbaines pour évaluer la faisabilité d'une filière Subventionner les études de faisabilité pour les bâtiments collectifs et tertiaires **Convaincre :** animation des professionnels pour accélérer les procédures administratives **Contraindre :** réorganiser les services pour accélérer les procédures administratives

Dans l'existant, les actions sur les équipements sont identiques. En revanche sur l'enveloppe, les limitations morphologiques et structurelles des bâtiments existants nécessitent une approche spécifique.

	Potentiel	État des lieux	Actions en cours	Pistes et actions à envisager dans l'existant
Confort hygrométrique dans le résidentiel	Potentiel climatique : *idem* neuf Contrainte morphologique et structurelle limite les champs d'actions en réhabilitation	Taux de croissance important de la climatisation Freins : acoustique en milieu urbain, moustiques		Actions de sensibilisation pour traiter les « épaves thermiques » **Convaincre :** guide sur la réhabilitation environnementale : adapter les approches d'audit du résidentiel au contexte calédonien et à l'existant **Inciter :** mise en place d'une procédure d'audit énergétique adaptée au contexte calédonien **Contraindre :** mise en place d'une réglementation thermique sur l'existant
Confort hygrométrique dans le Tertiaire	Milieu physique : *idem* neuf Contraintes morphologique et structurelle limitent les champs d'actions en réhabilitation	Poste important de consommation importante (50 % pour les immeubles climatisés)		Actions de sensibilisation pour traiter les « épaves thermiques » **Inciter :** mise en place d'une procédure d'audit énergétique et environnementale adaptée au contexte calédonien aider financièrement les audits **Convaincre :** réaliser un guide spécifique à la N.-C. sur la réhabilitation environnementale dans le tertiaire **Contraindre :** mise en place d'une réglementation thermique (dans un premier temps, fixer les garde-fous par composants
Confort hygrométrique dans les établissements d'enseignement	Milieu physique : *idem* neuf Contraintes morphologique et structurelle limitent les champs d'actions en réhabilitation	Premiers cas de climatisation dans les lycées		Initier des actions de **sensibilisation** pour éviter la pénétration de la climatisation dans les établissements d'enseignements **Convaincre :** établir des guides et cahier des charges pour une bonne conception bioclimatique des établissements d'enseignement en réhabilitation (exemple Sikodom) **Inciter :** aider financièrement les audits **Contraindre :** réflexion sur les rythmes scolaires et notamment la coïncidence de la rentrée avec le pic de la saison chaude

2.3.3. L'étape fondamentale d'une réglementation thermique

Comme on peut le voir dans les tableaux précédents, la colonne vertébrale d'une politique de maîtrise de l'énergie repose sur la mise en place d'une réglementation thermique. En effet, une réglementation thermique exprime, donne toute la cohérence et la lisibilité à la politique énergétique et environnementale. Le chantier d'une réglementation nécessite une connaissance précise des tenants et aboutissants, c'est-à-dire le climat, les consommations, les consommateurs et les acteurs. Cette connaissance fine traduite en termes d'indicateurs, de garde-fous, de niveaux de référence à atteindre en fait un référentiel pour toutes les actions y compris pour les labels ou certifications qui s'appuient dessus pour définir leur propre objectif. Par exemple, le label Bâtiment basse consommation se définit comme un niveau de consommation 50 % moindre que le niveau de référence défini par la réglementation. C'est donc un instrument incontournable qui oblige à définir des objectifs clairs et précis sur le long terme. Le chantier lourd d'une réglementation comporte plusieurs étapes essentielles :

Tableau 26 – Les étapes d'une réglementation thermique

	Étape nécessaire	Objectifs
1. Climat	Connaissance du climat	Zonage de l'île Détermination des conditions de base pour dimensionner les installations
2. Les consommations	Connaissance fine du profil de consommation et puissance appelée de chaque secteur Projection sur moyen et long termes	Détermination des objectifs énergétiques et environnementaux à moyen et long termes
3. Les études préalables	Structurer la réglementation	Se fixer les objectifs à long terme Définir les indicateurs Se donner un cadre de référence pour fixer les curseurs réglementaires
4. Concertation avec les acteurs	Fixer les curseurs en fonction de l'acceptabilité des acteurs économiques	Établir des scénarios énergétiques, environnementaux et économiques Approche économique avec les maîtres d'ouvrage pour régler les curseurs aux niveaux des bonnes pratiques

2.3.4. Les actions transversales

L'approche sectorielle des paragraphes précédents doit être complétée par des actions transversales :

• *Agir à l'échelle urbaine*

C'est à l'échelle urbaine que se joue une bonne partie des enjeux énergétiques globaux :

– le couplage des thématiques transports / habitat pose la problématique de l'étalement urbaine ;

– le concept de bâtiment producteur d'énergie oriente vers une certaine morphologie urbaine ;

– enfin la définition des masters plans détermine *in fine* le champ d'actions des concepteurs de bâtiment.

Une conception urbaine, non attentive aux problématiques MDE et environnementale peut obérer considérablement les possibilités de développement de solutions environnementales. La définition des PDU, la détermination des masters plans, la définition des morphologies et volumes doit être accompagnée par des spécialistes pour optimiser les choix en matière :

- D'affectation des parcelles pour réserver les zones les plus ventées et plus calmes au résidentiel, conditions nécessaires pour la mise en œuvre de la climatisation naturelle traversante.
- Dessin des voiries pour minimiser l'exposition solaire des façades de bâtiments en saison chaude.
- D'énergie renouvelable pour préserver la capacité des toitures à rendre le bâtiment producteur d'énergie et répondre au challenge futur de ville positive.
- Développement de réseaux collectifs pour valoriser les rejets énergétiques industriels ou l'exploitation de l'eau de mer comme source froide pour développer un réseau eau glacée…

Pour n'occulter aucun enjeu, et traiter les problématiques dans leur intégralité, deux actions sont proposés :

- Un guide pointant les problématiques environnementales particulières de la N.-C. à l'échelle urbaine.
- La mise au point des cahiers des charges types pour mieux prendre en compte le volet environnementale à l'échelle urbaine et les études préalables à réaliser : bilan carbone, simulation du vent dans le contexte urbain pour optimiser la ventilation traversante, simulation de l'ensoleillement, optimisation des surfaces captâtes pour le photovoltaïque, simulation pour le développement de l'éolien urbain.

• *Former*

La taille de la N.-C. ne lui permet pas d'avoir les compétences techniques pointues dans tous les domaines couverts par le MDE ou l'approche environnementale du bâtiment. Pour réduire ce frein au développement de l'efficacité énergétique, une évaluation des besoins de formation en matière de maîtrise de l'énergie, d'énergie renouvelable doit être dressée. L'absence de compétences dans certains domaines pourra être vite comblée à partir du moment où une demande émerge (par exemple, les audits énergétiques). Une fois ce besoin connu, des formations *ad hoc*, en partie subventionnées, ont été organisées en partenariat avec le CTME et les acteurs importants du secteur (par exemple, une formation HQE).

3. La maîtrise de l'énergie dans le domaine industriel

3.1. État des lieux de la MDE dans le domaine industriel en Nouvelle-Calédonie

3.1.1. Le potentiel d'efficacité énergétique des systèmes industriels et la valorisation des déchets

L'accroissement de l'efficacité énergétique des systèmes industriels est un enjeu important pour les prochaines années avec pour objectif de réduire les émissions de GES dans l'atmosphère (le dioxyde de carbone principalement) et de préserver les réserves en

combustibles fossiles grâce à la diminution de la demande énergétique. Pour cela, les gisements d'énergie (déchets industriels de chaleur, urbains, agricoles…) doivent être identifiés, évalués puis valorisés grâce à une méthodologie adaptée et une approche des procédés dans leur globalité.

3.1.1.1. Généralités sur les gaz à effet de serre et les changements climatiques

Lorsque le rayonnement solaire atteint l'atmosphère terrestre, une partie (environ 28,3 %) est directement réfléchie, c'est-à-dire renvoyée vers l'espace. Les rayons incidents non réfléchis sont absorbés par l'atmosphère (20,7 %) et/ou par la surface terrestre (51 %). Cette dernière partie du rayonnement absorbée par la surface du sol lui apporte de la chaleur, autrement dit de l'énergie, qu'elle restitue à son tour en direction de l'atmosphère sous forme de rayons infrarouges lointains. Ce rayonnement est alors absorbé en partie par les GES ce qui réchauffe l'atmosphère. Enfin, cette chaleur est réémise dans toutes les directions, notamment vers la Terre. Ce rayonnement retournant vers la Terre est responsable de l'effet de serre responsable de l'élévation de la température de la surface terrestre. Sans ce phénomène, la température moyenne sur Terre chuterait d'abord à -18 °C avant de se stabiliser vraisemblablement vers -100 °C.

Le climat de la Terre dépend donc de nombreux facteurs, tels que :

- l'augmentation de la concentration en GES qui réchauffe l'atmosphère ;
- l'accroissement de la teneur en aérosols (micropoussières en suspension dans l'air) qui refroidit la Terre en renvoyant le rayonnement solaire incident comme une multitude de micromiroirs ;
- la quantité d'énergie provenant du soleil ;
- ou encore les propriétés physiques de la surface de la Terre (terre, mers, glaces…).

Quand les activités humaines ou naturelles modifient l'un de ces facteurs, ceux-ci provoquent un réchauffement ou un refroidissement de la planète car ils modifient la quantité d'énergie solaire qui sera absorbée ou réfléchie dans l'espace. Des mesures ont montré que les concentrations atmosphériques de GES, telles que le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4) et l'oxyde nitreux (N_2O), ont augmenté de façon notable depuis 1750 et que l'on assiste à une accélération de ce phénomène ces dernières années. Aujourd'hui, la concentration en GES dépasse de loin leurs niveaux préindustriels. Les scientifiques admettent maintenant que les changements climatiques en cours sont dus à une augmentation de la température moyenne de la Terre, elle-même corrélée à l'accroissement des niveaux de GES dans l'atmosphère.

Pour réagir à cette modification de notre environnement, l'Organisation des Nations unies a rédigé une Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Cette Convention a été le point de départ d'une prise de conscience des pays industrialisés pour entamer des efforts visant à lutter contre le réchauffement de la Terre. En 1992, « Le Sommet de la Terre » au Brésil a conduit à l'élaboration du traité climatique qui est entré en vigueur le 21 mars 1994 ; il a été à l'origine du protocole de Kyoto de décembre 1997. Ce dernier comporte des engagements absolus et contraignants de réduction, pour 38 pays industrialisés, des émissions de six GES : le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde nitreux, les hydro fluorures de carbures, les hydrocarbures perfluorés et l'hexafluorure de soufre. Entre 2008-2012, les pays développés devront réduire leurs émissions en moyenne de 5,2 % pour revenir à des niveaux inférieurs à ceux de 1990. Des objectifs différents ont été fixés pour chaque pays ou régions. Le paquet énergie-climat récemment adopté par l'Union européenne (UE) et le Grenelle de l'environnement en France ont précisé ces objectifs.

Le protocole a également mis en place un mécanisme de permis négociables afin d'encourager le plus rapidement possible l'amélioration des systèmes de production les plus polluants et les moins efficaces. Malgré l'absence de ratification du Protocole par l'ensemble des pays de la planète (ratification par 172 pays à l'exception notable des États-Unis) et un doute persistant sur l'efficacité des mesures à prendre en regard des contraintes techniques, économiques et sociales qu'elles induisent, l'Union européenne a maintenu sa position de réduire ses émissions de CO_2.

Tableau 27 – Sources, leur durée de vie dans l'atmosphère et leur potentiel de réchauffement relativement au CO_2 des principaux GES

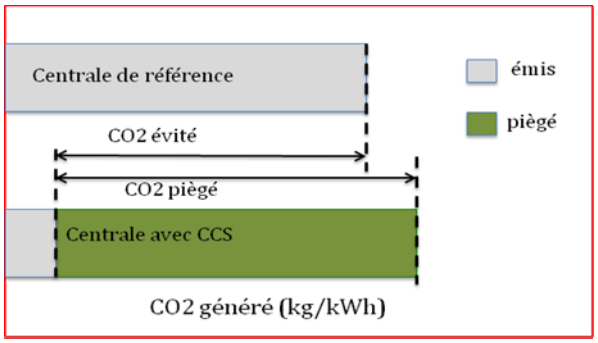
Gaz	Source	Durée de vie	Potentiel de réchauffement relativement au CO_2
Doioxyde de Carbone CO_2	Combustion de combustibles fossiles, Ciment	≈ 100	1
Méthane CH4	Rizière, bétail, dégradation de la biomasse, production d'hydrocarbure	12	21
Oxyde nitreux	Fertilisant, combustion de combustibles fossiles, agriculture	120	310
Hydrofluorocarbones	Industries, réfrigérants	1-5 à 264	140 à 11 700
Perfluorocarbones	Industrie, aluminium, industries électroniques, retardeurs de feu dans l'aviation, solvant	2 600 à 50 000	6 à 7
Hexafluoride de soufre (SF_6)	Industries électroniques, Isolation	3 200	23 900

Le tableau reporte les six principales sources de GES, leur durée de vie dans l'atmosphère et leur potentiel de réchauffement relativement au CO_2. Les trois premiers GES sont directement issus de la combustion de combustibles fossiles et parmi eux, le CO_2 est le plus important car il est responsable d'environ 80 % de l'accroissement global du réchauffement, même si son potentiel de réchauffement est faible et que sa durée de vie est relativement courte dans l'atmosphère (100 ans). Malgré tout, le dioxyde de carbone est considéré comme le GES d'origine anthropique le plus important. Sa concentration atmosphérique (379 ppm en 2005) est actuellement bien plus élevée qu'elle ne l'a jamais été au cours des 650 000 dernières années où elle oscillait naturellement entre 180 et 300 ppm. Aujourd'hui, elle augmente plus rapidement qu'elle ne l'a jamais fait depuis l'introduction des mesures systématiques en 1960, la raison principale est attribuée à l'utilisation croissante de combustibles fossiles et, dans une moindre mesure, des changements d'affectation des terres. Par exemple, les émissions de dioxyde de carbone provenant de l'utilisation de combustibles fossiles sont passées de 6,4 Gt par an dans les années 1990 à 7,2 Gt de carbone par an pour la période 2000-2005. Les concentrations atmosphériques de méthane et d'oxyde nitreux ont, elles aussi, fortement augmenté depuis l'époque préindustrielle, elles résultent en grande partie des activités humaines comme l'agriculture et l'utilisation de combustibles fossiles pour l'industrie et les transports.

Pour éviter ce scénario catastrophe, les industriels ont décidé d'activer parallèlement deux leviers : l'amélioration de l'efficacité énergétique de leurs procédés et la Captation-transport et Stockage des émissions de CO_2 (*Carbon Capture and Storage* CCS). On

introduira la notion de « CO_2 évité et capté ou piégé » (figure 1). La réduction nette des émissions dans l'atmosphère de la CCS dépendra de la proportion de CO_2 captée, de l'accroissement de la production de CO_2 résultant de la perte d'efficacité globale des centrales où des procédés industriels en raison du supplément d'énergie nécessaire pour le captage, le transport et le stockage du CO_2. Les estimations montreraient que le procédé CCS nécessite de 10 à 40 % d'énergie supplémentaire vis-à-vis d'un système de référence.

Figure 19 – Captage et stockage du CO_2 émanant de centrales électriques



Conclusion : l'industrie Calédonienne peut-elle s'inscrire dans une démarche d'accroissement de son efficacité énergétique et s'aligner sur les objectifs du protocole de Kyoto, du paquet climat de l'UE ou des recommandations du Grenelle de l'environnement ? Des niches de gisements d'énergie peuvent-elles être identifiées pour abaisser les taux d'émission de CO_2, principale source de GES en N.-C. et dans le monde ? Quels sont les potentiels de captage et de stockage du carbone en N.-C. ? Y a-t-il des ressources énergétiques renouvelables à valoriser en N.-C. et permettant de réduire les rejets de carbone ? Des réponses doivent être proposées.

3.1.1.2. Pour un accroissement de la maîtrise de l'énergie dans le domaine industriel

Les objectifs : la maîtrise de l'énergie doit s'appliquer dans tous les secteurs : l'habitat, le tertiaire (chauffage, climatisation, bureautique, appareils ménagers…), les transports terrestres, aériens et maritimes, ainsi que dans celui des gros consommateurs d'énergie : l'industrie (production thermique d'électricité, cimenterie, sidérurgie, raffinerie, papeterie…). Les scénarios de l'Agence internationale de l'énergie montrent que l'essentiel du potentiel de réduction des émissions de GES à l'horizon 2030 repose pour 29 % en moyenne sur les actions à mener en matière d'efficacité énergétique pour la demande en électricité et pour 36 % sur les gains obtenus sur la combustion de carbone fossile. Le paquet énergie-climat a repris ces constatations et s'est fixé comme premier objectif un gain de 20 % de l'efficacité énergétique des systèmes industriels afin de réduire proportionnellement les émissions de CO_2 à l'horizon 2020 grâce à une diminution de la consommation d'énergie.

Il faut mentionner que l'amélioration de l'efficacité énergétique du secteur industriel était de l'ordre de 2 à 3 % par an jusqu'en 1990, mais n'est plus que de 1 % par an depuis cette date. Cela montre que les industriels ont donc développé un effort continu et important sur le gain d'efficacité mais que, maintenant, sans rupture technologique dans l'exploitation de leurs procédés, les objectifs fixés du plan énergie-climat ne pourront être atteints.

Les actions de recherche : pour atteindre les objectifs de Kyoto, de nombreuses actions de recherche se développent dans le monde, en particulier en France, où l'Agence nationale de la recherche (ANR) a lancé au printemps 2009 un programme thématique de recherche sur l'« Efficacité énergétique et la réduction des émissions de CO_2 dans les Systèmes industriels (EESI) ». Cette réduction doit s'accompagner d'une diminution des

coûts de fonctionnement, de la préservation de la ressource d'où, au final, d'une économie pour le client. La mise en place de ces objectifs va générer un challenge technologique important susceptible de modifier profondément les modes de consommation énergétique. Les grandes orientations de ces programmes seront reprises dans les objectifs de développement proposés à la N.- C.

La réponse des industriels : la réponse des industriels devra intégrer les résultats de ces recherches et les derniers développements technologiques dans leur démarche énergétique et leurs procédés par une veille constante sur leur adaptabilité à des procédés industriels spécifiques. Près de 70 % de l'énergie finale consommée par ce secteur sont destinés à couvrir des besoins en chaleur (chaudières, fours, séchage, chauffage…), le reste relève pour l'essentiel de l'usage non thermique de l'électricité. Le gisement d'économie d'énergie est estimé à 20 % de l'énergie consommée, notamment sur les fours, les chaudières, les sécheurs, les moteurs électriques et thermiques et les procédés (chaleur fatale, optimisation exergétique des équipements et des systèmes). Le taux de renouvellement d'équipements industriels est d'environ de 5 à 6 % par an, ce qui confère à ce secteur des perspectives importantes d'innovation et de gain en matière d'efficacité énergétique. Cela devrait permettre de remettre en cause des concepts de base en intégrant des ruptures technologiques et de revisiter des procédés en effectuant des analyses exhaustives des principales filières. Les technologies innovantes et leur transfert à l'industrie sont potentiellement sources de valeur ajoutée et d'activités industrielles nouvelles.

Contrairement aux émissions des secteurs du bâtiment, du transport et de l'agriculture, les émissions par l'industrie de CO_2 sont centralisées (centrales thermiques, sidérurgie, cimenteries…) et, donc, potentiellement bien adaptées à une capture du CO_2 à la source. Étant donné que la mise en place des marchés d'émissions de CO_2 est de nature à pénaliser certaines industries à forte consommation énergétique (verre, ciments, sidérurgie, agro-industrie…), il est urgent de passer à des modes de production de chaleur intégrant une capture simultanée du CO_2 produit. Le secteur industriel va devoir en absorber les surcoûts tout en améliorant sa compétitivité. L'intégration technologique poussée des composants et systèmes de production-conversion d'énergie, à la capture simultanée du CO_2, doit permettre à la fois la réduction des coûts à productivité constante et la réduction des impacts environnementaux de ces activités industrielles. Par exemple, le développement de nouveaux modes de transport à grande distance de l'énergie, en particulier calorifique, permettra l'intégration de systèmes producteurs/utilisateurs. Il s'agit de favoriser des concepts intégrateurs de type « écologie industrielle », les pertes des uns devenant des sources d'énergie pour les autres, ce qui permet ainsi de limiter le recours massif aux ressources naturelles.

La production d'électricité, les cimenteries, la métallurgie, les verriers, les raffineries, etc. doivent s'inscrive dans une logique de réduction des émissions de CO_2 liée à trois leviers d'action :

- l'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés, la valorisation des déchets (chaleur, industriels, urbains, agricoles…) et l'identification de nouvelles sources d'énergie renouvelables permettant à terme une réduction des coûts de l'énergie ;
- la mise au point et le déploiement de nouvelles technologies pour capter et stocker le gaz carbonique ;
- le versement d'incitations financières et/ou de pénalités par les gouvernements ainsi que la mise en place de banques d'échange de permis d'émettre du CO_2.

Conclusion : cette révolution technologique dans l'approche des procédés peut amener à reconcevoir l'efficacité énergétique notamment à l'échelle de systèmes complets de production industrielle (définir l'énergie minimum nécessaire à l'élaboration du produit). L'énergie sera mieux utilisée ce qui permettra d'améliorer la compétitivité de l'entreprise, la qualité des produits, l'économie pour le client et enfin l'emploi.

3.1.2. Contribution à l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes industriels en Nouvelle-Calédonie

L'objectif de cette partie de ce document n'est pas de s'ingérer dans la politique et les choix stratégiques des industriels, mais de leur proposer de nouvelles approches et de nouveaux procédés susceptibles d'être déployés en N.-C. Pour cela, on s'appuiera sur des résultats de la recherche ou sur de nouveaux procédés utilisés, ou en cours d'évaluation dans le monde. Des pistes potentielles d'économie d'énergie seront soulevées ; l'expert ne peut en aucun cas se substituer à un bureau d'études ou dicter des stratégies industrielles.

Lors de la mission en N.-C., il n'a pas été organisé de rencontres de responsables de l'usine GoroNickel ni la visite de la centrale de Prony. Pour ces deux sites, l'expertise ne s'est effectuée que sur des données publiques et non techniques.

Près de 60 % de l'énergie primaire totale utilisée en N.-C. sont consacrés à une utilisation dans les domaines de la métallurgie (traitement du minerai) ainsi que de la production d'électricité (domestique, industrielle) et de chaleur (séchage et prétraitement du minerai de Nickel). C'est donc une industrie à forts besoins énergétiques en électricité et en chaleur avec des sources d'émissions qui se trouvent concentrées sur quelques sites rendant ainsi envisageable un futur captage et stockage du CO_2 émis (actuellement il n'est envisagé l'utilisation d'une technologie CCS (Carbon Capture and Storage) que sur les unités émettant au moins 100 000 tCO_2/an).

En s'inspirant des décisions récentes d'industriels et des gouvernements européens présentées précédemment, le gouvernement calédonien pourrait se donner comme objectif d'imposer une réduction de 20 % en moyenne des émissions de CO_2 à l'horizon 2020 (des négociations bipartites peuvent être envisagées sur des procédés spécifiques). En conséquence, les industriels calédoniens devraient, comme il est tenté dans le monde, améliorer de 20 % l'efficacité énergétique de leur procédé (objectif affiché du plan climat), avant même la capture du carbone. Dans un premier temps, le nombre de tonnes de CO_2/an/habitant émis par les Calédoniens diminuera d'une manière bien supérieure à celle provenant d'économies espérées dans les domaines domestiques, tertiaires ou des transports. Dans un second temps, la captation centralisée des émissions de CO_2 réduira encore les rejets. La stratégie est donc de mettre une priorité sur une diminution du rapport tonnes de $CO_{2,émis}/kWh_{utiles}$ dans les procédés de conversion (production d'électricité) et pour la fabrication du produit (Nickel). Ces évolutions technologiques conduiront à terme à une diminution des coûts de l'énergie dans le produit final, donc à une meilleure rentabilité, une économie pour le client et des empreintes économiques et environnementales améliorées. L'enjeu est donc gigantesque et l'emploi d'outils issus de recherches actuelles par l'industrie calédonienne est indispensable pour se moderniser et relever ce défi sans une remise en cause profonde de l'infrastructure actuelle.

Bien entendu, cette mutation doit s'effectuer avec le maintien, voire l'augmentation de la qualité et de la compétitivité du produit fini, des conditions de travail et de l'emploi.

L'industriel doit explorer les nouvelles approches pour obtenir un gain énergétique significatif en effectuant :

- Le meilleur choix de l'énergie primaire (coût du kWh produit, niveau de pollution et rejets de CO_2 induits, intégration d'une part d'énergie renouvelable telle que de l'éolien, du solaire, hydraulique, valorisation de la biomasse et des déchets). Plus loin, il sera reporté une comparaison des différentes ressources d'énergie primaire disponibles, quelles soient classiques comme le gaz naturel, les hydrocarbures gazeux ou liquides, le charbon, ou alternatives telles que l'hydrogène, la biomasse, le biogaz ou les algues.
- Une identification et une quantification de ses gisements d'énergie à valoriser, une amélioration de la conversion de l'énergie primaire qui se traduira par une augmentation du rendement énergétique. La sélection du meilleur procédé de combustion permettra de coupler une décarbonatation des fumées pour effectuer le captage des rejets de CO_2 (cf. « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie »).
- La mise en place de technologies intégrées de récupération d'énergie thermique même en présence de faibles températures (transport, stockage et valorisation de la chaleur).
- La rénovation ou le changement d'éléments des procédés par du matériel plus performants (moteurs, éclairage par exemple).
- L'intégration énergétique avec optimisation informatique intelligente des procédés de contrôle-commande (brûleurs, consignes, etc.).
- La recherche de nouveaux débouchés pour ses déchets (chaleur principalement).

Choix du combustible primaire

Aussi bien la SLN qu'Enercal ont choisi le charbon comme combustible respectivement pour leurs nouvelles centrales thermiques de Doniambo et Prony. Ce choix semble à priori critiquable car le charbon est le combustible qui possède le plus défavorable rapport CO_2émis/kWh, il possède donc la plus mauvaise empreinte écologique. Par contre son prix est actuellement très attrayant et les réserves importantes (vraisemblablement plusieurs centaines d'années) et bien réparties dans le monde, on en trouve en particulier en Australie. L'hydrogène, après qu'il a été fabriqué grâce à de nombreux kWh, brûle sans produire du CO_2 mais aucun procédé de combustion n'est actuellement satisfaisant (instabilité de combustion des turbines à gaz à hydrogène). L'emploi d'hydrocarbures liquides tels que le fioul lourd ou autres produits pétroliers est le plus onéreux et leur prix est lié au cours fluctuant du pétrole. L'hydrocarbure le plus favorable pour l'environnement serait le gaz naturel GN (combustible contenant majoritairement du méthane) avec un rapport CO_2émis/kWh optimal. Malheureusement, l'approvisionnement de la N.-C. en gaz naturel semble impossible. En effet, la construction d'un terminal méthanier est difficile à envisager faute de profondeur suffisante de la lagune pour un méthanier de taille standard (de l'ordre 70 000 à 150 000 m^3) et de 10 m de tirant d'eau. De plus, de tels méthaniers ont des volumes qui seraient surestimés pour l'utilisation locale, le stockage du GN serait trop important et correspondrait à une utilisation variant de plusieurs mois à deux années. Enfin, il faudrait que l'ensemble des utilisateurs industriels choisisse ce même combustible et décide de la construction d'un gazoduc entre les différents sites.

Points forts de l'efficacité énergétique sur le site de la SLN

La N.-C. possède des atouts certains avec sa future centrale de Doniambo ce qui prouve que la SLN semble s'être déjà inscrite dans une stratégie d'amélioration de l'efficacité énergétique de ses installations. Cet effort doit être maintenu pour l'usine métallurgique afin d'optimiser énergétiquement le système centrale/usine. Quelques points forts de cette démarche sont décrits ci-dessous :

- La mise en service de Prony et de la future centrale électrique de Doniambo devrait permettre à Enercal de faire face à la demande de base en électricité pour l'île et de subvenir à la demande de pointe. Bien que la souplesse et le temps de réponse des chaudières au charbon ne soient pas optimums, ces nouveaux outils doivent permettre de s'affranchir de l'utilisation de dispositifs à faible rendement énergétique (chaudières fioul, turbine à kérosène en particulier). Par contre, le développement d'outils de contrôle performant devient indispensable. Ces logiciels doivent également gérer et optimiser l'usage d'énergies renouvelables (biomasse, déchets verts, boues d'incinération) pour la production thermique en prenant en considération la souplesse (modification de puissance disponible sans perte de rendement notable), flexibilité (changement de combustible) et le temps de réponse des unités.
- La future centrale de Doniambo : grâce au remplacement à court terme de la centrale thermique existante de production d'électricité à fioul lourd par trois unités de chaudières à lit fluidisé circulant (LFC) fonctionnant au charbon, quelques points de rendement énergétique seront gagnés (de 29 à 36 % soit environ 7 % de gain). Le choix du procédé à LFC à charbon semble fort judicieux dans le contexte ilien tel que celui de la N.-C. (Hawaï avait déjà fait ce choix dans les années 1990). Malgré un rendement thermique du LFC légèrement inférieur (diminution du rendement thermodynamique dû à de plus faibles températures de fonctionnement ~900 °C) et un coût légèrement plus élevé dû au prix des réfractaires garnissant le lit (10 à 15 %) à ce qui pourrait être espéré avec une centrale à charbon pulvérisé (CP), ce type de technologie est réputé optimal et plus performant pour les petites puissances demandées (trois tranches de 70 MW à Doniambo). Malheureusement, cette chaudière ne pourra fonctionner avec de l'eau que dans des conditions super critiques (Tc=376 °C et Pc=221 bar) ou hyper critiques (Tc=700-720 °C et Pc=350 bar) ce qui aurait permis d'améliorer son rendement thermique. C'est la trop petite puissance de l'unité qui est préjudiciable à l'implantation de ce procédé car on ne dispose pas techniquement de turbines à vapeur de puissance inférieure à 400 $MW_{électrique}$ capables de fonctionner dans ces conditions de hautes températures et de pression, malgré l'emploi d'alliages réfractaires à base de nickel ;
- Les LFC sont flexibles au combustible (polycombustibles), ce qui est un atout considérable, avec l'admission de différents types de charbon, de biomasse (bois, déchets verts), injection de boues de station d'épuration. La limitation à la valorisation de ces derniers est la présence de polluants dans les fumées (dioxines…), il ne faut pas tomber dans la législation propre aux unités d'incinération. Cette ressource durable (biomasse, boues) peut être utilisée en mélange avec du charbon jusqu'à 10 %, ce qui réduit d'autant les émissions comptabilisées de CO_2. En réalité la limite d'utilisation de la biomasse pourrait être bien supérieure, jusqu'à 90 % ou 100 % avec des réglages adaptés. L'incinération de boues d'épuration, même fortement humides et sans prétraitement spécifique, peut être envisagée sans problématique technique particulière (en France et en Allemagne, l'introduction de telles boues est déjà effectuée). La valorisation énergétique des boues d'incinération du grand Nouméa (une population de 140 000 habitants produit de l'ordre 1200 $t_{boue\ sèche}$/par an) devrait fournir une énergie de ~7700MWh/an correspondant à ~2600$MWh_{électrique}$/an. Un calcul identique peut être effectué sur la valorisation des 15 000 t de déchets verts de l'agglomération de Nouméa. Si l'on considère un PCI moyen de ces derniers de l'ordre de ~12,5 MJ/kg, leur incinération dans le LFC fournira ~52 000 $MWh_{thermique}$/an soit 17 000 $MWh_{electrique}$/an. L'ensemble d'énergie produit 19 600 $MWh_{electrique}$/an soit

environ 1 % de la production nette d'électricité. Ce qui reste négligeable devant la production électrique nette en N.-C.

- Les émissions de polluants (oxydes d'azote et de soufre) de centrales LFC sont réduites par rapport à des centrales CP non équipées d'unités de dénitration ou de désulfuration (l'équipement de telles unités ne peut être envisagé sur les puissances petites de Doniambo ou Prony, le coût d'achat deviendrait prohibitif). En effet, dans un LFC, la production des oxydes d'azote (NOx) est faible grâce à une faible température de combustion comprise entre 820 et 920 °C, les mécanismes chimiques de formation de ces oxydes ne devenant actifs qu'à des températures supérieures à 1 500 °C. Les rejets d'oxydes de soufre sont neutralisés par ajout de calcaire broyé pour former du sulfate de calcium. Les effluents répondent aux conditions environnementales européennes actuelles.
- Le temps nécessaire à l'établissement d'une nouvelle consigne de fonctionnement ou d'accessibilité lors d'une maintenance est plus long que pour une chaudière à flamme (CP). Une chaudière gaz ou fioul demande quelques minutes, une chaudière CP, quelques dizaines de minutes, un LFC peut nécessiter plusieurs heures ou journées du fait de l'inerte thermique des réfractaires.
- Des technologies sont en cours de développement pour coupler deux unités de LFC afin de capter les CO_2 avec un coût très inférieur à celui des techniques plus classiques. En effet, en effectuant un cycle chimique qui utilise un métal pour transporter l'oxygène, le CO_2 est naturellement concentré dans les effluents qui peuvent être directement dirigés vers le site de stockage (voir une description plus complète du procédé dans le paragraphe 3.1.2.).
- La proximité entre la centrale de production d'électricité et l'usine, qui est l'utilisateur principal, maintient une sureté d'approvisionnement en énergie (pas de rupture de ligne haute tension qui induirait l'arrêt de l'alimentation et la destruction des fours) et surtout une minimisation des pertes en lignes.
- Le procédé de traitement pyrotechnique est relativement simple. Il est parfaitement maîtrisé par le personnel de la SLN et de Eramet.

N.B. Des informations plus détaillées sont disponibles dans le paragraphe 3.1.1. (fonctionnement et optimisation des procédés) et 3.1.3. pour la capture du CO_2.

Quelques points apparaissant plus faibles dans le domaine de l'efficacité énergétique de l'industrie en Nouvelle-Calédonie

L'industrie de la N.-C. est très atypique, elle ne possède que deux types d'industrie : la production d'électricité et la métallurgie. Les besoins énergétiques sont donc importants et sans relation réelle avec la population de l'île.

L'usine SLN et son procédé pyrométallurgique consomme 40 % de son énergie sous forme électrique, les 60 % restants venant de la combustion de fioul lourd ou de charbon pour le traitement du minerai. L'augmentation de l'efficacité énergétique doit donc également porter à la fois sur la centrale électrique et l'usine. La forte demande en nickel de ces dix dernières années cumulée à un coût raisonnable de l'énergie (fioul lourd) n'a pas incité la SLN à se rénover et à chercher de nouvelles niches d'économie énergétique de ces procédés. Une visite de l'usine de Doniambo montre que le personnel est extrêmement compétent, conscient des problèmes énergétiques et environnementaux et que les premiers niveaux de valorisation d'énergie entre la centrale thermique et l'usine métallurgique ont déjà été abordés. Quelques points encore noirs ont été observés et certains ont été repris dans l'article du mercredi 29 avril 2009 dans *Les Échos*. Il y est décrit une usine vieillissante et cite « *la crise sert de révélateur aux erreurs stratégiques et à la maigre productivité* ». Doniambo

souffrirait d'une augmentation des coûts de production imputables, selon le député UMP Pierre Frogier, à la baisse des teneurs du nickel, coût des tâcherons et obligations gouvernementales, hausse du prix du fioul, du fret maritime, etc. ainsi que des coûts de maintenance et des effectifs d'encadrement. Ces remarques du rédacteur des *Échos* confirment qu'un accroissement de l'efficacité énergétique de l'usine est toujours possible.

Le procédé pyrométallurgique comporte plusieurs étapes bien définies correspondant à des changements d'état physique (fusion) et chimique du minerai avec des opérations de chauffage (combustion ou électricité) et de refroidissement. Certes des récupérations d'énergie et transferts de chaleur entre les fours électriques et les fours rotatifs de calcination, du séchage, des échanges de vapeur entre la centrale et les fours sont effectués, mais des gisements d'énergie doivent encore pouvoir être identifiés (refroidissements des coulées et scories).

De plus, il semble qu'il n'ait pas été, lors de la conception, suffisamment réfléchi à une approche de type « système couplé » : nouvelle centrale/usine. Cette étape exige une revisite du procédé dans sa globalité, en partant si possible du produit final : le nickel. À chaque étape du procédé, il doit être évalué l'aptitude de nouvelles technologies, nouveaux matériaux, nouveaux composants à haute performance (moteurs…), à mener à une meilleure optimisation du procédé et de sa conduite pour gagner en efficacité énergétique.

Cette meilleure maîtrise énergétique devra induire une réduction du coût énergétique en énergie fossile et des rejets de CO_2 sans pour cela accroître les nuisances, mais au contraire encore diminuer les rejets nocifs (NOx, SOx, particules, aérosols, vapeurs métalliques) pour l'environnement et la santé du personnel et des populations avoisinantes.

La centrale thermique de Prony (2 tranches de $40MW_{electrique}$) est équipée d'une chaudière fonctionnant à charbon pulvérisé. Un des atouts de cette centrale a été son coût minimal vis-à-vis des autres chaudières à CP ou LFC. Malheureusement, ce type d'unité possède une empreinte écologique très défavorable. L'emploi de la lignite avec son fort facteur d'émission, la petite puissance des tranches rend non rentable économiquement l'adjonction d'unités de dépollution des fumées en particules, oxydes d'azote NOx et de soufre SOx. En conséquence, il sera impossible en l'état d'équiper cette centrale d'une unité de captage de CO_2. Pour limiter les rejets de ces polluants dans l'atmosphère, Enercal alimentera le foyer avec du *blowncoal* (lignite) d'Australie. La relativement faible teneur en soufre de ce type de charbon pauvre limitera ainsi la formation en SOx, mais possède encore un rapport d'émission du CO_2 plus mauvais (faible PCI de la lignite) !

L'usine de GoroNickel, en utilisant pour le traitement du minerai un procédé hydro-métallurgique, prévoit une demande en énergie 4 fois moins importante que pour un procédé pyrométallurgique, une partie importance de cette dernière venant de la fabrication *in situ* de l'acide sulfurique au moyen de la réaction très exothermique du soufre. La modernité de cette usine laisse penser que son efficacité énergétique a été considérée lors de sa conception. Attention à une pollution chimique de l'environnement !

La future usine de Koniambo : la conception de cette future centrale à charbon et de l'usine pyrométallurgique devra utiliser l'expérience de Doniambo en ce qui concerne la chaudière à LFC (flexibilité au combustible, préparation à la captation du CO_2, etc). Ces besoins énergétiques devraient atteindre la somme des deux usines métallurgiques actuelles. Les émissions de GES devraient donc presque doubler en dégradant encore plus l'empreinte écologique de la N.-C. La mise en place d'un politique globale de capture du CO_2 pourrait atténuer cet effet.

3.1.3. Quels résultats attendre de l'amélioration de l'efficacité énergétique ?

Où doit-on faire porter les efforts ?

Pistes pour une optimisation des procédés

- Identifier et évaluer, grâce à des campagnes de mesures *in situ*, les pertes énergétiques et les gains potentiels d'efficacité énergétiques afin d'élaborer des bilans énergétiques et de carbone des grandes entreprises industrielles.
- En partant du produit : le nickel ou la production d'électricité, il faut revisiter le procédé pour trouver le schéma énergétique optimal à partir d'un bilan exergétique à chaque étape (par exemple, des comparaisons énergétiques entre des préchauffages – ou réchauffage – inductifs plutôt qu'avec des brûleurs fioul), mettre en œuvre du matériel performant (moteurs, éclairage, échangeurs optimisés…).
- Intégrer et coupler les systèmes énergétiques (par exemple, centrale/usine ; fours/sécheurs/le produit…).
- Utiliser des approches systémiques et des outils performants pour la conduite, le contrôle, la régulation et la gestion optimisée des procédés.
- Produire un bilan financier (économique) et environnemental (minimiser les émissions de polluants tels que les oxydes d'azote, de soufre, de particules, de suies) favorable. Considérer l'impact de ces nuisances sur la santé des ouvriers et des populations.

Préparation à un captage et un stockage du CO_2 émis

- Choix d'un procédé de combustion adaptable à une capture du CO_2 et de son stockage (réserver l'espace à proximité de la centrale).
- Prévoir si possible le captage simultané du CO_2 venant à la fois de l'usine pyrométallurgique et de la centrale à LFC.
- Étudier et prévoir un réseau de CO_2 dans l'île pour un éventuel transport de ce dernier vers des lieux de stockage dans les massifs de péridotites ou vers un terminal portuaire pour un transport maritime vers un lieu de séquestration off shore ou dans un lieu extérieur à l'île (Australie par exemple).

Valorisation des déchets de chaleur, urbains et agricoles : quelques développements spécifiques ou adaptation de technologies de récupération d'énergie thermique en présence de faibles écarts de température peuvent être envisagées pour une utilisation extérieure à l'usine :

- La récupération et la valorisation de l'énergie des fumées à l'aide de pompes à chaleur pour la climatisation d'ensemble de bâtiments industriels et tertiaires.
- La création d'un réseau de transport et de distribution du froid (climatisation) à petite et moyenne distance (inférieure à 10 km) dans l'agglomération de Nouméa. Cette proposition semble malgré tout difficilement réalisable dans une ville ancienne, mais pourrait être envisagée pour un lotissement neuf.
- La récupération de la chaleur pour la production d'électricité au moyen de matériaux thermoélectriques.
- Grâce à la disponibilité de la chaleur fatale de l'usine, des PMI/PME pourraient s'installer à proximité de l'usine telle que des entreprises de congélations de produits alimentaires (agriculture, élevage, pêche). Cela demande la mise en place parallèle de filières agricoles et piscicoles.
- L'installation d'unités de fabrication de biocarburants de première génération nécessitant de la chaleur basse température (<100 °C) pour les procédés de distillation de l'éthanol ou de transestérification des huiles végétales brutes.
- L'effort maximum devra porter sur la recherche de débouchés et de clients pour le déploiement de ces filières.

Quels sont les gains espérés sur l'efficacité énergétique :

Grâce à l'accroissement de l'efficacité énergétique des systèmes industriels, il peut être espéré un gain énergétique important portant sur :

- Une diminution de la quantité d'énergie primaire nécessaire au procédé.
- Une réduction des coûts de fabrication des produits (électricité, nickel) d'où une économie pour le client.
- Une réduction des émissions de CO_2 dans l'atmosphère à production industrielle constante.
- Une empreinte économique et écologique optimisée en phase avec les efforts de la N.-C. pour préserver son environnement et contribuer à la préservation de la biodiversité du pays. En effet, la valorisation des boues de station d'épuration et des déchets verts dans le LFC de Doniambo permet d'éliminer des déchets qui ne peuvent être détruits ou recyclés dans l'île et difficilement exploitables.

Incitations gouvernementales ou étatiques pouvant être envisagées pour l'intégration d'innovations

- Pour augmenter les gains d'efficacité énergétique, des incitations fiscales des gouvernements et/ou de l'État peuvent être envisagées pour aider la recherche de nouvelles pistes d'économie en intégrant des innovations dans les procédés. Au contraire, des pénalités ou contraintes peuvent être décidées pour que l'industriel réalise des économies d'énergie à condition que ces actions soient additionnelles par rapport à son activité habituelle. Cette politique doit s'effectuer grâce à une formation locale et adaptée, un développement de filières d'enseignement supérieur à caractère technologique travaillant en partenariat avec les centres de recherches mondiaux et un tissu de bureaux d'études capables d'intégrer les résultats de la recherche dans l'économie locale.
- Possibilité de se regrouper entre industriels pour atteindre le seuil limite de subventions (pour un seul type d'action élémentaire) – usine de Doniambo, Goro et dans l'avenir Koniambo par exemple.

Conclusion

La N.-C. possède une mono-industrie métallurgique grosse consommatrice en énergie à l'échelon de son pays, mais petite à l'échelon mondial. Les produits fabriqués sont voués à l'exportation sans relation avec la population locale, aussi, même des émissions faibles à l'échelle de l'État français deviennent fortes en se rapportant aux kWh/an/habitant de N.-C.

L'insularité pénalise la recherche d'une EESI, par exemple l'impossibilité d'importation de gaz naturel). Par contre, l'introduction de technologies modernes et performantes, une approche de système et un contrôle commande optimisé devraient pouvoir mener à un gain énergétique substantiel sur la consommation des industries locales en énergie primaire fossile (produits pétroliers, charbon). Pour cela, il faut valoriser les fuites de chaleur et dans une moindre mesure, une utilisation croissante des énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne, hydrolienne, solaire, etc. ainsi que des déchets (déchets verts, boues d'épurations, etc.). Des pénalités libératoires pourraient être mises en place en cas de non respect de la prescription.

La faiblesse de la N.C. restera le manque crucial de potentiel en biomasse ; cette ressource durable reste limitée par le produit d'une agriculture difficilement mobilisable pour des cultures vivrières ou énergétiques.

Les techniques existent pour permettre le captage et le stockage du CO_2 de la centrale de Doniambo (voir paragraphe 3.1.), même si elles se trouvent toujours à l'état de recherche, elles doivent être dès maintenant envisagées même si la source d'émissions en N.-C. reste faible et les procédés pas assez matures.

L'industrie minière et métallurgique possède des atouts et les conditions nécessaires pour satisfaire à une meilleure maîtrise énergétique et une réduction des émissions de CO_2 par captage. Il faudra veiller à ce que ces évolutions ne s'opèrent pas au détriment de la qualité et du prix du produit final, de l'emploi et de la santé des personnels et des populations. Les gains énergétiques doivent être profitables aux citoyens, à l'environnement et aux clients.

Pour conclure, une lutte efficace contre le changement climatique exige une réduction massique et urgente des émissions de GES dans l'atmosphère. Des solutions techniques existent mais nécessitent parfois des validations par des recherches fondamentales et technologiques. Des décisions politiques fortes, incitatives ou contraignantes doivent être prises. L'effort doit être constant et réparti sur l'ensemble des acteurs. Il doit être demandé :

– aux politiques et aux citoyens de dégager des objectifs forts dans les domaines industriels, agricoles et environnementaux pour fixer les grandes orientations du développement du pays et aider à leur réalisation ;

– aux citoyens de modifier ses comportements en adaptant ses habitudes de vie à une meilleure maîtrise de ses besoins d'énergie en respectant l'environnement et la biodiversité ;

– aux industriels de poursuivre les efforts pour :

- maîtriser leurs demandes énergétiques par un accroissement de l'efficacité énergétique de leurs procédés ce qui leur permettra de réduire les coûts de production et, à terme, d'induire des économies pour leurs clients sans dégradation de la qualité du produit et de l'emploi ;

- de prévoir dans la prochaine décennie une réduction des quantités de carbone rejetées par une capture du CO_2 et des polluants dans leurs effluents ;

– à l'agriculture de :

- dégager des terres arables et de le utiliser pour produire localement des plantes vivrières adaptées au territoire permettant une économie substantielle sur le transport des subsistances alimentaires ;

- optimiser les espaces pour permettre une production de plantes oléagineuses et ligno-cellulosiques pour la fabrication de biocarburants de première et seconde générations ;

- valoriser les déchets agricoles et animaux pour le développement de fermenteurs permettant la production de biogaz (électricité, chaleur, froid…) et la fourniture de déchets verts pour alimenter les centrales thermiques en ressources renouvelables.

C'est donc un ensemble cohérent de mesures incitatives, parfois contraignantes, qui doivent être prises, toutes seront réalisables techniquement dans les prochaines années, mais

peuvent encore nécessiter le développement de recherches pour adapter les connaissances aux spécificités du pays. Ces mesures ne peuvent se réaliser sans un partenariat entre une formation locale adaptée aux nouvelles technologies, une recherche spécifique à caractère finalisée suivie d'une innovation soutenue par des partenaires locaux.

4. La MDE dans le domaine des transports en Nouvelle-Calédonie

4.1. État des lieux de la MDE dans le domaine des transports en Nouvelle-Calédonie

4.1.1. Énergie et transports

Les transports consomment de l'énergie, mais la question énergétique ne se pose dans les transports que parce que l'énergie qu'ils consomment est presque exclusivement dérivée du pétrole. De cette origine découlent deux problèmes qu'il est préférable de distinguer dans l'analyse : un problème économique et un problème environnemental. Le problème économique est celui de l'instabilité du prix du pétrole et, dans une moindre mesure, celui de sa tendance haussière à long terme. Le problème environnemental est celui de l'effet de serre. Les politiques énergétiques des transports sont donc des politiques qui tentent de traiter l'un ou l'autre de ces problèmes, ou encore ces deux problèmes à la fois. Si des synergies sont possibles, il arrive parfois aussi que les instruments mis en œuvre par ces politiques pour traiter un de ces deux problèmes aient pour effet d'aggraver l'autre.

4.1.1.1. L'instabilité du prix du pétrole

Dans les pays importateurs de pétrole, comme la N.-C., les hausses erratiques des prix des carburants affectent fortement la rentabilité des entreprises du secteur, en particulier l'aérien et le camionnage. Dans des pays où le camionnage est le fait de petites entreprises, ces hausses entrainent un mécontentement des camionneurs (et d'autres transporteurs comme les taxis) et ce mécontentement se traduit parfois par des manifestations sur la voie publique (opérations escargot, blocage des raffineries). Si dans certains pays comme le Royaume-Uni les pouvoirs publics ont pour tradition de ne pas céder à ce chantage, dans d'autres, ils mettent rapidement en œuvre des mesures compensatoires (aides, exemptions de taxes, etc.) qui ne sont pas toujours faciles à retirer une fois la hausse passée.

Les hausses des prix des carburants affectent aussi les comportements de déplacements des ménages. Ils se déplacent moins et reportent une partie de leurs déplacements sur les transports collectifs. Ainsi, en métropole, le « choc pétrolier » de 2008 s'est traduit dans les mois qui ont suivi par une baisse des consommations des carburants automobile de 12 % (*Le Figaro* du 19/12/2008 ; voir aussi Juillard, 2007).

La répercussion des chocs pétroliers sur le prix des carburants à la pompe est d'autant plus brutale que les carburants sont peu taxés, comme c'est le cas aux États-Unis et dans certains pays en développement[2].

[2] Ainsi, quand le prix du brut a augmenté de 83 % entre juillet 2007 et juillet 2008, le prix du gazole à la pompe aux États-Unis a augmenté de 64 %. En France, dans la même période, il n'a augmenté que de 20 % quand le prix du brut en euros augmentait de 60 %.

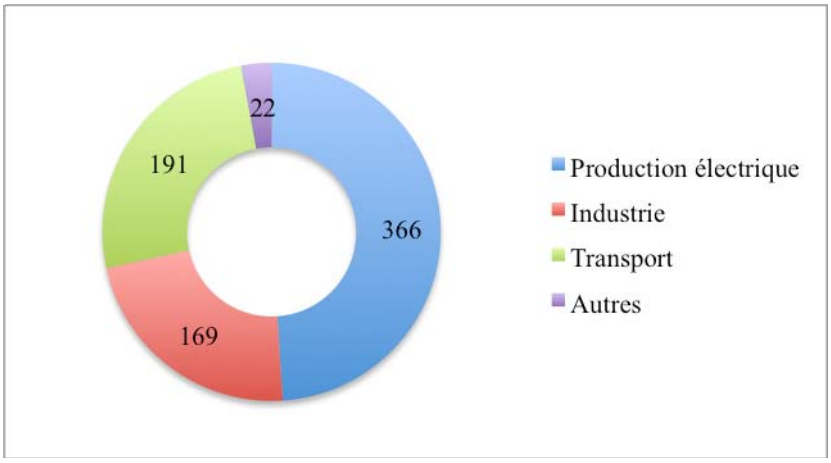
4.1.1.2. L'effet de serre

Les transports sont aussi un contributeur majeur aux émissions de GES et dans beaucoup de pays, cette contribution augmente plus vite que celle des principaux autres secteurs de l'économie. En métropole, ils sont responsables d'un peu plus du quart des émissions si l'on exclut les transports aériens internationaux et les transports maritimes[3]. Les accords internationaux pour la maîtrise des émissions de GES conduisent donc chaque pays signataire à prendre des mesures de politique de transport pour réduire cette contribution.

4.1.2. La situation en Nouvelle-Calédonie

En N.-C. tous les moyens de transport ne fonctionnent que grâce au pétrole importé. D'après la Dimenc, les transports consomment environ le quart des importations de produits pétroliers en poids et un peu plus en valeur. C'est le deuxième secteur de consommation après la production électrique (qui, à elle seule, représente la moitié du total) et avant l'industrie.

Figure 20 – Consommation de produits pétroliers par secteur en 2008 (1 000 t)



Source : Dimenc.

Il n'y a pas de raffineries sur le territoire, le pétrole est donc importé sous la forme de produits finis : essence, gazole, fioul, gaz, etc. Nous avons simplement additionné les tonnages. Pour obtenir un bilan en termes de consommation d'énergie, il suffit de corriger chaque tonnage par un équivalent énergétique comme les « tonnes équivalent pétrole » ou tep. Mais le résultat n'est pas très différent.

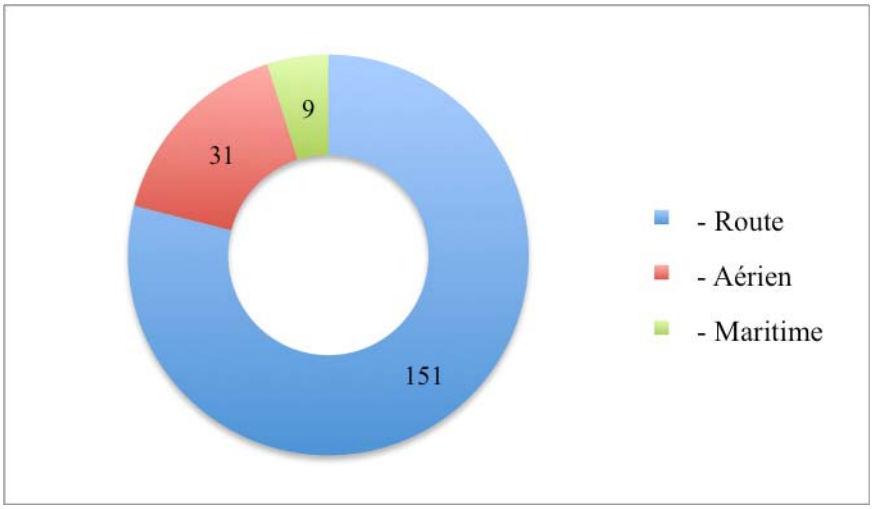
Il est plus intéressant de regarder la part des différents modes de transport dans cette consommation. Pour l'essence, qui est quasi exclusivement utilisée par les voitures, et pour le fioul lourd qui ne sert qu'à la navigation, l'affectation des tonnages de pétrole aux modes de transport ne pose pas de problème. Il en va différemment pour le gazole et pour le kérosène qui sont aussi utilisés par différents modes de transport, mais aussi à l'extérieur du secteur des transports.

Le gazole est utilisé par les ménages propriétaires de voitures diesel, mais aussi par le secteur du camionnage, par les transports publics, par l'industrie et par la pêche pour ses bateaux. À partir de données diverses, comme les livraisons aux stations services, la Dimenc a

[3] Cette contribution augmente principalement du fait du transport routier de marchandises. En effet depuis 2001, les émissions totales de CO_2 par les voitures particulières décroissent lentement. Le même phénomène se constate dans les autres pays de l'Europe de l'Ouest.

estimé les parts respectives de la route, du transport aérien et de la navigation[4]. Comme partout, c'est le transport routier qui est le plus gros consommateur de pétrole, mais l'aérien et le maritime ont un poids relativement très important qui s'explique par l'insularité.

Figure 21 – Consommation de produits pétroliers par les transports par mode en 2008 (1 000 t)



Source : Dimenc d'après la publication « L'énergie en Nouvelle-Calédonie » du Service des mines et de l'énergie (SME).

4.1.2.1. La consommation énergétique du transport routier

Pour le transport routier, nous avons tenté de séparer la consommation des ménages et des administrations de celle du camionnage et des transports publics. C'est chose facile pour l'essence car on peut supposer qu'elle est consommée intégralement par les voitures et les deux-roues motorisés des particuliers et des administrations. Le problème est plus compliqué pour le gazole. On sait que près de 53 % du parc automobile (hors poids lourds, cars et bus) est constitué de véhicules Diesel (voitures particulières, *pick-up* et camionnettes). Si l'on fait l'hypothèse qu'un véhicule diesel consomme (en poids) autant qu'un véhicule à essence, alors on peut déduire par différence que la consommation des poids lourds et des véhicules de transport public ne représente que 10 % de la consommation de pétrole par les transports routiers. Les autres 90 % étant le fait des ménages et des administrations[5].

Comment la consommation énergétique du transport routier a-t-elle évolué et pour quelles raisons ? Pour répondre à ces questions, il est nécessaire d'examiner l'évolution du parc de véhicules.

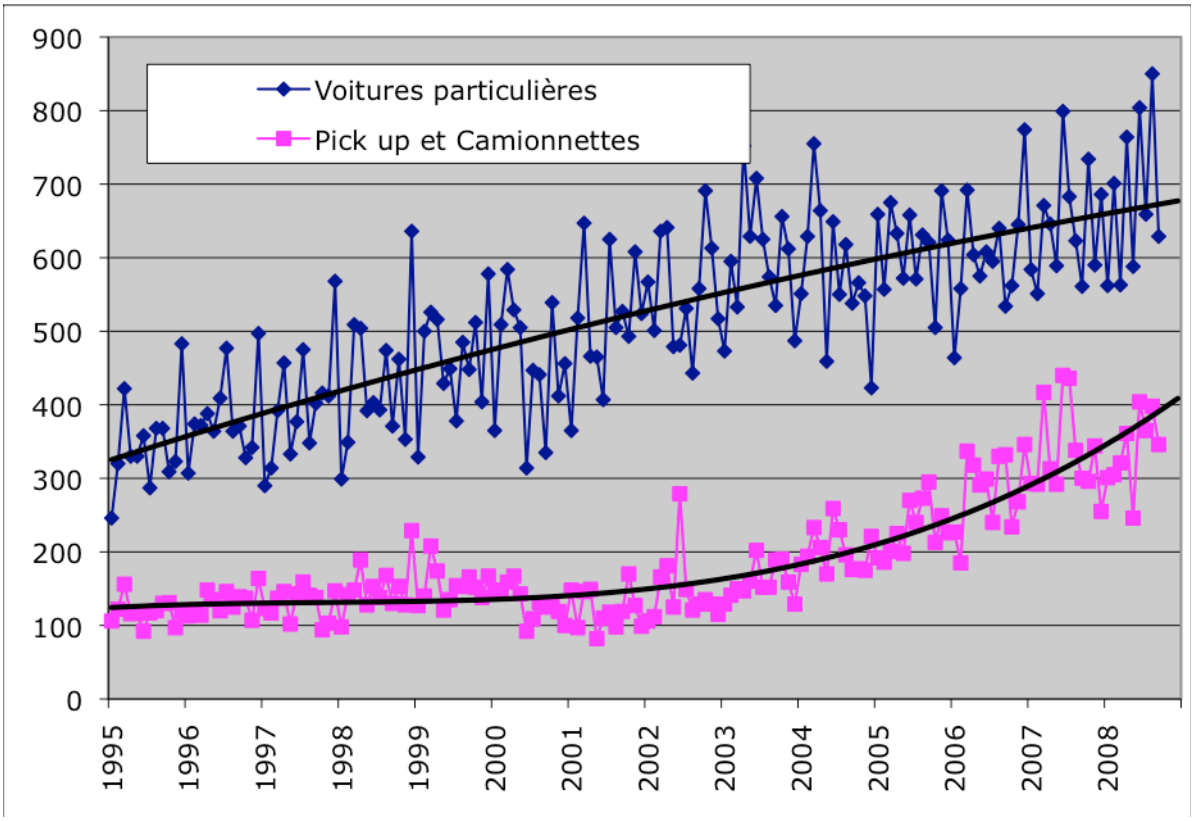
La figure ci-dessous montre l'augmentation constante des ventes de voitures neuves, mais surtout, l'accélération, à partir de 2003, des ventes de *pick-up* et camionnettes. Cette accélération est généralement expliquée par deux phénomènes : une accélération de la croissance du revenu par habitant qui est passée d'un rythme de 2 % par an en 2000-2002, à 4 % en 2003-2008 et par les mesures mises en place par le gouvernement de la N.-C. dans le

[4] On ne connaît pas la méthode exacte utilisée par la Dimenc pour séparer les consommations de gazole du transport de celles des autres secteurs.

[5] En fait, en l'absence de données, nous faisons l'hypothèse que le parcours annuel des voitures diesel est peu différent de celui des voitures à essence. En métropole, en 2007 le parcours des voitures diesel était de 72 % supérieur à celui des voitures à essence, mais leur consommation en litres était 16 % inférieure. Appliquer les mêmes ratios aux voitures calédoniennes aurait pour effet d'attribuer aux seules voitures une consommation de pétrole supérieure de 10 % à la consommation totale du secteur des transports estimée par la Dimec.

cadre de la lutte contre l'insécurité routière et qui ont certainement motivé l'achat de gros véhicules. En effet, dans le but d'accompagner l'obligation du port de la ceinture à l'arrière et de la mise en place de dispositifs adaptés au transport d'enfants ainsi que l'interdiction de transporter des passagers dans les bennes, le taux de TGI sur les *pick-up* double cabines a été réduit de 21 à 11 % en novembre 2005. Au-delà de l'engouement des Calédoniens pour ce type de véhicules et de l'effet d'aubaine, cette évolution trouve aussi son origine dans les investissements en matériel automobile liés aux grands projets miniers.

Figure 22 – Immatriculations mensuelles de véhicules neufs



Source : Direction de l'industrie, des mines et de l'énergie (fichier = Véhicules.xls).

Cette croissance des ventes se traduit bien sûr par une augmentation du parc en circulation. Les derniers chiffres fiables sur le parc datent de 2006. En effet, la vignette, la taxe annuelle sur les véhicules, qui permettait de connaître exactement la structure de ce parc, a été supprimée en 2007. Entre 2000 et 2005, le parc automobile a connu une croissance forte de 5,1 % en moyenne annuelle[6] (voir aussi le tableau 28).

Contrairement à ce que l'on constate en métropole, où la consommation totale de carburants par les voitures diminue depuis quelques années du fait de l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules et de la stagnation du parc, en N.-C. elle connaît sans doute une croissance rapide qui s'explique par une croissance du parc automobile, par une augmentation de la puissance de ces véhicules, par un usage probablement plus intensif de ces véhicules et par une généralisation de la climatisation à bord.

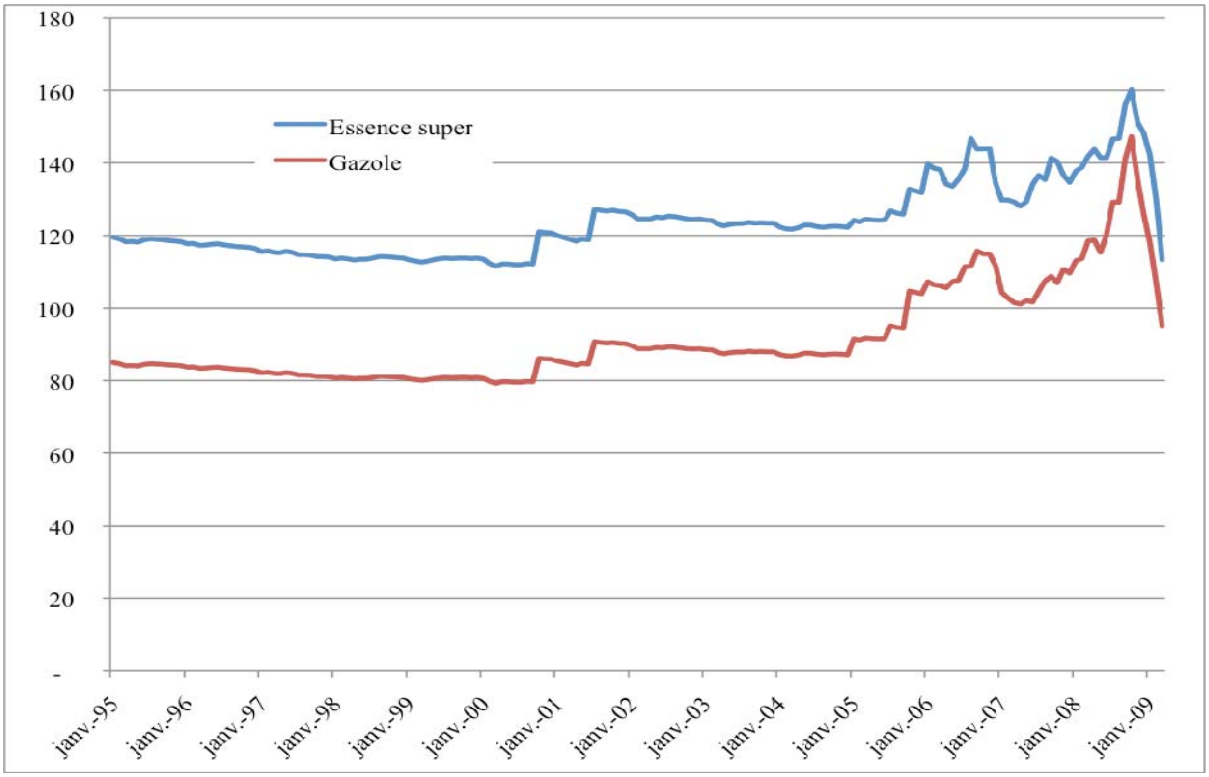
À partir d'une publication « L'énergie en Nouvelle-Calédonie » du Service des mines et de l'énergie (SME), la Dimenc a produit un « bilan énergétique » qui donne sur plusieurs années les quantités d'énergie consommées par différents secteurs de l'économie. D'après ce

[6] D'après Isee, *Bilan économique et social 2003*, p. 52 et Isee, *Bilan économique et social 2006*, p. 57.

bilan, après une croissance ininterrompue au rythme de 3 % par an entre 1995 et 2004, la consommation d'énergie par les transports a chuté à partir de 2005, passant de 231 à 201 mille tonnes équivalent pétrole entre 2004 et 2007, soit une baisse de 13 %.

Ce point est très important car il montrerait que la demande de carburant par les transports est très sensible aux prix. En effet, comme on le voit sur le graphique ci-dessous, après une dizaine d'années de stabilité, les prix des carburants à la pompe ont connu une forte croissance en termes réels (en Francs CFP de janvier 2009), à partir de janvier 2005. Cette tendance ne s'est inversée qu'en fin d'année 2008.

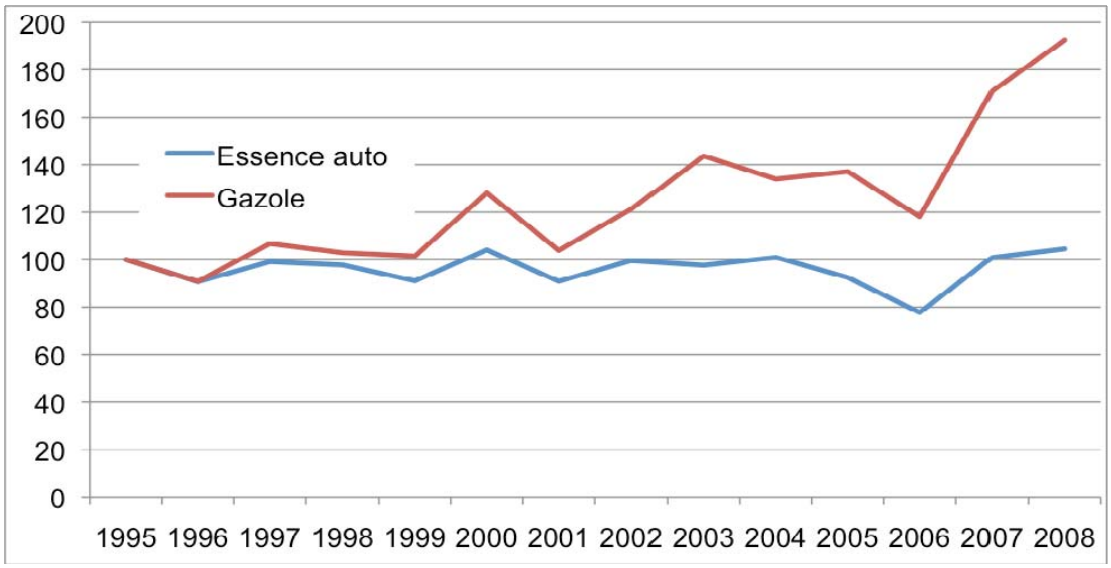
Figure 23 – Évolution des prix des carburants à la pompe (en Francs de janvier 2009 par litre)



Source : Prix des carburants Isee corrigé par l'indice Isee des prix à la consommation hors tabac.

On peut cependant douter des résultats du « bilan énergétique » de la Dimenc. En effet, en dépit de l'évolution des prix, les importations de carburant n'ont pas diminué sur la période, au contraire ! C'est ce que montre le graphique suivant que nous avons tiré des statistiques du commerce extérieur de l'Isee. Les importations d'essence ont stagné sur toute la période et se retrouvent en 2007 au même niveau que 2004. En revanche, entre 2004 et 2007, les importations de gazole ont augmenté de 30 %.

Figure 24 – Importations de carburant en tonnes 1995 = 100



Source : d'après Isee.

Ce gazole n'est certes pas entièrement consommé par les véhicules routiers, mais pour chacun des deux carburants, cette croissance des consommations semble bien corrélée avec l'évolution du parc de véhicules que nous avons reconstituée à partir de sources diverses et que nous présentons dans le tableau ci-dessous. En cinq ans, le parc de véhicules diesel a augmenté de 56 % alors que celui de voitures à essence a stagné comme la consommation d'essence.

Tableau 28 – Estimation de l'évolution du parc de véhicules diesel et essence entre 2000 et 2005

	1997	1998	2000 (4)	2005 (5)
Total des ventes de vignettes (a)			83 239	102 570
— dont Motos sup. à 250 cm^3 (b)			1 171	1 750
Vignettes gratis (c)			3 750	4 086
Parc automobile = a-b+c			*85 818*	*104 906*
Voitures particulières, *pick-up* et camionnettes diesel/total	38,8 %(1)	39,2 %(2)	*40,0 %*(3)	51,0 %(2)
Voitures particulières, *pick-up* et camionnettes diesel			*34 327*	*53 502*
Voitures particulières essence			*51 491*	*51 404*

Note : en italiques nos calculs
Sources :
(1) Isee *Bilan économique et social* 2007, p. 16.
(2) Isee « Marché de l'automobile » *Bilan économique et social 2008.*
(3) Extrapolation à partir des années 1997 et 1998.
(4) Isee *Bilan économique et social* 2003, p. 52.
(5) Isee *Bilan économique et social* 2006, p. 57.

Si la consommation d'essence a stagné parce que le parc de voitures à essence a stagné, on voit mal comment la consommation de gazole aurait baissé quand le parc de véhicules diesel a fortement augmenté. Ces résultats sont donc en contradiction avec ceux présentés par la Dimenc et suggèrent que l'envolée des prix du gazole ne s'est pas traduite par une baisse absolue de la consommation totale de gazole par le secteur routier. Cependant, le

fait que la consommation de gazole ait évolué moins vite que le nombre de véhicules montre sans doute que l'augmentation des prix n'a pas été sans effet. Mais il est impossible d'en tirer une mesure de l'élasticité de la demande au prix car les chiffres disponibles des importations ne permettent pas de distinguer cette consommation de celle des autres secteurs de l'économie.

D'une façon générale, nos avons pu observer que les données brutes disponibles pour le secteur des transports sont souvent rares et très partielles. Les données transformées, quant à elles, sont intéressantes, mais restent fragiles et parfois contradictoires. Cela tient bien sûr à la rareté des données brutes, mais aussi au fait que les méthodes de constitution des données transformées ne sont pas toujours explicitées. Il nous semble donc important, pour une politique énergétique des transports bien informée, de mettre en œuvre des moyens pour suivre plus étroitement les consommations de carburants par les différents modes de transports.

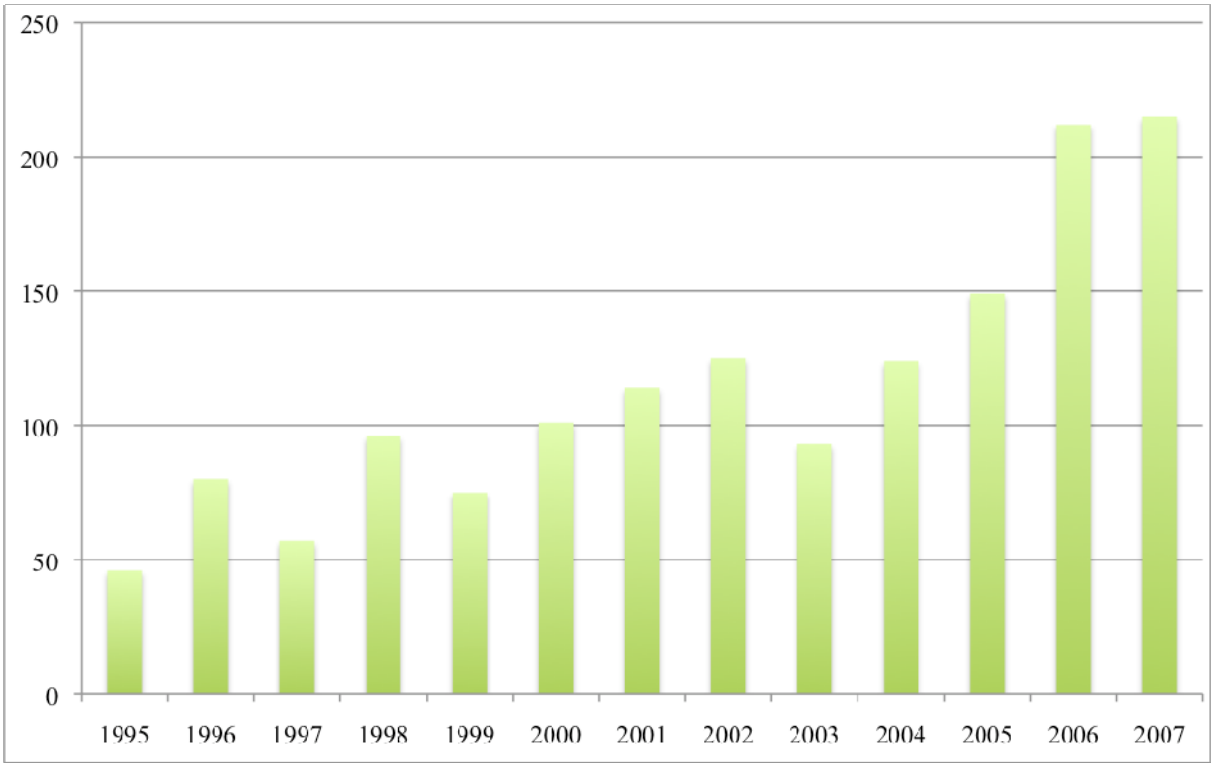
La motorisation des ménages est une variable clé pour comprendre et pour prévoir la consommation d'énergie par le secteur des transports. Avec 75 % des ménages équipés d'au moins une automobile, la N.-C. atteint un niveau relativement élevé pour une économie insulaire[7], proche des niveaux atteints en métropole (81 %). Avec une différence cependant. Alors qu'en métropole la motorisation est relativement plus faible dans les grandes villes et nettement plus élevée en zone rurale, en N.-C. c'est l'inverse. Le taux de motorisation dans le Grand Nouméa est de 84 %, il n'est que de 55 % dans le reste du territoire[8]. On peut donc penser que contrairement à la métropole, la saturation n'est pas encore atteinte. Contrairement à la métropole aussi, en N.-C., la croissance démographique soutenue (2 % par an) et la pyramide des âges ne contribueront pas à ralentir la croissance du parc automobile.

Le secteur du camionnage est sans doute plus étroitement tributaire de la conjoncture, comme le suggère l'évolution des nouvelles immatriculations de camions reproduite dans le graphique ci-dessous. Elle montre une croissance deux fois plus rapide que celle des ventes de voitures et *pick-up*, mais beaucoup plus irrégulière, sans doute liée à des cycles économiques. Nous n'avons cependant pas pu identifier de corrélation significative entre l'évolution des ventes de camion et la croissance du PIB.

[7] La motorisation des ménages n'atteint que 63 % dans les antilles françaises.

[8] Source : calcul de l'auteur d'après Insee-Isee, recensement de la population en N.-C. 2004, « Ménages ordinaires selon la possession de véhicules et de bateaux par commune et province de résidence ».

Figure 24 – Immatriculation de camions neufs



Source : Direction de l'industrie, des mines et de l'énergie (fichier = Véhicules.xls).

Il serait intéressant de pouvoir séparer la consommation énergétique du camionnage lié au transport de minerai, de celle du camionnage lié aux autres activités économiques. Les opportunités d'économie d'énergie ou de substitution sont sans doute différentes dans ces deux marchés.

4.1.2.2. La consommation énergétique du transport aérien

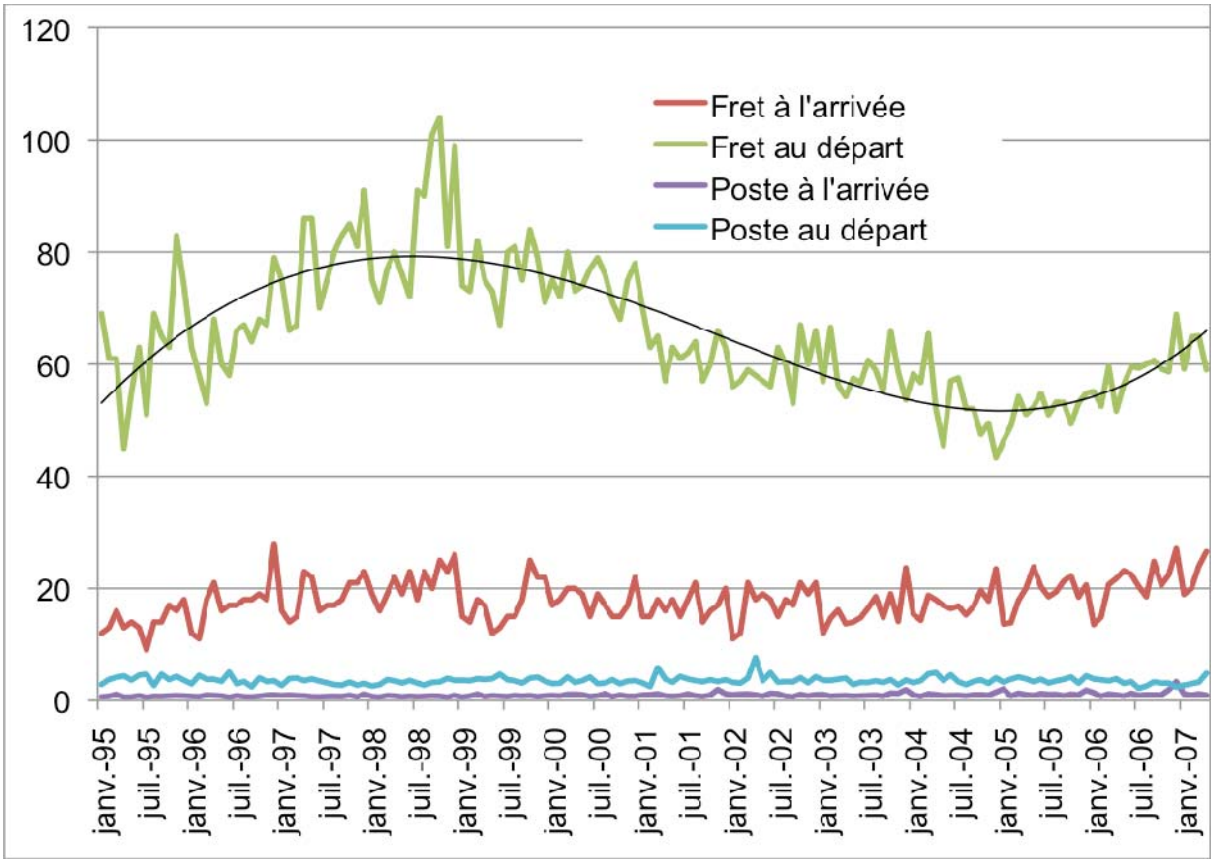
En ce qui concerne la consommation énergétique du transport aérien, il ne nous apparaît pas utile de nous intéresser au trafic international. En effet, même s'il est en partie assuré par une compagnie calédonienne, celle-ci est soumise à des contraintes économiques et réglementaires qui dépassent largement les pouvoirs locaux et leur latitude à mettre en œuvre des politiques énergétiques dans ce domaine.

Le trafic aérien intérieur tient une place inhabituellement importante en N.-C. Elle s'explique en partie par l'éloignement des iles et la faible densité des populations. Curieusement, les données disponibles montrent une très faible croissance du trafic intérieur de voyageurs (1 % par an en moyenne depuis 1995, un rythme égal à celui de la croissance démographique dans les îles) alors que le revenu par habitant a augmenté et que le trafic international a crû à un rythme bien plus élevé (près de 3 % en moyenne annuelle). L'explication tient peut-être au prix. En effet, les tarifs voyageurs des vols intérieurs ont augmenté de façon significative, au rythme annuel de 2 % ou 3 % en termes réels selon les destinations, alors que sur la même période, les tarifs des vols internationaux sont restés stables en termes réels ou ont baissé, comme dans le cas de la liaison Nouméa-Sydney-Nouméa.

Le transport de fret aérien quant à lui présente un fort déséquilibre, mais aucune tendance à long terme. Le tonnage au départ de Nouméa est plus de trois fois plus élevé que le

tonnage à l'arrivée[9]. Le graphique que nous avons reproduit ci-dessous le montre. Il montre aussi que pendant quatre ans, de 1997 à 2000, le fret au départ de Nouméa vers les îles a connu un niveau de trafic sensiblement plus élevé (d'un tiers) que sur le reste de la période 1995-2007. Nous n'avons pas d'explication pour ce phénomène.

Figure 25 – Fret aérien intérieur au départ et à l'arrivée à Nouméa (en tonnes/mois)



Source : Isee.

Transporter des marchandises par avion consomme beaucoup plus d'énergie que les transporter par bateau et coûte plus cher. Aussi ce genre de transport n'est-il généralement réservé qu'aux marchandises dont la valeur décline rapidement avec le temps (par exemple, les homards du Canada) ou dont les besoins sont urgents et imprévus (comme les médicaments rares). D'après nos informations, le fret aérien intérieur vers les îles échappe assez largement à ces deux conditions, et les marchandises transportées ne sont, pour l'essentiel, pas différentes de celles qui transitent habituellement par bateau. L'explication tient peut-être là aussi à la tarification, mais nous n'avons pas obtenu d'éléments pour en juger.

Expliquer ces particularités est un préalable à toute politique qui viserait à réduire la consommation énergétique dans le transport aérien calédonien car elles répondent sans doute en partie à des objectifs sociaux ou politiques, comme celui d'assurer la « continuité territoriale ». En soi, de tels objectifs sont tout à fait légitimes, mais ils doivent donner lieu à des réévaluations périodiques pour s'assurer qu'ils ne sont pas devenus obsolètes, ni que les moyens choisis pour les atteindre n'ont pas perdu leur pertinence.

[9] On constate le même déséquilibre pour la poste aérienne, mais pour des tonnages vingt fois plus faibles.

4.1.2.3. La consommation énergétique du transport maritime

Nous n'avons pas de données détaillées sur la répartition des consommations d'énergie par le transport maritime selon sa destination, transport international, transport intérieur, minerai, marchandises, etc. Bien que les perspectives d'économie d'énergie dans ce domaine soient limitées et, pour une bonne part hors de portée des compétences réglementaires du territoire, une connaissance plus fine du secteur permettrait au moins d'évaluer les potentialités de report modal, par exemple du transport aérien ou routier vers le maritime, et à l'intérieur même du secteur, les possibilités de rationalisation et de maîtrise de l'énergie.

4.2. État de l'art de la MDE dans le domaine des transports en dehors de la Nouvelle-Calédonie

4.2.1. De l'énergie à l'environnement

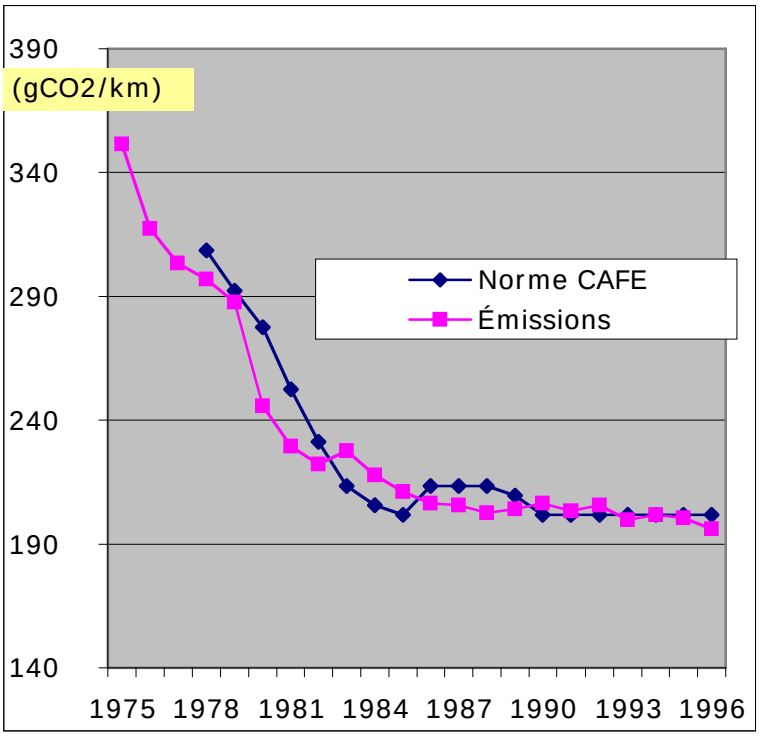
4.2.1.1. Le pétrole

Le souci de la maîtrise de l'énergie dans le domaine des transports n'est véritablement apparu qu'avec le choc pétrolier de 1974. Il s'agissait pour les pays importateurs de réduire leur dépendance. Plusieurs mesures ont été prises dans l'urgence, comme la limitation de la vitesse sur les autoroutes en France et aux États-Unis. D'importants programmes ont été lancés comme le programme Proálcol au Brésil ou le programme Cafe aux États-Unis.

Le Proálcol Brésilien visait à produire de l'alcool de canne à sucre pour les automobiles. Il s'agissait dans un premier temps d'alcool anhydre qui peut être additionné à l'essence jusqu'à une proportion de 20 % sans modification des moteurs. Après le deuxième choc pétrolier en 1981, Proálcol II a considérablement augmenté la mise en se fixant pour objectif de remplacer totalement l'essence. Il s'agissait alors d'alcool hydraté, ce qui nécessitait un redéploiement de l'industrie automobile nationale, la mise en place d'un réseau complet de distribution du nouveau carburant, la mise en culture de vastes étendues et l'investissement dans des distilleries de taille jamais connue avant (cf. Darbéra, 2005, « Carburants de biomasse, les leçons de l'expérience brésilienne »).

Le programme américain Cafe (pour Corporate Average Fuel Economy) imposait aux constructeurs automobiles de faire en sorte que la moyenne harmonique des consommations (en miles par gallon) de leurs véhicules pondérés par les ventes respecte une norme rendue plus stricte chaque année selon un programme pré-établi. Une pénalité de 5,5 $ par voiture vendue et par dixième de mile par gallon de déficit était appliquée. La norme, entrée en vigueur en 1978 a été rendue régulièrement plus sévère jusqu'en 1989. Le programme a été efficace puisque les voitures neuves vendues en 1989 consommaient près de deux fois moins que les modèles de 1975. Mais pour toutes sortes de raisons le programme a été gelé à partir de 1989.

Figure 26 – Norme Cafe et émissions moyennes de CO_2 des voitures vendues aux États-Unis entre 1975 et 1997



Source: Darbéra, 2006, d'après U.S. Department of Transportation, NHTSA, "Summary of Fuel Economy Performance" Washington, DC, mars 1997. Pour faire le calcul, nous avons estimé qu'un litre d'essence produisait 2 360 g de CO_2.

Améliorer les services de transports collectifs (et baisser leur prix au moyen de subventions) est aussi apparu comme une manière d'offrir une alternative à l'usage de la voiture particulière, et donc de réduire la dépendance pétrolière pour les déplacements de personnes. En France, c'était une des principales justifications pour le développement du réseau de TGV et pour la multiplication des projets de tramway dans les villes.

4.2.1.2. L'effet de serre

La chute des cours du pétrole aurait rendu ces politiques obsolètes si le souci du changement climatique n'avait pas pris le relais. Dans les pays engagés par le protocole de Kyoto, elles connaissent donc un regain d'intérêt. L'Europe, par exemple, est en train d'imposer à ses constructeurs automobiles des politiques inspirées du programme Cafe américain ; et plusieurs États, trente ans après le Brésil, incitent maintenant leurs agriculteurs à produire des agrocarburants au moyen de défiscalisation.

La panoplie des instruments de politique pour lutter contre l'effet de serre dans les transports diffère cependant radicalement de celle utilisée pour réduire la consommation de pétrole en cela que cette fois, le prix des carburants n'est plus une donnée exogène, mais une variable que l'on peut ajuster au moyen de taxes pour rendre moins attractifs les modes de transport qui utilisent des énergies fossiles. À priori, pour la lutte contre le réchauffement climatique dans les transports, l'instrument fiscal rend même toutes les autres politiques redondantes.

4.2.2. La taxe carbone

Avec une taxe carbone pour internaliser le coût de l'effet de serre dans le prix des carburants, inutile d'obliger les constructeurs automobiles à concevoir et à produire des voitures moins voraces, la demande des consommateurs rebutés par les prix des carburants fossiles les orientera d'elle-même vers ces modèles. Inutile d'inciter les affréteurs à choisir des modes et des circuits économes en énergie, ils le feront d'eux-mêmes sous la pression de la concurrence pour éviter le surcoût des modes de transports trop consommateurs de carburants fossiles taxés. Inutile de subventionner les carburants issus de la biomasse, le fait de ne pas supporter la taxe carbone les rendra suffisamment attrayants.

Si ces arguments sont irréfutables sur le long terme, dans le transport, taxer les carburants n'est cependant pas la panacée pour le court et moyen termes.

Tout d'abord, comme nous l'avons dit plus haut, dans les pays où, pour des raisons purement budgétaires, le carburant automobile est déjà lourdement taxé, une taxe carbone véritable, c'est-à-dire une taxe qui s'applique au même taux et à tous les carburants fossiles, n'aura qu'une incidence faible sur le prix de l'essence et une incidence énorme sur le prix du charbon qui n'est généralement pas taxé, et qui est même parfois subventionné. L'augmentation trop faible du prix de l'essence qui en résulterait n'orienterait que très peu de consommateurs vers des véhicules de meilleure efficacité énergétique ou vers des véhicules utilisant d'autres énergies que le pétrole. Sans changement sensible de la demande de leurs clients, les constructeurs automobiles n'auront pas de raisons d'investir dans les recherches pour produire des véhicules moins nocifs au climat.

La taxe carbone n'affecte pas toutes les contributions du secteur des transports à l'effet de serre. En particulier, les transports frigorifiques et la climatisation des voitures émettent aussi des quantités non négligeables de GES. On estime, par exemple, qu'un véhicule moyen climatisé émet 30 grammes d'équivalent CO_2 de plus par kilomètre soit 206 g/km au lieu de 176 g/km pour un véhicule non équipé, entre la surconsommation et les fuites de gaz de fluides frigorigènes, évaluées annuellement à 15 % de la masse de fluide, soit 775 grammes (auxquelles il faut ajouter 230 grammes au moment de la maintenance et lors de la fin de vie de l'appareil)[10].

Enfin, la taxe sur les carburants utilisée par les automobiles est régressive. Comme toute la fiscalité des carburants, elle affecte davantage les pauvres que les riches (cf. Darbéra, 2001).

4.2.3. Les autres instruments

Plusieurs autres instruments existent pour réduire les émissions de GES par les transports. Les passer en revue sans référence au contexte calédonien ne nous semble pas utile. Le lecteur intéressé pourra se reporter à Cauret *et al*. (2001).

4.3. Propositions d'amélioration en matière de MDE dans le domaine des transports en Nouvelle-Calédonie

La plupart des politiques que nous avons énumérées dans la section précédente ne sont pas pertinentes pour le cas calédonien. En effet, le marché automobile est trop petit pour

[10] Les fluides frigorigènes sont à base d'hydrofluorocarbures (les HFC - R134a). Du point de vue de l'effet de serre, ces substances sont bien plus polluantes que le gaz carbonique (CO_2), avec un pouvoir de réchauffement global de 1 300 à 1 700 fois plus élevé que pour ce dernier. Un gramme de HFC équivaut ainsi à 1,3 kilo de CO_2. De plus, la durée de vie de ce composé dans l'atmosphère est d'environ 50 000 ans, contre une centaine d'années pour le CO_2.

imposer des normes aux constructeurs, la production d'agrocarburants n'arrivera jamais à des prix compétitifs par rapport à ceux du marché international, et le recours à des véhicules électriques est exclu tant qu'une partie au moins de l'électricité calédonienne sera produite à partir de combustibles fossiles. Dans le transport routier, remplacer l'essence ou le gazole par de l'électricité d'origine fossile embarquée sous forme de batteries multiplie au moins par 2,5 les rejets de CO_2 dans l'atmosphère.

Pour se protéger des prix fluctuants du pétrole et pour réduire la contribution de ses transports à l'effet de serre, la N.-C. ne peut donc que rationaliser son système de transport, en s'orientant vers des véhicules moins voraces, en les utilisant au mieux de leurs performances et en réduisant ses besoins de transport.

4.3.1. Une taxe carbone sur les carburants ?

La façon la plus élégante d'atteindre ces objectifs est, bien sûr, d'inciter tous les acteurs du secteur, transporteurs, affréteurs, voyageurs, automobilistes, etc., à réduire leur consommation directe ou indirecte de produits pétroliers. La meilleure incitation est le prix, c'est-à-dire la taxe carbone, assortie d'une information qui aide chacun des acteurs à prendre conscience de l'incidence du coût des carburants sur son budget et des méthodes qui lui permettraient de réduire sa consommation.

Quel doit être le montant d'une telle taxe ? Ce montant doit-il être le même pour tous les combustibles fossiles ? Faut-il en exonérer certains secteurs d'activité ? Faut-il compenser son effet sur les budgets des ménages les plus modestes ?

Dans son principe, le montant de la taxe carbone qui frappe les combustibles fossiles est assis sur leur nocivité pour le climat, nocivité qui est proportionnelle à leur contenu en carbone. Son montant devrait donc être déterminé au niveau international car un litre d'essence a le même effet sur le climat, qu'il soit brûlé dans un embouteillage à New York, lors d'un raid à travers le Sahara ou dans les rues de Nouméa.

Une telle harmonisation internationale n'est malheureusement pas certaine dans un avenir prévisible, mais une convergence est probable entre les différents systèmes qui se mettent en place en Europe et aux États-Unis, qu'il s'agisse d'une taxe ou d'un système d'enchère des droits à émettre des GES (cf. Centre d'analyse stratégique, 2009a et 2009b[11]). Le montant de la taxe (ou le prix du droit) pourrait avoisiner les 100 euros par tonne de CO_2 à l'horizon 2030. Elle serait ainsi proche de 30 euros la tonne de CO_2 aujourd'hui, atteindrait 100 euros en 2030 et serait comprise entre 150 et 350 euros en 2050.

Si la N.-C. appliquait une taxe carbone de 30 euros par tonne de CO_2 cela correspondrait à une taxe carbone de 9 et de 10 F CFP sur le litre d'essence et le litre de gazole respectivement. L'augmentation du prix de vente qui en résulterait, de l'ordre de 6 % est à comparer à la forte fluctuation du prix qui a accompagné la flambée du prix du pétrole l'année dernière. Ainsi, en moins d'un an, de mai 2008 à mars 2009, le prix du gazole a d'abord augmenté de 33 F CFP pour ensuite baisser de 52 F CFP. Pour suivre le scénario européen, la taxe carbone calédonienne sur les carburants pourrait progressivement atteindre une trentaine de F CFP à l'horizon 2030.

Ce montant doit-il être le même pour tous les combustibles fossiles ? Logiquement oui, c'est le principe et la justification même de la taxe carbone, mais il faut noter que cette taxe aurait pour effet de doubler le prix du charbon importé. On peut dès lors s'interroger à propos de l'impact d'une telle taxe sur l'industrie métallurgique et au-delà sur la balance

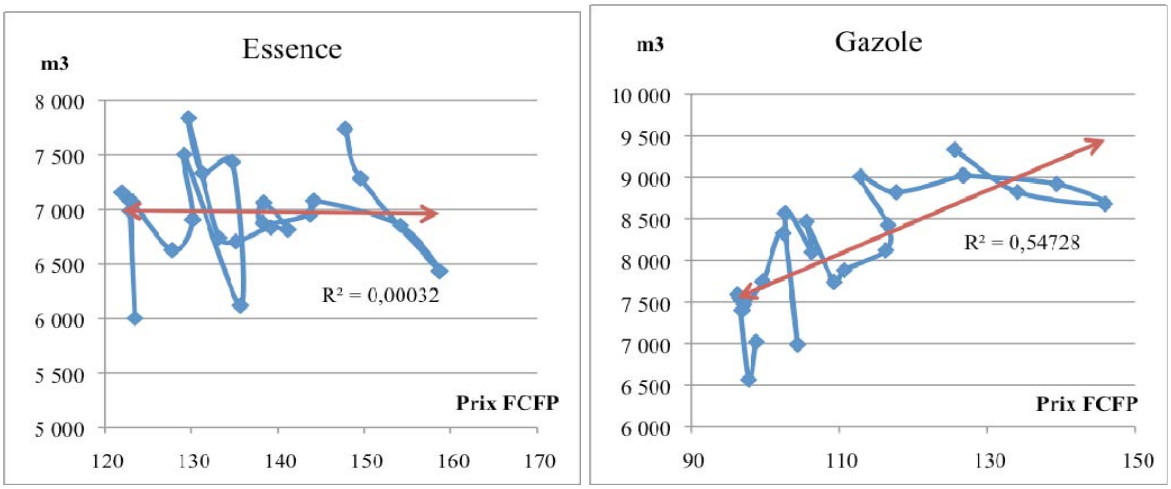
[11] Voir aussi, pour le Royaume-Uni (Duprez, 2007 ; Newbery, 2001).

commerciale de la N.-C. Une telle problématique dépasse cependant l'ambition de notre contribution.

Quel serait l'effet de la taxe carbone sur la consommation de carburants automobiles par les ménages, et son effet redistributif. On a montré qu'en métropole, cette taxe affecterait plus fortement les ménages les plus modestes (Darbéra, 2001)[12], mais il n'est pas sûr que ce soit le cas en N.-C. Les données sur la consommation des ménages calédoniens par classe de revenu que l'Isee est en train de constituer permettront, quand elles seront disponibles, de mesurer l'incidence d'une telle taxe sur les ménages selon leur revenu, leur localisation et leur degré de motorisation. Si ces données devaient révéler que la taxe carbone aura des effets trop régressifs sur les ménages les plus modestes, des mesures très spécifiques pourraient être mises en œuvre pour compenser ces effets.

La forte fluctuation récente du prix des carburants à la pompe devrait permettre d'évaluer l'élasticité à court terme de la demande d'essence et de celle de gazole. C'est ce que nous avons fait à partir de données mensuelles de ventes de carburants dans les stations-service qui sont disponibles pour les deux dernières années. Les résultats, illustrés dans les deux graphiques ci-dessous, sont pour le moins surprenants : ils montrent que la consommation d'essence a fluctué de façon totalement indépendante du prix (coefficient de détermination $R^2 = 0,00$), et que celle de gazole aurait plutôt eu tendance à augmenter quand les prix augmentaient. Bien que la corrélation ne soit pas très forte, elle reste significative (coefficient de détermination $R^2 = 0,55$).

Figure 27 – Corrélation entre prix (FCFP) et quantité (m^3) de la demande mensuelle de carburants pour la période 2007-2008



Source : calculs de l'auteur à partir de données de ventes en station-service fournies par la Dimenc.

Comment expliquer ce résultat paradoxal, très différent du phénomène enregistré en métropole pour la même période ? Une part de l'explication tient sans doute au fait que contrairement à la métropole, il n'existe pas de véritable alternative à l'automobile pour les déplacements de la majorité des personnes, et à la route pour l'essentiel du transport de marchandises. Ainsi l'option du report modal étant très limitée, le seul effet du prix serait la réduction de la mobilité. Pour comprendre pourquoi celle-ci ne s'est pas produite non plus, il faudrait connaître de façon plus fine quels sont les usages de l'automobile. Quant à l'évolution paradoxale de la consommation de gazole, elle tient peut-être en partie au

[12] Cf. aussi Centre d'analyse stratégique, 2009d.

transport de marchandises, mais faute de données séparées sur les consommations et de mesures du trafic lié à l'activité industrielle, nous ne pouvons pas estimer cet effet.

Que la demande de carburant soit inélastique à court terme n'implique pas nécessairement qu'elle le soit à long terme aussi. Comme toutes les taxes d'accise, et contrairement aux taxes proportionnelles comme la TVA, la taxe carbone a pour effet d'amortir les fluctuations du prix des carburants et, puisqu'elle est indexée, de donner un signal cohérent sur le long terme. À condition d'être bien informés sur l'importance des dépenses de carburants dans leur budget, et des manières de les réduire, les calédoniens modifieront leur comportement. Ils le modifieront en faisant un plus grand usage des transports collectifs, à conditions qu'ils soient plus pratiques et plus confortables, en évitant de choisir une lieu de résidence trop éloigné des activités, et en choisissant un véhicule plus économe au moment de le renouveler.

Cette orientation pourrait être renforcée par un deuxième instrument de politique énergétique : le bonus/malus appliqué aux taxes qui frappent l'achat ou la possession de véhicules. Ainsi, sans réduire leur mobilité, lors du renouvellement de leur véhicule, les automobilistes pourraient s'orienter vers des modèles plus économes en carburant.

Dans la plupart des pays de l'OCDE, il existe une taxe sur la possession de véhicules comme la défunte « vignette » et, presque partout, cette taxe a été modifiée plus ou moins récemment pour tenir compte de l'impact environnemental du véhicule (contribution à l'effet de serre et/ou à la pollution locale). Dans l'Union européenne, c'est même devenu une obligation à terme. La plupart des pays appliquent aussi une fiscalité à l'achat (ou un système bonus/malus) modulé directement ou indirectement selon la contribution potentielle du véhicule à l'effet de serre. Le tableau ci-dessous le montre dans le cas de l'Union européenne.

Tableau 29 – Fiscalité liée aux émissions de CO_2 explicitement (++), indirectement (+) par exemple en fonction de la cylindrée ou du poids, et pas de fiscalité (-)

Ficalité spécifique…	à l'achat** (ex. Carte grise)	à l'usage (ex. Vignette)
Allemagne	-	++
Autriche	++	+
Belgique	++	++*
Chypre	++	++
Danemark	++	++
Espagne	++	+
Finlande	++	++
France	++	++*
Grèce	+	+
Hongrie	+	+
Irlande	++	++
Italie	++	+
Luxembourg	++	++
Malte	++	++
Pays-Bas	++	++
Pologne	+	-
Portugal	++	++
République tchèque	-	-
Royaume-Uni	-	++
Suède	++	++

Note : * appliqué seulement aux véhicules utilitaires, ** tous les pays appliquent aussi une TVA au taux normal, c'est-à-dire non spécifique.

Source: d'après ACEA (2009) ACEA Tax Guide 2009, Association of European Automobile Manufacturers, http://www.acea.be

À contresens de cette évolution, la N.-C. a récemment aboli la vignette, et comme mentionné plus haut, elle a accordé une réduction sensible de la fiscalité à l'achat d'un certaine type de véhicules 4x4 forts contributeurs à l'effet de serre. Il est probable que cette disposition ait été accueillie comme une aubaine par des consommateurs à qui elle n'était à priori pas destinée. Une étude spécifique sur la possession et sur l'utilisation du parc devrait permettre de donner une mesure de cet effet pervers et fournirait des éléments utiles pour concevoir des instruments de politique mieux ciblés pour atteindre les objectifs qui étaient ceux initialement prévus par cette politique de défiscalisation.

On peut aussi s'interroger sur la justification économique du différentiel de fiscalité qui existe entre le gazole et l'essence. Dans les États des Etats-Unis, le gazole est de 10 % à 20 % plus taxé que l'essence[13]. En Europe c'est l'inverse, l'essence est plus lourdement taxée que le gazole. L'écart moyen est de 32 % mais il varie de 0 % au Royaume-Uni à 86 % en Belgique[14]. En N.-C., l'écart en faveur du gazole est de 132 %.

[13] D'après les statistiques de l'American Petroleum Institute (API) pour avril 2009.
[14] D'après ACEA (2009) pour janvier 2009. Il s'agit de fiscalité spécifique ; il faut noter que l'écart serait moindre si l'on considérait la fiscalité totale, TVA incluse.

4.3.2. Des mesures complémentaires

Dissuader l'usage de l'automobile au moyen de taxes sur les carburants, et la multimotorisation des ménages au moyen de taxes sur la possession de véhicules, rencontrera d'autant moins de résistance que des solutions alternatives seront rendues plus attractives. Les recommandations du Plan de déplacement de l'agglomération nouméenne (PDAN) vont dans ce sens en préconisant l'amélioration de la desserte en transports collectifs (fréquence, vitesse, extension du réseau), la création de pistes cyclables, etc. Mais il en faudra sans doute plus pour que des automobilistes consentent à laisser occasionnellement leur voiture au garage et se résolvent à utiliser les transports collectifs. Il faudra améliorer leur confort. Les projets de climatisation des autobus de Nouméa y contribueront certainement. Le bilan de cette opération en termes de rejets de GES sera d'autant moins négatif qu'elle réussira à attirer vers les transports collectifs des personnes qui autrement se déplaceraient en voiture.

Il existe, en N.-C., un secteur qui n'est peut-être pas utilisé au mieux de son potentiel, il s'agit des VLC (Véhicule de location avec chauffeur). Pour l'instant, leur marché est principalement constitué par le transport scolaire. En cela, les VLC contribuent à réduire l'usage de la voiture particulière car ils dispensent les parents d'avoir à conduire leur progéniture en voiture vers les écoles. Ils pourraient sans doute faire beaucoup plus car contrairement aux taxis, leurs prix sont libres, et sans doute proches de leurs coûts réels. Ces coûts pourraient baisser substantiellement en réduisant les temps morts entre les courses ce que permettent, à des prix maintenant très bas, les technologies combinées de l'informatique, de la localisation par GPS et des communications GPRS.

Dans la plupart des pays de l'OCDE ce secteur, qui se distingue de celui des taxis en cela qu'il ne peut répondre qu'à des commandes de courses passées par téléphone[15], est de plus en plus souvent sollicité pour offrir un service complémentaire à celui des transports collectifs de grande capacité, en particulier en heure creuse, en zone de faible densité ou encore quand un meilleur confort est nécessaire de porte à porte. Il tient aussi une place centrale dans les « plans de déplacements d'entreprise », des systèmes par lesquels les entreprises incitent leurs employés à délaisser leur voiture quand ils viennent travailler.

Une étude spécifique pourrait être conduite pour examiner comment ces expériences de politiques de mobilité pourraient être acclimatées à la N.-C. en mettant à profit le potentiel des VLC.

4.3.3 Le problème de la climatisation

Comme nous l'avons vu, les transports frigorifiques et la climatisation des véhicules ont un effet particulièrement négatif sur le climat, non seulement parce qu'ils augmentent la consommation de carburant, mais aussi parce qu'ils émettent des gaz dont l'effet de serre est particulièrement prononcé. Ces émissions sont d'autant plus importantes que les systèmes sont mal entretenus, réparés par des personnels non qualifiés ou qu'ils sont mis au rebut sans précaution particulière. Pour réduire ces nuisances, les réglementations existantes peuvent être renforcées et surtout leur mise en œuvre contrôlée. Un effort d'information doit aussi être fait en direction du public qui souvent n'a pas conscience de ce que lui coûte l'utilisation de la climatisation de son véhicule, et encore moins de l'impact d'un mauvais entretien sur l'effet de serre.

[15] Il leur est donc interdit de prendre des clients qui les hèlent dans la rue.

4.3.4. À terme des voitures électriques ?

Les politiques de lutte contre l'effet de serre dans les transports semblent promettre un avenir à la voiture électrique pour deux raisons : (1) les progrès prévisibles des batteries et (2) ses avantages en termes de réduction des nuisances locales. La limite principale à son développement est son faible rayon d'action, mais cette limite n'est pas dirimante pour des petits pays confinés dans leurs frontières. C'est sans doute la raison pour laquelle c'est en Israël qu'un projet ambitieux de voiture électrique a été récemment lancé (Centre d'analyse stratégique, 2009c).

L'expérience israélienne est-elle transposable en N.-C.? En fait, l'initiative israélienne est motivée par une préoccupation majeure : réduire la dépendance pétrolière du pays sans soucis de l'effet de serre, car, pour les trois quarts, l'électricité israélienne est produite aujourd'hui à partir de charbon importé. Le bilan énergétique des voitures électriques israéliennes est donc au moins deux fois moins bon que celui de ses voitures à essence ou à gazole (voir tableau ci-dessous). Tant qu'une part importante de l'électricité produite en N.-C. sera d'origine fossile, l'option « voiture électrique » ne nous paraît pas justifiée. À plus long terme cependant, il faudrait envisager la possibilité pour les ménages qui fourniraient de l'électricité photovoltaïque au réseau de pouvoir la racheter au réseau, à un tarif intéressant, la nuit chez eux ou le jour sur leur lieu de travail pour recharger les batteries de leur véhicule électrique.

Tableau 30 – Comparaison des émissions de CO_2 compte tenu de l'amont du carburant pour différents types de motorisation pour une voiture moyenne

Filières automobiles	Émissions de CO_2 (g/km)
Véhicule essence de référence (130g/km)	150 g
Diesel common rail	115 g
Hybride essence	75 g - 90 g
Véhicule électrique classique :	
Électricité Gaz naturel	50 g - 70 g
Électricité Nucléaire ou renouvelable	5 g – 10 g
Électricité Charbon	125 g – 165 g
Véhicule électrique avancé (moteur roue)	
Électricité Gaz naturel	45 g - 63 g
Électricité Nucléaire ou renouvelable	4 g - 9 g
Électricité Charbon	110 g -150 g

Source : IEPF (2008, p. 49).

4.3.5. Des vélos électriques ?

De ce que nous savons des pratiques de déplacements, il semble que l'usage du vélo ait un grand potentiel de développement en N.-C. Pour l'instant deux obstacles ont empêché ce développement : (1) un réseau routier particulièrement hostile et (2) un relief accidenté avec de fortes pentes. Il est possible que s'ajoute à ces deux obstacles un troisième : une image dévalorisante du vélo comme véhicule des pauvres. Nous pensons, comme le PDAN, que le premier obstacle devrait être levé en priorité par la construction de pistes cyclables sécurisées. Avec une campagne d'information appropriée, ce réseau de pistes cyclables devrait rapidement être mis à profit car des progrès récents de la technologie ont levé les deux autres obstacles. En effet, les vélos à assistance électrique, qui permettent de gravir les cotes sans effort, sont devenus très pratiques pour un prix d'investissement deux à trois fois inférieur à celui d'un scooter standard, et un coût de fonctionnement négligeable à côté de celui d'une

automobile. C'est aussi, au moins pour quelques temps encore, un produit valorisant par sa connotation high-tech et écologique. Cette image est encore renforcée si la batterie du vélo est rechargée par un panneau photovoltaïque.

4.3.6. Les biocarburants ?

Dans le domaine des transports, il n'est pas possible d'évaluer l'intérêt des biocarburants en général. En fait, il faut faire autant d'analyses économiques qu'il y a de biocarburants adaptables aux transports car certains, comme l'alcool, peuvent se substituer à l'essence, d'autres, comme les huiles végétales, se substituent au gazole, certains, comme l'alcool anhydre, peuvent se mélanger avec le carburant pétrolier au niveau de la raffinerie de pétrole, d'autres, comme l'alcool hydraté, ne se mélangent pas et demandent un circuit spécifique de distribution vers les stations services, enfin tous demandent des adaptations plus ou moins importantes et plus ou moins coûteuses des véhicules.

On ne peut pas exclure à priori l'option des biocarburants pour les transports de N.-C. Mais cette option devra faire l'objet d'une évaluation au cas par cas selon des filières de production qui pourraient apparaître et selon l'arrivée de nouveaux modèles de véhicules sur le marché international. En effet, des progrès ne manqueront pas de se produire dans la conception de véhicules adaptés, comme les voitures flexfioul qui se généralisent au Brésil et qui se substituent aux voitures alcool pur que le Brésil a cessé de produire.

On doit cependant garder à l'esprit deux faits importants. (1) Un marché international des biocarburants commence à se développer. C'est un marché où les fournisseurs ont des avantages comparatifs (grande échelle de production, main-d'œuvre très bon marché, vastes terrains agricoles) que la N.-C. ne possède pas. D'un point de vue strictement économique, importer sera probablement plus justifié que produire localement. D'un point de vue bilan effet de serre probablement aussi, car l'efficacité énergétique de la production à grande échelle compensera probablement la dépense énergétique du transport maritime pour amener ces carburants en N.-C. (2) Si l'on choisit de subventionner une production locale, ou même si l'on importe du biocarburant à un coût guère plus bas que l'essence ou le gazole, il faudra subventionner les automobilistes et les transporteurs pour qu'ils prennent la peine de changer leurs habitudes. Pour le trésor public, la perte sera double car il perdra aussi la recette fiscale de taxes qui frappent les carburants pétroliers. L'expérience brésilienne du Proálcol est illustrative à cet égard. Jusqu'au premier choc pétrolier, le Brésil avait fondé son développement économique sur le développement conjoint de l'industrie automobile et des infrastructures routières. La clé du système était une taxe sur les carburants pré-affectée à l'investissement routier. Un cercle vertueux s'était établi où l'offre de routes incitait à l'achat de voitures qui à leur tour, en roulant, finançaient l'extension du réseau. Quand le réseau routier a été suffisamment développé, une part de la recette fiscale a été pré-affectée à la construction d'infrastructures de transports collectifs urbains. En se substituant à l'essence, l'alcool a tué la poule aux œufs d'or. Et même si depuis quelques années l'alcool carburant n'est plus directement subventionné, il n'est toujours pas taxé au niveau de l'essence et ne rapporte donc rien au fisc.

Conclusion

Dans le domaine des transports, la politique énergétique cherche à traiter deux problèmes : l'instabilité du coût des carburants et l'aggravation de l'effet de serre. Ces deux

questions sont d'autant plus prégnantes en N.-C. que la totalité de l'énergie actuellement utilisée dans le transport est d'origine pétrolière.

Malgré la fragilité et l'imprécision des données disponibles, on peut sans grand risque de se tromper estimer que la consommation de pétrole par les transports a connu ces dernières années une croissance forte qui n'est pas prête de se ralentir si des mesures ne sont pas prises pour atténuer les effets des erreurs passées et réorienter les choix des individus et des institutions vers des modes de transport moins consommateurs. Malheureusement, l'éventail des choix des instruments de politique disponibles qui s'offre à la N.-C. n'est pas très large. Il nous semble qu'une première mesure serait la rationalisation (et une augmentation) des taxes sur les carburants et sur les véhicules. Mais des mesures complémentaires nous paraissent indispensables, en particulier celles recommandés par le PDAN : pistes cyclables, meilleure desserte en transports collectifs, etc.

Des études spécifiques devraient aussi être menées pour examiner la viabilité (économique et sociale) de politiques telles que le transfert modal de l'avion vers le bateau, ou la libération des contraintes qui pèsent sur les voitures de location avec chauffeur (VLC).

Enfin, une meilleure maîtrise de l'étalement urbain ne pourrait que renforcer les effets du PDAN.

Bibliographie

CAURET, L., CROZET Y. *et al*., 2001 – Parc automobile et effet de serre, *Cahier du Clip* n° 12, mars 2001, Club d'Ingénierie prospective énergie et environnement, Medon, 96 p.

CENTRE D'ANALYSE STRATEGIQUE, 2008 – La valeur tutélaire du carbone, *La note de veille* n° 101, juin 2008, Paris, 8 p., http://www.strategie.gouv.fr/IMG/pdf/NoteVeille101.pdf

CENTRE D'ANALYSE STRATEGIQUE, 2009a – La régulation des émissions de gaz à effet de serre dans le domaine du transport, *La note de veille* n° 126, mars 2009, Paris, 8 p., http://www.strategie.gouv.fr/IMG/pdf/NoteVeille126.pdf

CENTRE D'ANALYSE STRATEGIQUE, 2009b – Politique climatique des États-Unis : quel instrument économique pour un signal-prix carbone ? *La note de veille* n° 127, mars 2009, Paris, 6 p., http://www.strategie.gouv.fr/IMG/pdf/NoteVeille127.pdf

CENTRE D'ANALYSE STRATEGIQUE, 2009c – Le choix du véhicule électrique en Israël, *La note de veille* n° 132, avril 2009, Paris, 11 p., http://www.strategie.gouv.fr/IMG/pdf/NoteVeille132.pdf

CENTRE D'ANALYSE STRATEGIQUE, 2009d – Politiques climatiques : effets distributifs et recyclage des revenus, *La note de veille* n° 134, mars 2009, Paris, 6 p., http://www.strategie.gouv.fr/IMG/pdf/NoteVeille134.pdf

DARBERA R., 2001 – Effets redistributifs et allocatifs d'une modification de la TIPP sur les carburants automobiles, *RTS Recherche Transport Sécurité*, n° 72, Paris, juillet-septembre, pp. 37-55.

DARBERA R., 2005 – Carburants de biomasse, les leçons de l'expérience brésilienne, *Transports* n° 430, mars-avril, pp. 112-113.

DARBERA R., 2006 – Voiture et effet de serre, qui faire payer ? *Transport*, n° 440, novembre-décembre, pp. 377-381.

DUPREZ F., 2007 – La lutte contre l'effet de serre du secteur des transports dans le rapport Eddington, *Notes de synthèse du SESP*, n° 167, octobre-novembre-décembre, ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du Territoire, Paris, pp. 29-36, http://www.statistiques.equipement.gouv.fr/IMG/pdf/NS_167_tom2_p29-36_cle0c11c1.pdfh

IEA, 2006a – Energy Technologies Perspectives, Chapter 5, *Road Transport Technologies and Fuels*, OECD Publications, Paris.

IEA, 2006b – World Energy Outlook 2006, Chapter 14, *The Outlook for Biofuels*, OECD Publications, Paris.

IEA, 2008 – *Biofuels for Transport – Part of a Sustainable Future? Summary and Conclusions from the IEA Bioenergy ExCo61 Workshop*, the International Energy Agency, March, 16 p., http://www.ieabioenergy.com

IEPF, 2008 – Vers la sortie de route ? Les transports face au défi de l'énergie et du climat, *Liaison Énergie-Francophonie* n° 81, 4e trimestre 2008, Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie, 148 p., p. 49, http://www.global-chance.org/spip.php?article46 - couvertures

ISEE, 2003 – *Bilan économique et social 2003*, Institut de la statistique et des études économiques de Nouvelle-Calédonie, p. 52.

JUILLARD M., 2007 – Le budget automobile des ménages s'adapte aux prix des carburants, *Insee-Première*, n° 1159, octobre 2007, http://www.insee.fr/fr/ffc/ipweb/ip1159/ip1159.pdf

NEWBERY D.M., 2001 – "Harmonizing Energy Taxes in the EU" (paper presented at the conference *Tax Policy in the European Union*, Ministry of Finance, The Hague, October 2001), http://www.econ.cam.ac.uk/faculty/newbery/files/ROTTERDM.PDF

STERN N., 2006 – *Stern Review: The Economics of Climate Change*. HM Treasury, 575 p. + annexes, http://www.hm-treasury.gov.uk/stern_review_report.htm

5. Conclusions et recommandations

La maitrise des consommations d'énergie : dans tous les secteurs des économies substantielles sont possibles

La préoccupation de la maitrise des consommations d'énergie est devenue générale dans le monde, avec la conscience des limites des ressources énergétiques fossiles, de leur coût croissant, et avec les exigences de la lutte contre les changements climatiques provoqués par les émissions de GES.

Dans tous les secteurs, une réduction de la consommation d'énergie est possible dans la situation de la N.-C. Mais cela a un coût et suppose une évolution des modes de production, construction et consommation.

Dans le secteur de **l'habitat et du tertiaire**, et du fait de ses conditions climatiques, la N.-C. peut s'affranchir de la plupart de ses dépenses de climatisation dans les nouvelles constructions, à condition de respecter certaines règles. La règlementation des appareils ménagers permettrait des gains importants.

Comme l'engagement en a été pris en métropole, un objectif pourrait être donné à consommation énergétique par m², jusqu'à construire des bâtiments à énergie positive.

D'où les propositions suivantes :

- Réglementation thermique dans le tertiaire et l'habitat neuf et existant (enveloppe et équipements). Incitation de l'État.
- Opérations de démonstration pour les technologies non encore au point en N.-C.
- Maîtrise de la demande d'électricité.
- Mettre en place des normes de réglementation des appareils, étiquetage.
- Sensibilisation à la sobriété et aux comportements (être attentif à sa consommation au quotidien, écogestes).
- Inciter l'achat chauffe-eau solaire (Cesi). Peut-être obligatoire pour les hôtels.
- Agir en priorité sur les bâtiments publics (faire des campagnes d'audits énergétiques pour les bâtiments publics).
- Pas de climatisation artificielle dans les établissements scolaires.
- Proposer des cahiers des charges pour la construction des établissements scolaires.
- Inciter aux ENR (photovoltaïque, petites éoliennes).
- Cahier des charges environnemental pour les écoquartiers.
- Proposer une étude pour revoir ensemble du signal tarifaire et taxation.
- Faire une campagne sur les ménages (utilisation équipement).

Dans le domaine des *transports*, les habitudes ne vont pas à l'économie d'énergie… L'amélioration des transports en commun, une politique des deux-roues… et un urbanisme adapté permettraient des économies substantielles. La rationalisation des transports de minerais est bien assurée, grâce au cabotage. Mais le transport des pondéreux vers les îles doit être examiné.

D'où les propositions suivantes :

Faire évoluer la composition du parc des véhicules et faire changer les pratiques

- Supprimer le différentiel taxation essence/gazole.
- Taxe carbone 9 FCFP sur essence et 10 FCFP sur le gazole. Mais étudier l'impact de la taxation sur les ménages, pour des mesures de compensation.
- Mettre en place une vignette automobile (bonus/malus).

Aménager le territoire :

- *Développer une offre transport public et Modes doux* dans les villes de la N.-C.

- Mettre en œuvre des propositions du PDU de Nouméa : doit être + ou - imposable aux communes ; mettre en place pistes cyclables ; transport public en site propre.

Améliorer l'efficacité énergétique du parc particulier. Augmenter l'efficacité des transports automobiles et le taux de remplissage des véhicules :

- Nouvelles motorisations et nouvelles sources : explorer les solutions technologiques (véhicules électriques, associés aux ENR.
- Ouvrir le marché des véhicules voués au transport scolaire.
- Étudier la mise en œuvre de la petite remise.

Améliorer les connaissances sur ce secteur :

- Compléter les responsabilités, observatoire de l'énergie dans le domaine de la consommation de carburant pour les différents types de transport.
- Faire régulièrement des enquêtes ménages de déplacement.
- Faire une étude sur les camions (lieu destination, utilisation camions…).

Réduire au maximum le transport des biens pondéreux par avion

- Faire une étude sur le transport bateau-îles.

Appliquer système européen pour le contrôle et la récupération des fluides frigorigènes de climatisation des véhicules.

Dans *l'industrie* la pyrométallurgie peut faire des économies dans toute la chaîne de production : les diverses opérations de préchauffage (du minerai avant son introduction en cuve, des récipients pour le nickel…) se font sans utilisation de la chaleur issue des fours. La baisse du cours du nickel est une occasion de réduire les consommations d'énergie.

Dans le processus hydro métallurgique les consommations sont moindres à la tonne de nickel produite : de l'ordre de 75 % d'économie par rapport au procédé pyrométallurgique.

Nous n'avons pas eu le temps de voir ce qui se prévoit pour l'usine du Nord. On sait cependant que cette usine aura de gros besoins énergétiques, équivalents à la somme des deux usines de la SLN et de GoroNickel.

Dans la *production d'énergie électrique* elle-même, les rendements actuels sont très divers, depuis l'usine de Ducos qui utilise le Kérosène comme fioul, jusqu'au projet de la reconstruction de l'usine de Dumbea, prévue à lit fluidisé, qui permet une diversité de combustibles, en particulier de la biomasse non transformée. L'usine de Prony était en mars 2009 encore en phase de réglage, mais son procédé ne permet pas, pour elle, une utilisation directe de biomasse.

D'où les propositions suivantes :

- Associer MDE avec réduction CO_2.

Faire des campagnes de mesures afin d'élaborer le bilan énergétique des grandes entreprises industrielles.
Quantifier le potentiel économie d'énergie.
Définir les actions nécessaires par rapport à un objectif de 20 % d'économie.

- Se préparer au captage du CO_2 (de nouveaux investissements seront nécessaires).

Retour au Sommaire

LES NOUVELLES TECHNOLOGIES EN MATIERE DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE D'ENERGIE

Coordinateur :
B. Multon

Experts :
P. MENANTEAU, J.-M. MOST, A. RIEDACKER

1. Introduction

1.1. Problématiques de la production d'énergie

Avant d'évoquer les nouvelles technologies de production et de stockage et de répondre aux différentes questions posées, rappelons que les problématiques sont différentes selon qu'il s'agit de satisfaire les besoins industriels, de l'habitat ou des transports.

Les besoins en énergie vont évoluer et nécessiter la mise en œuvre de nouveaux moyens de conversion, notamment pour l'électricité qui doit être produite sur place. Mais on peut également imaginer satisfaire partiellement les besoins de transport en développant les usages de l'électricité dans des véhicules à propulsion partiellement ou totalement électriques ce qui introduirait alors un couplage entre les besoins de production électrique et la demande des transports. Cet exemple est destiné à mettre en évidence les réalités et la complexité de la problématique de la production d'énergie si l'on souhaite se projeter dans l'avenir.

Les carburants liquides peuvent servir à produire de l'électricité, de l'eau chaude (actuellement le gaz en bouteille est utilisé pour cet usage) ou encore à faire fonctionner les moteurs à combustion interne dans les transports terrestres. Mais c'est pour les usages de transports qu'ils sont sans doute les plus stratégiques car ils offrent des performances incomparables en termes d'énergie massique (un kg de carburant liquide carboné possède une valeur énergétique d'environ 10 kWh alors que les meilleurs accumulateurs électrochimiques actuels stockent environ 100 fois moins d'énergie par unité de masse). Compte tenu des ressources techniques, nous pouvons imaginer une production locale de biocarburants dont les usages resteraient à déterminer, dans ce cas la conversion de ces carburants s'effectue avec les mêmes dispositifs (centrales à flamme, moteurs à combustion interne…) que ceux qui exploitent actuellement des combustibles fossiles, il n'y a donc pas de différence majeure en ce qui concerne les technologies de production ou de conversion.

En outre, les technologies de production d'énergie, à partir des diverses ressources énergétiques existantes, sont très nombreuses. C'est pourquoi, nous nous attarderons plus particulièrement sur celles exploitant les ressources disponibles et/ou économiquement accessibles en N.-C.

Pour cela, nous proposons d'établir des liens entre les technologies de production (et de stockage), les ressources disponibles (ou supposées car tous les recensements n'ont pas été faits) et les besoins.

Bien entendu, la maîtrise de l'énergie, traitée dans la première partie, constitue généralement la priorité avant tout développement de nouvelles technologies de production car à satisfaction identique des besoins, il est souvent moins coûteux d'économiser un kWh que de produire un kWh supplémentaire. Économiser l'énergie (par la technologie ou par les comportements) coûte en général moins cher que d'investir dans de nouveaux moyens de production. Cela doit rester constamment à l'esprit des responsables. Enfin, il faut signaler que certaines technologies de production, comme les chauffe-eau solaires, sont parfois rangées dans la catégorie des technologies permettant d'économiser l'énergie. Il existera donc d'inévitables interactions entre ces deux parties.

Enfin, il nous semble utile de préciser que la notion de rendement de conversion est particulièrement importante lorsque l'on exploite des ressources non renouvelables et polluantes mais qu'elle l'est beaucoup moins lorsqu'il s'agit de ressources renouvelables comme le soleil, le vent ou la houle, les conséquences d'un faible rendement se traduisant généralement par un simple accroissement des dimensions des systèmes de conversion. La situation est sensiblement différente dans le cas de biomasse cultivée qui requiert des superficies importantes. Ce qui peut constituer un problème lorsque l'espace est contraint. D'une façon générale, le rendement optimal des systèmes de conversion de ressources renouvelables est celui qui minimise, sur l'ensemble du cycle de vie, le coût de revient et/ou les coûts environnementaux.

Pour rappel, en 2008 la consommation d'énergie primaire en N.-C. n'atteignait pas 1 Mtep et l'électricité produite représentait un peu moins de 2 TWh (ou 2 000 GWh) dont le tiers pour la distribution publique. Précisons également que le réseau électrique de la Grande Terre est globalement récent et en bon état et que son extension est encore en cours.

1.2. Les ressources énergétiques et le potentiel exploitable

Les ressources énergétiques sont sans doute encore insuffisamment évaluées, mais quelques ordres de grandeurs peuvent être donnés. Le potentiel exploitable est encore plus incertain car il est généralement associé à des problèmes de foncier. Ces données seront associées aux technologies envisageables dans la suite de ce chapitre.

Pour donner un premier ordre de grandeur, compte tenu d'un rayonnement solaire annuel moyen d'environ 2000 kW/m² avec une variabilité saisonnière assez faible (5 à 8 kWh/m²/jour), on obtient une énergie annuelle brute rayonnée au sol d'environ 3 Gtep (sur 19 000 km²), soit 3 000 fois la consommation 2007 d'énergie primaire de toutes les activités de N.-C. Bien entendu, il n'est pas possible d'exploiter la totalité de cette ressource, mais l'objectif est de montrer son ampleur sans même prendre en compte les zones maritimes.

Notons que cette énergie solaire peut servir à produire de l'électricité (différents principes possibles), de la chaleur (comme c'est le cas dans les chauffe-eau solaires) ou encore des carburants, *via* la biomasse par exemple.

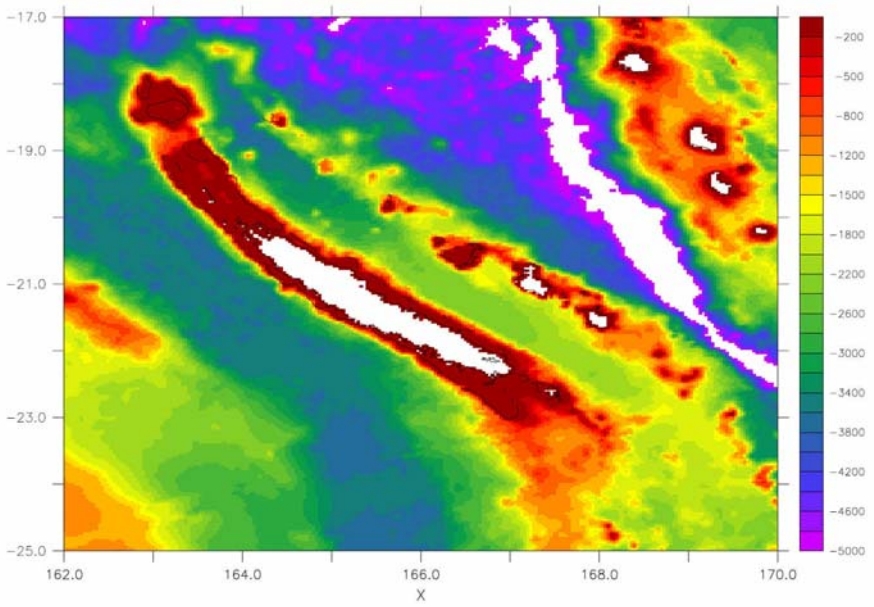
Bien sûr les technologies de conversion de cette ressource gratuite en une forme d'énergie finale exploitable sont encore coûteuses, mais leur prix ne fera que baisser à l'avenir face à celui des énergies fossiles qui, au contraire, ne fera que croître.

En France, environ 20 m² de toiture par habitant sont accessibles. En supposant la même surface en N.-C. et en considérant que chaque m² de toiture soit équipé de capteurs photovoltaïques, on obtiendrait une productivité totale annuelle d'environ 600 GWh, soit l'ordre de grandeur de la consommation actuelle d'électricité de la distribution publique, pour un investissement d'environ 300 milliards de francs CFP (2,3 G€) (calculs faits sur la base de 230 000 habitants, 1 400 heures équivalent pleine puissance annuelles et avec un coût du watt crête installé égal à 5 €). Bien sûr, il n'est pas question de satisfaire la totalité des besoins par une telle solution, mais cela montre le potentiel énorme des ressources renouvelables et du rayonnement solaire en particulier, dans ce cas, sans occuper de surfaces au sol supplémentaires.

Les autres ressources disponibles sont :

- Le vent, ressource assez bonne, avec une productivité annuelle de l'ordre de 1 500 à 2 000 h en équivalent pleine puissance, pour produire de l'électricité ou pomper de l'eau.
- La biomasse, ressource sans doute importante, à mieux évaluer notamment en relation avec le foncier, pour produire des carburants (gazeux ou liquides) ou des combustibles solides avec des usages dans les transports ou pour la production d'électricité.
- L'énergie thermique des mers (ETM, Otec en anglais *Ocean Thermal Energy Conversion*) qui consiste à exploiter l'énergie solaire accumulée dans les eaux de surface océaniques. Il s'agit de faire fonctionner des machines thermodynamiques sur l'écart de température qui existe entre ces eaux de surface et les eaux profondes (4 °C à environ 1 000 m). La N.-C., sans posséder un potentiel exceptionnel, dispose probablement de ressources intéressantes car ses eaux de surfaces restent au-delà de 20 °C toute l'année et de fonds marins profonds comme l'attestent la bathymétrie au-delà de la barrière de corail[1] (cf. figure 1). Des études ont déjà été menées dans les années 1980/1990 notamment pour rechercher des configurations topologiques adéquates en termes de pose des tuyaux d'accès aux eaux profondes (il est préférable de disposer de pentes régulières). Notons que la Polynésie française, qui envisage depuis longtemps de réaliser une telle installation, vient de franchir une nouvelle étape en commandant une étude à la société Pacific Otec (composante de Pacific Petroleum & Services). Pacific Otec propose la technologie de plateforme immergée développée par le Japon pour des puissances unitaires de 5 MW.

Figure 1 – Bathymétrie au voisinage des îles de Nouvelle-Calédonie (ZoNéCo, 2005)



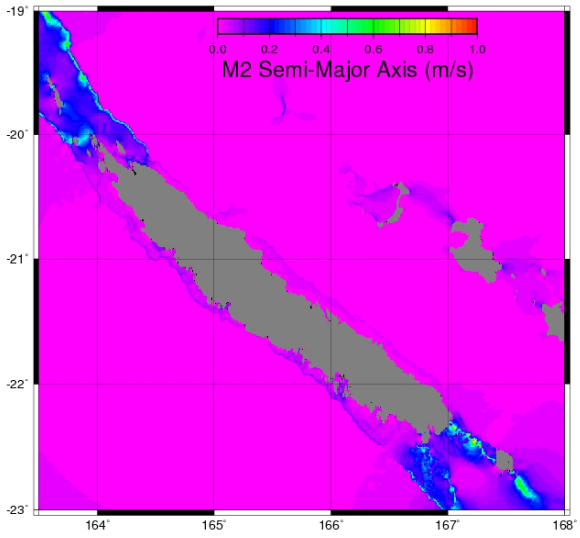
Les coordonnées sont exprimées en degrés et la profondeur en mètres.

[1] Consultation (par e-mail) Pablo Chavance, halieute du programme ZoNéCo (http://www.zoneco.nc/) et de Jérôme Lefevre (rencontre IRD le 9 mars 2009) : réalisation de la carte de bathymétrie jointe.

- La houle qui résulte de l'interaction du vent avec les eaux de surface. D'après une étude récente (Société de Recherche du Pacifique, 2006), la N.-C. bénéficie de conditions assez favorables sur certains sites comme à Lifou et Maré où des relevés ont été effectués. Les périodes de houle sont assez régulières (autour de 8 à 9 s) ce qui est favorable aux houlogénérateurs flottants (Pelamis, Searev) mais les hauteurs crête à creux restent assez modestes (moins de 2 m en moyenne) alors que la ressource est proportionnelle au carré de cette grandeur (pour comparaison, les côtes européennes de l'Atlantique ont des amplitudes de houle bien supérieures), cela conduit toutefois à des valeurs de productivité du même ordre de grandeur que l'éolien (un peu moins de 2 000 heures annuelles).

- Les courants marins (effets de marées). Il semble que cette ressource soit très faible en N.-C., des études (A. Vegan, A. Ganachaud, *et al*., 2005) effectuées dans le cadre du programme ZoNéCo ont mis en évidence des intensités de courant faibles (moins de 1 m/s d'amplitude) et insuffisantes pour une exploitation réaliste (on considère actuellement qu'il est nécessaire d'avoir des courants supérieurs à 3 m/s, sachant que leur intensité énergétique est 27 fois plus élevée qu'à 1 m/s). La carte de la figure 2, établie par J. Lefèvre, ingénieur de recherche ZoNéCo à l'IRD de N.-C., montre que l'amplitude maximale des courants de marée n'atteint qu'1 m/s dans quelques rares zones aux extrémités nord et sud de la Grande Terre. Le modèle régional employé (ADCIRC) est un code en éléments finis résolvant les équations de Barré de Saint-Venant. La résolution à la côte est de l'ordre de 100 m et de 10 km au large, elle est élevée et ne permet pas de mettre en évidence des zones étroites de focalisation des courants dans lesquelles leur intensité pourrait être beaucoup plus forte.

Figure 2 – Cartographie de l'amplitude maximale des courants marins (onde M2) en m/s



Carte établie par J. Lefèvre, ingénieur de recherche IRD programme ZoNéCo.

- L'énergie osmotique récupérable lors de la recombinaison de l'eau douce avec l'eau de mer salée. L'osmose est une réaction chimique qui donne lieu à un phénomène de diffusion qui peut libérer de l'énergie. L'utilisation d'une membrane spécifique peut permettre d'obtenir une pression osmotique due à la diffusion de l'eau douce vers l'eau de mer, pression exploitable pour entraîner une turbine. Les moyens de conversion (A. T. Jones, 2003), imaginés au début des années 1970, sont encore à

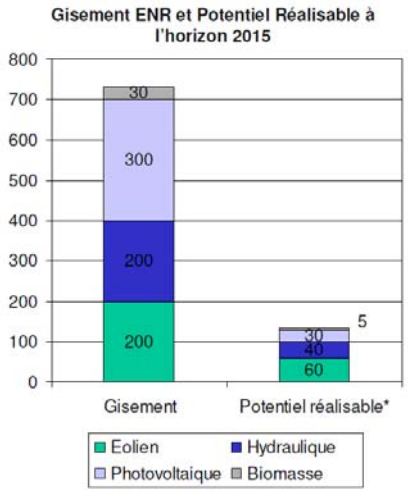
l'état de projets et peu avancés (société norvégienne StatKraft Hydropower Company) et nous avons choisi de ne pas développer ces technologies ici. Cette ressource est d'origine solaire, elle a été prélevée au moment de l'évaporation de l'eau de mer. En termes d'impact environnemental, on sait aujourd'hui que l'arrivée dans les océans d'eau douce et des nutriments associés joue un rôle important pour la faune marine, il faut donc évaluer le seuil de prélèvement acceptable. Le gisement énergétique dépend du débit des fleuves exploitables, la ressource osmotique brute annuelle est d'environ 20 MWh par unité de débit moyen (en m^3/s) et les rendements de conversion envisagés sont de l'ordre de 40 %.

- La géothermie qui résulte de la chaleur dégagée par le noyau terrestre et qui s'échappe à travers la croûte terrestre. Normalement, la densité de puissance moyenne géothermique est très faible (de l'ordre de 60 mW/m² contre une moyenne de 150 à 300 W/m² pour le rayonnement solaire). Mais dans certaines zones géologiques (généralement volcanique), les fuites de chaleur peuvent être beaucoup plus intenses et l'on peut rencontrer des gisements d'eau très chaudes exploitables pour produire de l'électricité (plus de 150 °C) *via* des turbines à vapeur ou pour des usages de chaleur basse température (moins de 100 °C). En N.-C., les seules informations que nous avons obtenues (par P. Maurizot, conseiller BRGM à la Dimenc) résultent d'une thèse de 1981 (J.P. Paris, 1981) qui fait mention de quelques sources thermales (à la Crouen, au sud de Canala, de Nakety et de Thio ainsi qu'à Prony), les températures de ces sources sont comprises entre 30 et 43 °C environ et peuvent révéler des ressources profondes plus importantes. Mais nous n'en savons pas plus.

Le rapport Enerdata de 2007, commandé par la Dimenc pour construire un outil d'aide à la décision permettant d'évaluer les scénarios de mix énergétique, fournit notamment une évaluation du gisement et du potentiel des ressources renouvelables réalisable en matière de production d'électricité (Enerdata, 2007). La figure 3 montre une évaluation du gisement et du potentiel réalisable en matière d'électricité.

Parmi les 60 MW éoliens, 17 MW nouvellement créés s'ajouteraient au 43 MW existants, pour un productible annuel supplémentaire d'environ 33 GWh (au total 120 GWh éoliens). Les 70 MW hydrauliques mentionnés (erreur dans le graphique qui donne 40 MW) représentent un accroissement de productible de 280 GWh par rapport aux 380 GWh actuels (78 MW déjà installés). Enfin, 30 MW photovoltaïques raccordés au réseau pourraient assurer plus de 50 GWh. Ce potentiel, relativement bien identifié, pourrait à lui seul porter la production annuelle d'électricité d'origine renouvelable à plus de 710 GWh (hors biomasse qui pourrait être destinée à d'autres usages que l'électricité).

Figure 3 – Estimation des gisements et potentiels de production d'électricité à partir des ressources renouvelables à l'horizon 2015



Source : Rapport Enerdata Services, mars 2007.

2. Les nouvelles technologies à mobiliser pour la Nouvelle-Calédonie

2.1. Carburants classiques et alternatifs

Pour produire de l'électricité par conversion chimique de l'énergie pour l'industrie, l'habitat, le tertiaire et les transports, deux choix doivent être effectués : le combustible et le procédé de combustion lui-même en prenant en considération le bilan carbone (Jancovici, 2007). Le système optimal doit être :

– flexible aux combustibles pour s'adapter aux évolutions du marché, qu'ils soient conventionnels tels que hydrocarbures fossiles gazeux (gaz naturel, GPL…), liquides (fioul lourd, essence, gasoil, kérosène…), solide (charbon), ou alternatifs (hydrogène, biomasse, biogaz, etc.) ;

– et souple lors de son utilisation (modification de la puissance demandée sans détérioration du rendement énergétique du système).

Nous allons d'abord considérer l'approche technique.

2.1.1. Le potentiel des combustibles fossiles conventionnels pour la Nouvelle-Calédonie

Pour une application donnée, le combustible est sélectionné en fonction de son adaptation à l'usage demandé, de son prix, de sa sûreté d'emploi, etc., mais, depuis quelques années, un critère supplémentaire est pris en compte, son aptitude à produire la quantité minimum de CO_2 par kWh dissipé. Cette grandeur est quantifiée par le facteur d'émission,

FE, définie par la masse (en g, kg ou tonne) de CO_2 émise par giga Joule de combustible dissipé ou kWh(par exemple : gCO_2/kWh dissipé).

2.1.1.1. Le gaz naturel (GN) n'est pas accessible pour la Nouvelle-Calédonie

Le gaz naturel (GN) est composé en majorité de méthane, généralement 95 %, mais sa teneur peut varier entre 70 et 100 %, il peut contenir d'autres hydrocarbures (propane, butane, éthane, gazoline...), du diazote, du dioxyde de carbone, du sulfure d'hydrogène. Le gaz naturel possède un pouvoir calorifique inférieur (PCI) moyen de 38,1 MJ/kg soit 10,58 kWh/kg (selon sa composition et sa provenance). En 2005, il représentait 23 % de l'énergie consommée dans le monde. Son facteur d'émission (FE) est 201 gCO_2/kWh_{th} : c'est l'hydrocarbure émettant le moins de CO_2 par kWh produit. Le monde possède de très importantes réserves de gaz naturel, il est très largement utilisé dans les pays industrialisés.

Le gaz naturel est transporté du pays producteur, ou depuis les dépôts de carburants, jusqu'à l'utilisateur final, soit par gazoducs à une pression comprise entre 90 et 100 bars, soit par bateaux (méthaniers). Dans ces derniers, le GN est transporté à la pression atmosphérique et à la température de -162 °C. La température est maintenue en confinant le gaz liquéfié dans des citernes isolées thermiquement ; 0,15 % du volume total passe par jour à l'état gazeux avant d'être consommé par le bateau pour sa propulsion.

Le plus grand des méthaniers du monde, le Provalys (Gaz de France), possède une capacité de 154 500 m^3 et un tirant d'eau de 12 m. Un tel navire ne peut entrer dans les lagunes calédoniennes, le terminal devrait donc être situé au-delà de la barrière de corail. En conséquence, pour les îles en général, la construction d'un terminal méthanier est coûteuse, perturbe l'écosystème et ne présente pas d'intérêt en comparaison des faibles quantités de gaz susceptibles d'être importées. Un petit méthanier transportant 100 000 t de GN fournira environ l'énergie électrique pour 9 mois à la Nouvelle-Calédonie. Il faut ajouter les coûts liés à l'infrastructure portuaire, l'investissement et le coût du stockage du méthane en citerne pendant plusieurs mois, les pertes par évaporation, le développement d'un réseau de distribution du gaz sur l'ensemble du territoire. De plus son introduction suppose que l'ensemble des acteurs (industriels et domestiques) s'entende pour une utilisation conjointe du gaz. Enfin une politique de mono-énergie est stratégiquement déconseillée.

Il existe des solutions de terminal gazier flottant, mais les contraintes de la barrière de corail et de cette zone cyclonique ne nous semblent pas favorables à cette technologie. Nous continuons donc à penser que le gaz naturel n'est pas adapté à une utilisation en Nouvelle-Calédonie.

2.1.1.2. Les hydrocarbures liquides ont un coût potentiellement élevé et fluctuant

(J.-M. Jancovici, 2007)

Les hydrocarbures liquides représentent 37 % de l'énergie consommée dans le monde en 2005 et sont utilisés par l'industrie, l'habitat, le tertiaire et pour les transports. Leur PCI sont les plus élevés 39,9 MJ/kg (pour le fioul lourd) soit 11,09 kWh/kg. Ils possèdent respectivement un FE de 282 gCO_2/kWh_{th} (fioul lourd) et de 267 gCO_2/kWh (kérosène). Pour les transports, les hydrocarbures fossiles liquides resteront encore longtemps l'énergie embarquable la plus utilisée même avec l'adjonction de biocarburants. Pour l'industrie, devant le coût élevé et fluctuant de ces combustibles liquides et la concurrence d'usage avec

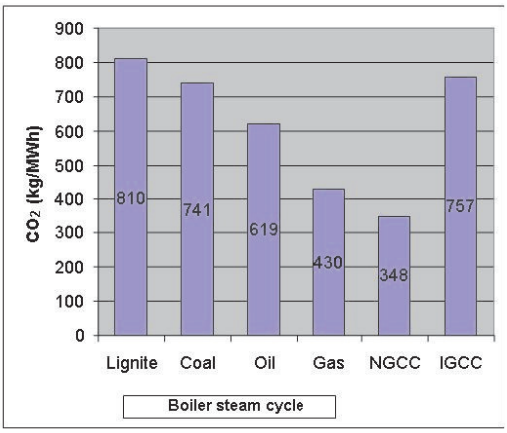
les transports, ils seront de moins en moins économiquement attrayants pour une utilisation à long terme.

2.1.1.3. Le charbon est le plus accessible

Le charbon possède une composition très variable selon le gisement. On distingue deux classes, les *browncoal* avec la tourbe et le lignite, et les *hard coal*, le flambant sec, le Gras (*bitumineux*) et l'anthracite. Du *browncoal* au *hardcoal*, on observe une croissance du pouvoir calorifique et une diminution de l'humidité, des matières volatiles et de la teneur en cendres. Le PCI du charbon est compris entre 15 et 27 MJ/kg soit de 4,16 à 7,5 kWh/kg, valeurs fonction des pourcentages en carbone, soufre, hydrogène et humidité. Le lignite n'enferme que peu de soufre mais contient une forte humidité. Le charbon présente un FE de 364 gCO_2/kWh_{th} pour le lignite et de 347 gCO_2/kWh_{th} pour l'anthracite, c'est le combustible le plus défavorable en ce qui concerne les émissions de GES, mais il représente 24 % de l'énergie primaire mondiale. Le coût et les réserves importantes indiquent en charbon que c'est encore le combustible primaire le plus compétitif actuellement pour produire de l'électricité.

Dans le quatrième chapitre « Disponibilité des données », nous donnerons une analyse des marchés de ces énergies.

Figure 4 – Émissions de CO_2 pour différents combustibles et types de centrales



La figure reporte les émissions de différents combustibles ainsi que les technologies de combustion (*coal* : charbon, *oil* : fioul lourd, *gas* : gaz naturel, *NGCC* : gaz naturel à cycle combiné ; *IGCC* : gazéification du carbone avec cycle combiné).

Conclusion sur le potentiel des combustibles conventionnels en Nouvelle-Calédonie

En l'absence d'utilisation possible de GN, le charbon apparaît être le seul combustible conventionnel attrayant en Nouvelle-Calédonie malgré son empreinte écologique défavorable. En effet, les méthaniers ont des capacités de transport sans rapport avec la faible demande décentralisée calédonienne et la construction d'un terminal portuaire spécifique provoquerait une catastrophe écologique.

2.1.2. Les combustibles alternatifs, qui, de plus, contribuent à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, sont-ils adaptés à la Nouvelle-Calédonie?

2.1.2.1. L'hydrogène

L'hydrogène (H_2) est l'élément le plus abondant de l'Univers : 75 % en masse et 92 % en nombre d'atomes. Il est présent en grande quantité dans les étoiles et les planètes. Par contre, dans la croûte terrestre, l'hydrogène ne représente que 0,22 % des atomes, loin derrière l'oxygène (47 %) et le silicium (27 %). Il est rare dans l'atmosphère terrestre, puisque le dihydrogène ne représente en volume que 0,55 ppm des gaz atmosphériques. Sur Terre, la source la plus commune d'hydrogène est l'eau dont la molécule est constituée de deux atomes d'hydrogène et d'un atome d'oxygène ; l'hydrogène est surtout le principal constituant (en nombre d'atomes) de toute matière vivante, puisqu'il est présent et associé au carbone dans tous les composés organiques. Par exemple, l'hydrogène représente 63 % des atomes du corps humain.

L'hydrogène a un PCI de 10,74 MJ/Nm^3 soit 2,98 kWh/Nm^3, le FE est nul puisque les produits de combustion sont composés majoritairement d'eau avec 0 % de CO_2. Lors de sa combustion, des précautions devront être prises pour limiter la formation de polluants tels que les oxydes d'azote d'origine thermique et l'oxydation des corps subsistants de son procédé de fabrication. L'hydrogène est donc présent en grande quantité sur terre, mais sa production exige un apport énergétique : l'hydrogène ne peut donc pas être considéré comme une énergie primaire.

Production de l'hydrogène : pour produire de l'hydrogène, plusieurs procédés sont utilisés, tous nécessitent un apport d'énergie supérieur à ce qui sera restitué lors de sa transformation finale. La méthode de fabrication actuellement la plus utilisée, pour les besoins des industries du raffinage et chimiques, est le reformage du méthane, du méthanol ou de l'éthanol (ou du bio-méthanol ou du bio-éthanol). Ce procédé est basé sur la transformation d'hydrocarbures fossiles avec production simultanée de CO_2. Les autres procédés sont basés sur une décomposition très endothermique de l'eau. La décomposition thermique directe de l'eau n'est pas envisageable car elle exige des températures de l'ordre de 3 000 °C, seule l'utilisation de l'énergie solaire concentrée serait envisageable. Une décomposition de l'eau en présence d'oxydes de zinc abaisse la température de décomposition à 1 200 °C. Ce procédé est donc moins énergétivore et a l'avantage d'être utilisable pour une fabrication délocalisée. Un autre procédé est l'électrolyse, mais, pour améliorer son rendement, elle doit se faire à haute température (système hybride). L'énergie pour le chauffage et l'électricité serait fournie par exemple par une centrale nucléaire.

Enfin, si les progrès technologiques réussissent à améliorer son rendement énergétique, la gazéification du charbon ou de la biomasse est également une solution pour produire de l'hydrogène (en fait c'est la décomposition de l'eau lors de la gazéification qui produit l'hydrogène, le charbon ne possédant pratiquement pas d'hydrogène, la biomasse, assez peu).

L'apport d'énergie nécessaire à la production de l'hydrogène se retrouve quasiment lors de son utilisation, c'est pourquoi on ne considère pas l'hydrogène comme un combustible réel, mais plutôt comme un vecteur énergétique : la production d'hydrogène par hydrolyse

pendant les périodes de surproduction d'énergie électrique est une forme de stockage de l'énergie.

Le stockage et le transport de l'hydrogène restent des éléments clés. La voie classique consiste à stocker et véhiculer ce gaz dans des bouteilles sous une pression de 700 bars. Le danger lors d'un choc (accident de la route) condamne quasi définitivement l'emploi de l'hydrogène dans les automobiles, seuls des prototypes expérimentaux de véhicules avec pile à combustible ou moteur à hydrogène existent et sont en cours d'évaluation. D'autres technologies consistent à adsorber l'hydrogène sur des hydrures métalliques (hydrure de magnésium) ou dans des nanotubes de carbone. Les résultats n'ont pas atteint les objectifs escomptés à un niveau de 6 % de stockage en masse de l'hydrogène par rapport au réservoir. Des réservoirs hybrides, haute pression et paroi adsorbante pour réduire les fuites, sont encore à l'état de recherche.

Conclusion

Il a été entamé, depuis quelques années, une large réflexion sur le « tout hydrogène », mais des verrous techniques subsistent sur son procédé de fabrication, son stockage, son transport et son utilisation, la sécurité reste également un problème. L'« ère de l'hydrogène » n'est pas envisagée avant quelques décennies, seule une utilisation dans des piles à combustibles pour la propulsion automobile est actuellement envisagée. La technologie existe, mais le coût est encore non concurrentiel vis-à-vis du prix actuel du pétrole brut. Pour la production d'électricité, les turbines à gaz à hydrogène à cycle combiné ne sont pas encore opérationnelles (problème de stabilité de flammes, retour de flamme *flash back*…).

La production et l'emploi de l'hydrogène comme combustible alternatif pour les transports et la production d'électricité ne sauraient être des solutions raisonnables, à ce stade des développements connus. Ce n'est en tout cas pas une piste pour la N.-C. sans une validation technologique et un déploiement mondial préalable.

2.1.2.2. Le biogaz de décharge ou des boues de station d'épuration

Le biogaz est le gaz produit par la fermentation de matières organiques animales ou végétales fermentescibles en l'absence d'oxygène. Cette fermentation, appelée aussi méthanisation ou digestion anaérobie, se produit naturellement dans les marais ou spontanément dans les décharges contenant des déchets organiques (Solagro, 2001, 2003, 2004). On peut aussi la provoquer artificiellement dans des digesteurs pour traiter des boues d'épuration, des déchets organiques industriels ou agricoles, etc. La méthanisation peut représenter un complément d'activité pour les agriculteurs qui valorisent ainsi économiquement et énergétiquement leurs déchets agricoles (de source végétale ou animale) : la méthanisation est synonyme d'autonomie économique pour les producteurs de biogaz.

Le biogaz est un mélange composé essentiellement de méthane (entre 50 et 90 %) et de dioxyde de carbone (10 à 40 %), avec des quantités variables d'eau, du sulfure d'hydrogène (H_2S) de 0 à 0,1 %. On peut trouver d'autres composés provenant de contaminations, en particulier dans les biogaz de décharges.

Son PCI provient uniquement du méthane et est fonction du taux de dilution dans le CO_2. Le PCI du biogaz est 9,42 x 0,7 = 6,59 kWh/m^3 pour un biogaz à 70 % de méthane, à

15 °C et à la pression atmosphérique. La productivité peut être estimée entre 0,15 à 0,30 m^3 de biogaz par m^3 de digesteur et par jour. Le biogaz est ainsi la forme renouvelable du gaz naturel (Couturier, 2004). La récupération du biogaz produit par les décharges est d'autant plus intéressante que le méthane est un gaz à effet de serre. Pour utiliser le biogaz dans un moteur ou une chaudière, il faut impérativement procéder à un séchage du gaz afin de limiter la corrosion par les composés halogénés qu'il contient. La valorisation constitue un puits de GES, elle devrait être obligatoire (ADEME, 1999, 2000)].

- Le biogaz de décharge a des teneurs en méthane plus ou moins élevées en fonction de l'étanchéité du mode d'exploitation. En Nouvelle-Calédonie, quelques milliers de m^3/h de méthane pourraient être récupérés et utilisés sur les grandes décharges (1 m^3 méthane équivaut à 1 litre d'essence !). Un centre d'enfouissement de déchets récupère en moyenne 100 m^3 de méthane par tonne de déchets traités. La collecte sélective des déchets putrescibles permet une méthanisation plus rapide qu'en décharge en utilisant des bioréacteurs spécifiques (digesteurs). La gestion optimisée énergétiquement des décharges fournirait une image écologique et un apport énergétique améliorés de la Nouvelle-Calédonie (Geldron, 2003 ; ADEME, 2007 ; ADEME, 2006).
- Les déjections animales : la réglementation rend obligatoire les équipements de stockage des effluents (lisier, fumier) pour une capacité supérieure à 4 mois. Ce temps de stockage peut être mis à profit pour la méthanisation des effluents. D'autres déchets agricoles : résidus de culture et d'ensilage, effluents de laiteries, retraits des marchés, gazons, etc. sont également valorisables. Une tonne de fumier produit en 90 jours environ 60 m^3 de biogaz comprenant 55 % de méthane. En ce qui concerne les déjections animales, des bovins en particulier, la centralisation des excréments vers un digesteur semble difficile en Nouvelle-Calédonie car l'élevage est sous forme de *ranching*.
- Les effluents des industries agroalimentaires peuvent aussi être méthanisés. Le but est principalement d'éviter le rejet de matières organiques trop riches et d'accompagner d'une valorisation énergétique.
- Le fond des lacs et marais : le biogaz y est produit naturellement par les sédiments organiques qui s'y accumulent. Leur récupération est délicate.
- La méthanisation des boues des stations d'épuration (urbaines ou industrielles) permet d'éliminer les composés organiques liquides et de rendre la station plus ou moins autonome en énergie. Les sédiments résiduaires sont surtout constitués de bactéries mortes et de matière organique minéralisée. Une installation moyenne produit environ un excès de 40 g de matière sèche par jour et par habitant. Leur quantité est réduite de 35 % et une tonne de ces déchets génère jusqu'à 175 m^3 de biogaz soit l'équivalent énergétique de 190 litres d'essence. Une boue est caractérisée par plusieurs données numériques dont la siccité, le taux d'humidité, de matières sèches, de matières volatiles sèches et sa consistance. De plus, la méthanisation des boues d'épuration permet d'éliminer les odeurs liées à leur traitement habituel.

Les boues sont le plus souvent mises en décharge ou valorisées en agriculture par épandage ou compostage (quand il est autorisé) ; elles peuvent aussi, avant l'épandage, être digérées par des bactéries anaérobies pour produire du biogaz (qui sera lui-même valorisé en électricité, chaleur, etc.) et le digestat qui sera épandu sur les terres (éventuellement après

compostage). Elles peuvent être incinérées, seules ou avec des ordures ménagères ou brûlées dans un lit fluidisé (cf. § 1.3.1.2. de la partie 1 « Contribution à l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes industriels en Nouvelle-Calédonie »).

Le biogaz apporte une réponse énergétique et écologique au problème du traitement des déchets organiques, la méthanisation est donc une activité de dépollution. Sa valorisation constitue une alternative à l'enfouissement ou au rejet de ces déchets, ainsi qu'à la consommation des énergies fossiles. Une fois digérés, les déchets sont moins nocifs pour l'environnement, la méthanisation élimine les odeurs liées à un traitement habituel ; le risque d'une pollution biologique ou organique est largement amoindri, la fermentation diminue le pourcentage de matière sèche, ce qui diminue le volume à transporter et épandre…

Le biogaz est également un biocarburant présentant de nombreux avantages en réduisant les émissions de gaz à effet de serre, en se substituant à d'autres énergies exogènes (fossile et nucléaire). Après une séparation du CO_2 du biogaz, les utilisations du biogaz sont identiques à celle du méthane. La combustion du biogaz issu de la méthanisation réduit de 20 fois l'émission des GES vis-à-vis des gaz issus de la fermentation (cf. tableau 1).

2.1.2.3. Les biocarburants

(E. Poitrat, 2008 ; ADEME, 2002)

Le marché des biocarburants a connu une forte croissance dans le monde ces dernières années, il représentait en 2005 quelque 1,3 % de la consommation européenne totale du transport routier. Poussé par les constructeurs automobiles, c'est la réduction de la consommation énergétique non renouvelable, en particulier du pétrole, la maîtrise des polluants et la diminution des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère qui sont à l'origine de ce nouvel engouement. Pour intensifier cette tendance, le Conseil européen fixe une proportion minimale de 10 % de biocarburants dans la consommation totale d'essence et de gazole dans l'Union européenne d'ici à 2020. Une première génération de biocarburants (plantes sucrières, céréales ou amylacées) est déjà opérationnelle, mais ses rendements énergétiques sont discutés et ils sont en concurrence avec les utilisations alimentaires : une seconde génération à base de valorisation énergétique du bois (ressources ligno-cellulosiques) est à l'étude pour les décennies futures.

La publication, en janvier 2008, de la proposition de directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (directive ENR), maintient l'objectif d'incorporation de 10 % de biocarburants dans le pool carburant à horizon 2020.

Cette proposition de directive introduit plusieurs critères permettant de qualifier la durabilité des biocarburants :

– ils doivent assurer une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 35 % au moins par rapport aux équivalents fossiles ;

– ils ne doivent pas être produits à partir de terres reconnues comme étant de grande valeur en termes de diversité biologique : forêt non perturbée par une activité humaine importante, zone affectée à la protection de la nature, prairies présentant une grande valeur sur le plan de la biodiversité ;

– ils ne doivent pas être produits à partir de terres présentant un important stock de carbone, c'est-à-dire de zones humides (terres couvertes ou saturées d'eau en permanence ou pendant une partie importante de l'année, notamment les tourbières vierges, les mangroves…) ou de zones forestières continues (d'une étendue de plus d'1 hectare, caractérisée par un peuplement d'arbres d'une hauteur supérieure à 5 mètres et des frondaisons couvrant plus de 30 % de sa surface).

Ces critères, assez contraignants, montrent la nécessité d'assurer un développement durable des biocarburants avant de considérer l'économie substantielle qu'ils peuvent apporter en combustibles fossiles et en rejets de CO_2.

Pour la production de biocarburants, il faut s'assurer d'une filière d'approvisionnement continu en biomasse comprenant la plantation (disponibilité pour des plantations dédiées), la culture (disponibilité en eau et nutriments pour assurer des rendements suffisants), l'exploitation, le conditionnement, le transport et la préparation de la ressource de biomasse sachant que des volumes très importants sont mis en jeu. La ressource mobilisable pour la production de biocarburants de deuxième génération comprend les résidus agricoles et de l'industrie du bois, pailles et céréales, les résidus forestiers et les cultures dédiées, comme des taillis à courte rotation parmi lesquels le peuplier, le saule, l'eucalyptus, le miscanthus…

Des indicateurs d'impacts environnementaux doivent être également considérés. En effet, l'étape agricole des biocarburants s'accompagne de fuites de nitrates et de produits phytosanitaires dans les sols, des émissions d'oxydes d'azote (N_2O en particulier : rapport Crutzen) dans l'air, la phase industrielle provoque des rejets d'hexane lors de la trituration des graines, et enfin la combustion rejette des oxydes d'azote, du CO, des particules et des hydrocarbures imbrûlés. D'autres études montrent que globalement l'utilisation de biodiesel peut augmenter les émissions de NOx mais réduire celles de CO et de particules. De nombreuses réflexions sont actuellement menées pour quantifier au moyen d'analyses de cycles de vie (ACV) détaillées les rendements énergétiques, écologiques et économiques des biocarburants.

Enfin, il doit être pris en considération la concurrence des usages entre des terres agricoles dédiées à la culture vivrière et celles dédiées à la production d'énergie : la demande d'énergie des pays industrialisés ne doit pas affamer l'autre moitié de la planète.

En conséquence, avant de déployer une stratégie de production de biocarburants, il faut évaluer précisément le gisement de biomasse mobilisable localement ou importé, valider la filière, s'assurer de la disponibilité et du coût de la main-d'œuvre, au même titre que des gains énergétiques et de GES. L'achat de biocarburants est également une façon de réduire les émissions de CO_2 par les transports. Il faut prendre en compte la baisse des rentrées des taxes sur les carburants pour le gouvernement.

Conclusion sur la ressource agricole, animale et forestière en Nouvelle-Calédonie

La ressource de biomasse mobilisable en N.-C. (agricole et forestière) est évaluée dans la partie 3. Les points suivants ressortent de cette évaluation :

- La culture à des fins énergétiques de plantes sucrières (canne à sucre), d'amylacées (pommes de terre, topinambours, ignames, etc.) et d'oléagineux (huile de coco) est techniquement possible en Nouvelle-Calédonie mais les conditions d'un tel

développement doivent être examinées au préalable (aspects politiques, économiques, techniques…).

- Le type actuel d'élevage *ranching* est peu propice à une collecte des déjections animales et à leur valorisation.
- Une évaluation de la réserve forestière et les déchets de bois montre qu'elle est relativement faible et ne suffira pas à la substitution de combustibles fossiles ce qui risque de limiter l'intérêt du développement de la filière.
- Le développement d'une agriculture pour un usage énergétique pourrait s'appuyer sur l'utilisation de plantes OGM (Organismes génétiquement modifiés) capables de s'adapter à une culture intensive demandant peu d'eau et d'intrants, et dont les propriétés physiques sont bien adaptées au terrain et au climat local ainsi qu'au traitement qui lui sera administré lors de sa transformation en biocarburant.

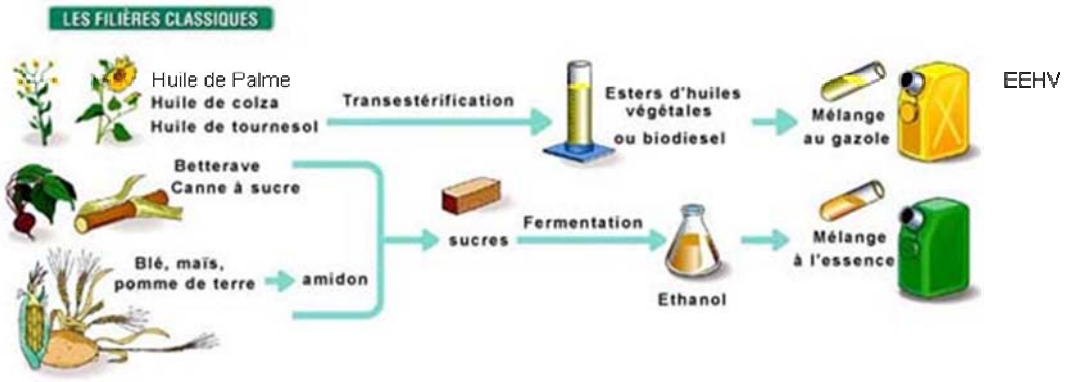
Dans les paragraphes suivants nous traçons un état de l'art scientifique et technique des procédés de fabrication des biocarburants avec leur potentiel d'application en faisant l'hypothèse que la ressource biomasse est mobilisable.

2.1.2.3.1. Les biocarburants de première génération

(Ballerini, 2006 ; ADEME, 2002)

Déjà présents sur le marché, fabriqués au moyen de technologies matures, les biocarburants de première génération n'utilisent qu'une partie de la plante en valorisant soit l'amidon qu'elle contient, soit l'huile de sa graine. La partie ligno-cellulosique de la plante (tige, racine) n'est généralement pas utilisée à des fins énergétiques (sauf combustion directe). Deux filières classiques sont actuellement exploitées : la filière éthanol qui conduira à la production de bio-essence (ETBE) et la filière gazole qui, à partir du traitement d'huiles végétales, produit du carburant pour moteur diesel (EEHV). La figure 5 schématise les principales étapes de ces deux filières.

Figure 5 – Schéma de principe de fabrication de biocarburants



Source : document IFP.

a. Filière éthanol et l'ETBE (Ethyltertiobutyléther)

Trois grandes familles de plantes alcooligènes sont considérées pour produire du bioéthanol :

– les plantes sucrières (betterave, canne à sucre…) qui renferment des sucres directement fermentescibles en éthanol ;

– les plantes céréalières (maïs, blé, orge) ;

– les plantes amylacées et les tubercules (riches en fructanes) comme la pomme de terre, la patate douce, l'igname, le manioc, le topinambour… dans lesquels les sucres sont présents sous forme d'amidon. Dans un premier temps, il va donc falloir effectuer, grâce à des enzymes, une hydrolyse de l'amidon en monomères sucrés avant la fermentation.

Le principe de la fermentation alcoolique est connu depuis plus de 25 siècles. Les sucres sont convertis en éthanol (C_2H_5OH) par l'action fermentaire de micro-organismes, levures et bactéries, suivant la réaction de Gay-Lussac :

$$C_6H_{12}O_6 \rightarrow 2\ C_2H_5OH + 2\ CO_2$$

La fermentation est influencée par la présence d'éthanol et d'oxygène, la température, les éléments minéraux et le pH de la solution. Le rendement maximal de cette réaction établit que 100 kg de glucose produira 48,4 kg d'éthanol ce qui donne un rendement industriel proche de 90 % du rendement théorique de la réaction de Gay-Lussac. Cette réaction de fermentation est exothermique (1,2 MJ/kg d'éthanol produit) et produit de l'éthanol accompagné d'un dégagement de CO_2 (GES) gazeux.

Pour atteindre des concentrations supérieures à 99,5 %, une purification de l'éthanol est nécessaire. Industriellement, elle s'effectue en deux étapes : une distillation classique pour atteindre une teneur voisine de l'azéotrope, une seconde distillation azéotrope conduit à l'éthanol anhydre à 99,8 %v/v, cette étape est réalisée généralement avec du cyclohexane. Pour l'étape de distillation, des économies d'énergie sont réalisées en récupérant la chaleur des réactions exothermiques.

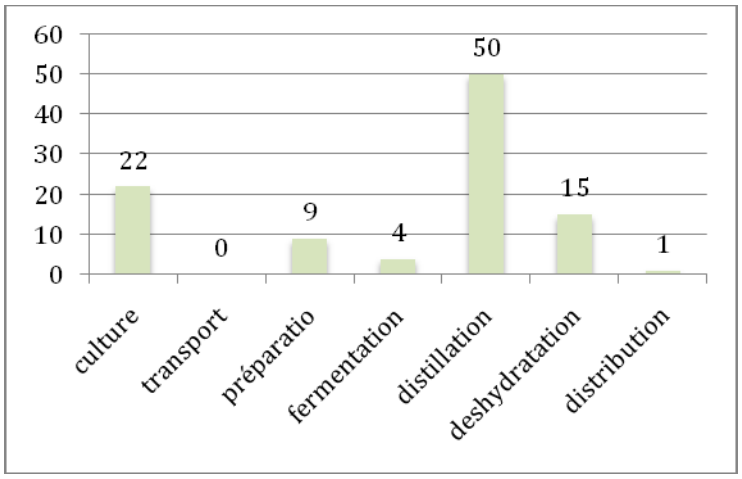
Potentiel d'application en Nouvelle-Calédonie

La fabrication de bioéthanol à partir de céréales ou plantes amylacées en vue de la fabrication de biocarburants (ETBE) est techniquement envisageable en Nouvelle-Calédonie à condition que la disponibilité de la ressource agricole soit effective (culture dédiée en Nouvelle-Calédonie ou achat de ressources à l'étranger). Des unités de production de bioéthanol d'un volume de 6 m^3 existent sur le marché pour des coûts modestes (échelle d'une grosse exploitation agricole, village…). Le bioéthanol obtenu peut être directement mélangé, à l'aide de pompes, à l'essence dans des proportions allant jusqu'à 20 % sans changer les réglages moteurs. Pour un pourcentage d'éthanol de 85 % (appelé en Europe E85), le véhicule doit être équipé d'un système FlexFioul-Ethanol et le pays doit déployer une filière de distribution de ce biocarburant E85.

Des procédés permettent de valoriser les effluents et coproduits de la fabrication de l'éthanol, par exemple, des pulpes sèches peuvent être utilisés pour l'alimentation animale, des vinasses récupérées au pied de la colonne de distillation peuvent être épandues comme

amendement sur les terres agricoles (soumis à autorisation préalable), les résidus solides issus des étapes de broyage peuvent être valorisés comme combustibles dans des centrales thermiques.

Figure 6 – Répartition en pourcentage de l'énergie selon les étapes de la production de l'éthanol de blé ou de betterave



Source : Étude ADEME/DIREM 2002.

La figure montre la répartition de l'énergie nécessaire à la production d'éthanol de blé. Ce procédé a mobilisé 0,489 MJ d'énergie non renouvelable par MJ fourni (soit 13,1 MJ d'énergie non renouvelable mobilisée par kg fourni), le rendement énergétique global du procédé est donc de 2,05 (énergie restituée/énergie non renouvelable mobilisée). Par comparaison, il faut mobiliser 1,15 MJ d'énergie non renouvelable pour fournir 1 MJ à partir de l'essence, soit un rendement de 0,87. On observe également que 65 % de l'énergie nécessaire à la production de bioéthanol provient des étapes de distillation et de déshydratation. Aussi, les chaleurs fatales venant des centrales électriques et de l'industrie métallurgique pourraient être valorisées dans un tel processus.

À partir de 300 kg de matière sèche de plantes amylacées, correspondant à une tonne de pommes de terre, patates douces ou amylacées, il est produit environ 100 kg d'éthanol. Par contre, 200 kg de maïs (matière sèche) produisent de l'ordre de 100 kg d'éthanol. En conséquence et en se reportant au tableau 1 élaboré pour des données recueillies dans les pays tempérés (on supposera que l'ordre de grandeur resterait similaire dans les zones tropicales si ces plantes pouvaient s'adapter), 1,8 tep/ha/an sont produits par de l'éthanol de blé, 4,1 par de l'éthanol de betterave. En conséquence, si l'on applique un coefficient pour le pouvoir calorifique de l'éthanol par rapport à celui de l'essence de 0,6 et que l'on introduit 10 % de bioéthanol dans l'essence (consommation d'essence de la Nouvelle-Calédonie en 2008 : 66 000 t/an ≈ 66 000 tep/an en 2008 soit ≈ 66 000 tep), il doit être incorporé 10 000 t (≈ 6 000 tep) d'éthanol dans 60 000 t (≈ 60 000 tep) d'essence. Sachant que le rendement de la betterave est de 2,9 tep/ha/an et celui du blé 1,25 tep/ha/an (le rendement serait meilleur pour la canne à sucre ≈ 3,5 à 4 tep/ha/an et plus faible pour les plantes amylacées qui comporte 70 % d'eau), la surface de culture dédiée pour la production d'essence contenant 10 % de bioéthanol serait de 8 000 ha avec du blé (surfaces équivalentes avec des patates douces, pommes de terre ou ignames – vérifier le rendement à l'hectare de ces légumes) et 3 448 ha avec de la betterave. L'emploi de canne à sucre conduirait à des rendements

légèrement supérieurs (≈10 %), donc à une surface dédiée de l'ordre de 3 000 ha. Pour produire du E85, il faudrait mobiliser une surface dédiée à la production de céréales ou de plantes amylacées environ 4,5 fois supérieure (hypothèse d'un rendement voisin de celui des zones tempérées et à condition d'une adaptation de la plante).

Tableau 1 – Rendement des plantes pour la fabrication d'agrocarburants dans les pays de zone tempérée

Source : coordination interministérielle pour la valorisation de la biomasse, Paris.

	Rendements de référence	Production en tep brutes/ha/an de carburants	Production en tep nettes/ha/an de carburants (inputs déduits)	Surfaces théoriques mobilisables (non cumulables)	Échéances industri-elles	Coût optimisé de mise à disposi-tion (HT)
Éthanol de blé	~ 2,8 tonnes d'éthanol/ha/an	~ 1,8 tep/ha/an	~ 1,25 tep/ha/an	~ 10 M ha (100 % alimentaires)	immédiates	~ 0,5 €/l (coefficient pci 0,64)
Éthanol de betteraves	~ 6,5 tonnes d'éthanol/ha/an	~ 4,1 tep/ha/an	~ 2,9 tep/ha/an	~ 1 M ha (dont 50 % alimentaires)	immédiates	~ 0,4 €/l (coefficient pci 0,64)
EMHV (colza)	~ 1,5 tonnes d'EMHV/ha/an	~ 1,35 tep/ha/an	~ 1 tep/ha/an	~ 4 M ha (dont 50 % alimentaires)	immédiates	~ 0,5 €/l (coefficient pci 0,9)
Éthanol de cellulose (voie fermentaire)	~ 12 tonnes de M S/ha/an ou 20 M3 ou 60 Mwh ou 5 tep pci (énergie primaire)	~ 2 tep/ha/an (rendement cellulose seule puis fermentation)	~ 1,5 tep/ha/an	~ 10 M ha équivalents (agricoles et forestiers)	2015 ?	(coefficient pci 0,64)
BTL – thermochimique voie autotherme(gazole vert)	idem	~ 2 tep/ha/an (40 % de rendement)	~ 1,5 tep/ha/an	idem	2010 – 2015 ?	~ 0,7 €/l ? (coefficient pci 1)
BTL – thermochimique voie allotherme (gazole vert)	idem	~ 4 tep/ha/an (80 % de rendement)	~ 3,5 tep/ha/an (énergie exogène non déduite : à préciser)	idem	2020	~ 0,7 €/l ? (coefficient pci 1)

En conclusion

Le développement de cette filière de fabrication de biocarburants à base de ETBE en Nouvelle-Calédonie pourrait être envisageable s'il s'avérait possible de récupérer à suffisamment bas coûts de la chaleur fatale de l'industrie métallurgique et, bien évidemment, si la ressource agricole locale dédiée est disponible ou si un achat à l'étranger de biomasse de plantes sucrières ou amylacées est envisageable. Il sera ainsi possible de réduire les rejets des

GES d'un facteur voisin de 2 sur l'économie d'essence, le mélange éthanol/essence pouvant être jusqu'à 20 % sans modification des moteurs, 85 % pour des véhicules FlexFioul.

b. Les huiles végétales brutes et les esters d'huiles végétales – (EMHV – Ester méthylique d'huiles végétales)

(Mullaney, 2002 ; Lédé, 2007)

Les huiles végétales brutes (HVB), après purification, sont quelques fois utilisées comme carburants dans les moteurs Diesel, mais la technologie et les performances des nouveaux moteurs s'accompagnent d'exigence que ne peuvent satisfaire ces huiles. Il est maintenant effectué une transestérification de ces dernières avec de l'alcool (généralement du méthanol) pour produire un ester méthylique (EMHV). Cet ester peut alors être utilisé dans tous les moteurs diesels en mélange dans le gazole à toutes concentrations, même pur ce qui permet de réduire la consommation de combustibles fossiles.

Dans le monde, l'huile de soja représente la production globale d'huiles végétales la plus importante suivie par l'huile de palme, viennent ensuite l'huile de colza, de tournesol, d'arachide, de noix de coco (coprah) (Rompsard, 2008a ; Rompsard, 2008b) et d'olive. Mais la plupart de ces huiles sont d'abord utilisées à des fins alimentaires, ce que l'on oublie trop souvent de souligner dans les réflexions relatives aux biocarburants. Les huiles sont composées principalement de triglycérides à hauteur de 95-98 %. Ces derniers sont constitués d'une molécule de glycérol estérifiée avec trois molécules d'acides gras semblables ou différents. Chacune des huiles possède sa propre composition en acides gras comprenant de 6 à 21 atomes de carbone.

Pour obtenir des HVB, le procédé comporte trois étapes : la trituration (écrasement, cuisson et pressage des graines), l'extraction (extraction de l'huile contenue dans les tourteaux à l'aide de solvant (n-hexane) à une température inférieure à 70 °C) ainsi que le raffinage. On obtient alors une huile alimentaire. Les consommations énergétiques pour atteindre l'étape de raffinage sont de 150 MJ sous forme vapeur et de 10 kWh électrique.

Ces HVB sont caractérisées par une longueur de leur chaîne moléculaire qui est plus longue que celle du gazole, une distribution et un nombre important d'insaturations, une masse moléculaire de l'ordre de 0,88 kg/mole, une masse volumique supérieure à 910 kg/m^3. Ils sont peu volatils et sont craqués à partir de 300 °C. La composition de l'huile agit sur leur viscosité, leur tenue au froid, leur délai d'auto-inflammation ou encore sur leur stabilité temporelle. Lors d'une utilisation dans un moteur diesel, la forte viscosité des HVB qui agit sur la pulvérisation, leur faible volatilité qui accroît le temps d'auto-inflammation, les dépôts sur les parois de la chambre ainsi que les figeages à froid perturbent son fonctionnement. Il faut également signaler leur dilution dans les huiles de lubrification ce qui provoque une usure plus rapide du moteur. Tous ces inconvénients indiquent que l'utilisation directe de telles huiles dans les moteurs modernes sera de plus en plus critique.

De plus l'emploi de ces huiles augmente les émissions de CO (+100 %), d'hydrocarbures imbrûlés HC (+400 %) qui sont des particules souvent cancérigènes (+90 à +140 %), d'aldéhydes et cétones (+30 à 330 %) et des hydrocarbures aromatiques polycycliques HAP (+20 %), par contre la formation des NOx est réduite (-25 %) du fait d'une température de combustion inférieure. Si de telles huiles pouvaient être utilisées

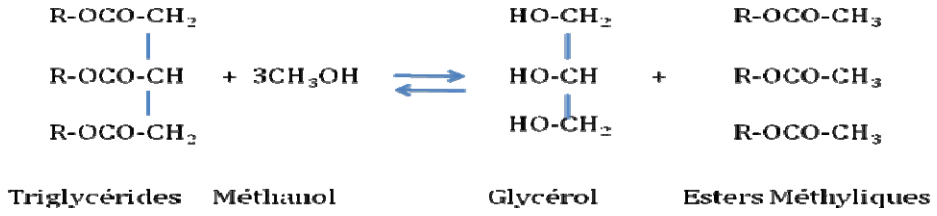
directement dans les tracteurs ou groupes électrogènes, leur emploi dans les moteurs modernes se heurtera aux mêmes limitations que pour les moteurs automobiles.

L'emploi direct des HVB dans un moteur (surtout dans les moteurs à injection directe) est donc limité et modifie ses performances. Seul, pour les quelques moteurs restants qui disposent d'une préchambre de combustion et qui possèdent une très lente vitesse de rotation (moteurs marins, anciens matériels agricoles, certains groupes électrogène) peuvent les accepter. Les inconvénients semblent donc plus limités mais des dépôts aux parois risquent de se former à long terme.

Les procédés de production des EMHV (Ester méthylique d'huiles végétales) et EEHV (Ester éthylique d'huiles végétales) :

Pour rendre les HVB utilisables dans un moteur, une transestérification leur est administrée.

Les triglycérides sont transformés par des réactions catalytiques de transestérification en milieu basique par du méthanol pour former des esters méthyliques avec la formation d'un sous produit : le glycérol. Avec une tomme de triglycéride, il faut ajouter 100 kg d'alcool pour obtenir une tonne de biodiésel et 100 kg de glycérol qu'il faudra éliminer ou valoriser. Cette réaction nécessite un léger chauffage des réactifs.



Une transestérification peut être effectuée également par de l'éthanol à l'aide d'un procédé semblable, des esters éthyliques EEHV de propriétés comparables à celles de l'EMHV sont alors produits. Il se forme, après évaporation de l'excès d'alcool de la glycérine et de l'ester de l'huile.

Ces esters sont des acides gras servant à l'alimentation humaine ou animale, aussi, leur impact est négligeable sur l'environnement. Ils sont biodégradables totalement ce qui, malheureusement, entraîne une oxydation rapide importante de ces produits par l'oxygène, ils sont donc peu stables et l'ajout d'additifs est obligatoire lors du stockage.

L'emploi direct des EEHV dans les moteurs diesel n'entraîne pas les inconvénients liés à l'utilisation des HVB. Ces esters sont même bénéfiques pour la lubrification des gazoles à très basse teneur en soufre. Ils sont miscibles avec le gazole (ils peuvent être employés en mélange au gazole ou même pur), mais leur pouvoir calorifique est légèrement inférieur ce qui entraîne une consommation de 7 % plus élevée.

L'impact environnemental des EEHV est positif avec généralement une baisse des émissions de CO, HC, des particules, mais une augmentation des NOx.

Potentiel d'application à la Nouvelle-Calédonie

Ces résultats montrent le potentiel de production et d'utilisation des biocarburants en Nouvelle-Calédonie. Comme pour l'ETBE, les EMHV ou EEHV peuvent être fabriqués à condition de s'assurer de la disponibilité de la ressource en huiles végétales. Pour réduire les coûts de production, l'utilisation de la chaleur fatale de l'industrie métallurgique ou de l'énergie solaire serait un plus lors de leur fabrication. Bien que plusieurs plantes cultivables sur l'île puissent être utilisées, il semble que l'huile de noix de coco, le coprah, soit particulièrement attrayante. Il faut alors créer une filière comprenant la plantation, la culture (eau, intrants), la récolte et la transformation du fruit en biocarburants EMHV. Les dispositifs de prétraitement de l'huile et de transestérification sont commercialisés, les coûts d'équipement sont raisonnables (quelques milliers d'euros) et leur fonctionnement est simple.

L'utilisation des HVB directement dans les moteurs modernes sera de plus en plus délicate, le déploiement d'une unité de transestérification serait profitable pour mieux valoriser les huiles (coprah, par exemple) en réduisant les émissions polluantes, cela à la fois pour les automobiles, bateaux et groupes électrogènes délocalisés sur les îles.

Conclusion sur la valorisation de la biomasse végétale en biocarburants en N.-C.

Techniquement, les deux filières, ETBE et EMHV pourraient être facilement déployées en N.-C. Pour chacune d'entre elles, l'équipement nécessaire serait abordable financièrement et serait aisément adaptable à des petites productions ; le mélange à l'essence pour l'ETBE et au gazole pour l'EMHV s'effectue au moyen de pompes avant le stockage en cuve.

2.1.2.3.2. Les biocarburants de seconde génération

(Ballerini, 2006 ; Poitrat, 2008)

Ce type de carburants est encore en phase d'étude et présente plusieurs objectifs : la valorisation de la plante entière (graine et tiges), l'utilisation du bois et de déchets de bois (matière ligno-cellulosique) et une moindre concurrence avec les cultures vivrières (Bridgwater, 2002).

a. Les ressources en biomasse ligno-cellulosique

Cette ressource provient aussi bien de déchets agricoles, forestiers ou des sous-produits de transformation du bois, que de cultures dédiées, qu'il s'agisse de plantes ligneuses ou de plantes herbacées. Le bois-énergie représente la moitié de la production brute mondiale de cette ressource, le reste couvrant les usages industriels (matériau). La transformation du bois génère une quantité importante de déchets valorisables soit sous forme d'énergie ou de matière première pour trituration, tout comme les déchets agricoles et forestiers secs qui fournissent également des quantités importantes de biomasse ligno-cellulosique. Enfin, la culture dédiée représenterait un gisement de ligno-cellulose (peupliers, eucalyptus, saules, maquis miniers, niaoulis, taillis à courte rotation, ou autres essences calédoniennes) important valorisable énergétiquement (cf. partie 3).

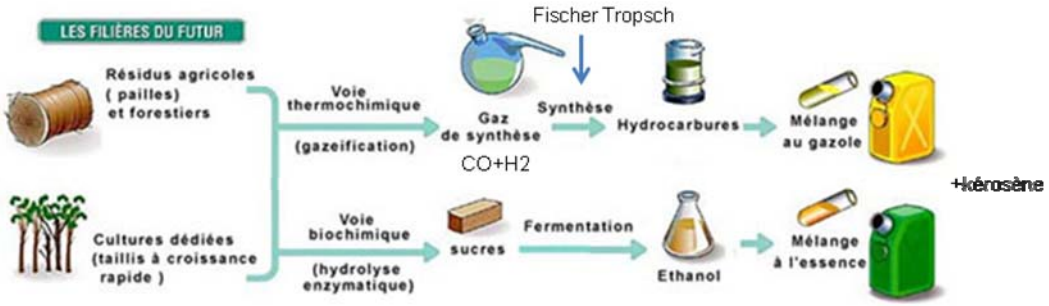
Les caractéristiques de la matière première influence le procédé de conversion en énergie. Par exemple, la teneur en inorganique défavorise la conversion thermochimique, la teneur en cendre conditionne la température de la réaction, donc le rendement du procès, la teneur en soufre et en azote sont responsables de la formation des polluants qu'il faudra

épurer. Le pourcentage en lignine, l'humidité et la granulométrie jouent également un rôle important. Par contre, dans les procédés biochimiques, c'est plutôt la lignine qui contrôle la conversion.

La ressource en biomasse ligno-cellulosique est réelle et potentielle dans les différentes parties du monde, mais le niveau de mobilisation de cette ressource dépend fortement des contraintes de continuité d'approvisionnement et de la politique foncière du pays, d'homogénéisation de la qualité et du coût de la culture (plantation, entretien, exploitation, transport). Cette ressource présente deux gros intérêts et c'est là un des grands enjeux de cette filière, ne pas être en concurrence avec des cultures vivrières, choix qui pourrait mener à affamer la planète, et rentabiliser l'entretien de la forêt (préserver le stockage du carbone).

Comme pour les carburants de première génération, deux filières permettent de valoriser cette ressource ligno-cellulosique : une voie thermochimique (sèche) et une voie biologique (humide). Le principe général est donné figure 7.

Figure 7 – Les filières du futur pour la fabrication de biocarburant de seconde génération



Source : document IFP.

Les procédés de valorisation de ce type de biomasse permettront la fabrication de carburants de synthèse propre sans molécules aromatiques susceptibles d'altérer la santé.

b. La voie thermochimique

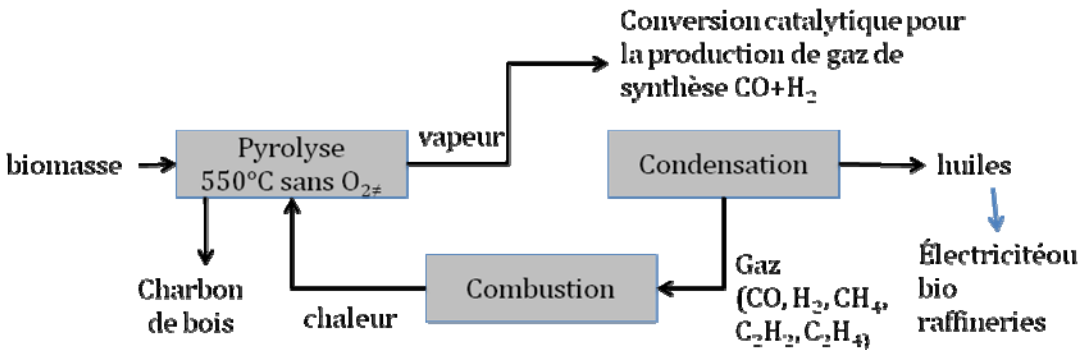
La conversion thermochimique de la biomasse ligno-cellulosique (bois) est porteuse de réels enjeux dans le monde à l'horizon 2020. Elle est dénommée actuellement par le terme de BtL *Biomasse to Liquid*. Deux principales voies existent pour produire des produits valorisables énergétiquement : la pyrolyse et la gazéification.

La pyrolyse

(Kohler, 2009 ; ADEME 2001)

Sous l'action de la chaleur et en l'absence d'oxygène, les constituants de la ligno-cellulose sont pyrolysés et convertis en trois phases : le solide (charbon végétal), des composés organiques condensables (huiles riches en oxygène) et des gaz dont les principaux sont CO_2, CO, H_2 et CH_4. Le contrôle des paramètres opératoires permet d'orienter ces réactions vers la production préférentielle d'une de ces trois phases et de maximiser les rendements. La pyrolyse est une étape d'homogénéisation et donc de pré-conditionnement de la biomasse. Ce procédé présente deux avantages : il permet d'obtenir, à partir de composés ligno-cellulosiques hétérogènes et difficiles à utiliser ou à transporter en l'état, des intermédiaires solides ou liquides, homogènes et transportables comme le charbon de bois ou les huiles de pyrolyse, donc de découpler spatialement production et utilisation de la biomasse. Ainsi, l'unité de production est implantée près de la ressource afin de minimiser le coût du transport de la matière première, la transformation en biocarburant est centralisée et bénéficie de l'effet d'échelle sur les investissements. Un autre avantage de la pyrolyse de la biomasse concerne la versatilité de la technologie qui, selon les conditions opératoires (vitesse de chauffe, température, temps de séjour dans le réacteur et pression) permet d'orienter la réaction vers le liquide, le solide ou le gaz ainsi de récupérer ou de concentrer des fractions indésirables dans une des phases.

Figure 8 – Schéma de principe d'une pyrolyse rapide



La pyrolyse de la biomasse a pour objectif de produire des gaz de synthèse pour la fabrication de biocarburants de seconde génération ; elle fournit également des sous-produits (goudrons, huiles…) qu'il faudra éliminer ou valoriser. Elle est effectuée par apport d'énergie provenant soit de la combustion d'une partie des gaz de pyrolyse, soit d'une source d'énergie extérieure ne rejetant pas de GES.

Les procédés à lit fluidisé, ablatifs ou sous vide fonctionnent généralement sur le schéma de la figure 8. Ils génèrent des composés gazeux qui, après refroidissement et condensation, sont récupérés en une phase liquide, les gaz incondensables et le charbon végétal sont récupérés pour y être brûlés et servir d'énergie d'appoint à la pyrolyse. Les huiles de pyrolyse contiennent plusieurs centaines de composés chimiques dans des proportions et poids moléculaires très variables.

La technologie est mature mais manque actuellement de débouchés. Les huiles de pyrolyse ne peuvent être utilisées que dans quelques moteurs spécialement conçus pour la production d'électricité, mais doivent être exclues pour une utilisation dans une turbine à gaz ou un moteur automobile (huiles difficiles à craquer lors d'un court temps de séjour dans la chambre de combustion, d'où présence importante d'imbrûlés dans les fumées et dépôt destructif d'huiles sur les parois). L'opération la plus prometteuse concerne la gazéification

des huiles et/ou du charbon végétal pour la production de gaz de synthèse convertis ensuite en méthanol ou hydrocarbures par synthèse Fischer Tropsch. Le gazéifieur pourrait ainsi fonctionner avec des huiles de caractéristiques semblables issues de biomasses différentes.

La gazéification

(Knoef, 2005 ; Rentizelas, 2009)

La gazéification est la transformation thermochimique d'un combustible solide (charbon, biomasse…) en présence d'un réactif gazeux (oxygène, vapeur d'eau, hydrogène…) à la différence de la pyrolyse qui est réalisée en milieu inerte (ADEME 2001). L'objectif est la conversion du solide en un mélange gazeux, appelé gaz de synthèse ou « syngas » contenant du H_2, CH_4, CO, CO_2, H_2O dans des proportions dépendant du procédé. Le mélange gazeux obtenu peut être utilisé pour différentes applications : la combustion dans un moteur, la cogénération électricité-chaleur avec un rendement amélioré vis-à-vis de la combustion directe de la biomasse étant donné l'augmentation de la température de la combustion (40 % du PCI de la biomasse), la synthèse de biocarburants. C'est ce dernier point qui présente le plus d'intérêt en valorisant tous les constituants de la biomasse ligno-cellulosique en biocarburants tels que le méthanol, le diméthyléther (DME) où les hydrocarbures obtenus par procédé Fischer Tropsch. Les hydrocarbures liquides obtenus sont le gazole ou le kérosène de synthèse, ils présentent des chaînes linéaires qui, pour permettre l'allumage correct du carburant dans la chambre, doivent être mélangées avec des hydrocarbures fossiles. Pour la combustion, le gaz de synthèse peut contenir du méthane et des composés plus lourds, aussi, il est recherché des conditions de gazéification telles que le rapport H_2/CO soit voisin de 2. Une réaction de *shift* convertit le CO en CO_2 pour fournir de l'hydrogène utilisable dans une pile à combustible, une turbine à gaz (technologie non mature) ou un moteur automobile. Ce procédé de gazéification est encore au stade de pilote et est plutôt favorisé par l'effet d'échelle ce qui est négatif pour la N.-C. Ce procédé émet donc du CO_2

Potentiel d'application à la Nouvelle-Calédonie

Les faibles ressources de biomasse réparties sur l'ensemble de la N.-C. n'exigeraient pas un préconditionnement.

La gazéification de l'huile de pyrolyse suivie d'une synthèse Fischer Tropsch fournirait du biodiesel, mais seule une grande échelle et la proximité d'une raffinerie permettrait de rentabiliser le procédé. En effet, le procédé catalytique Fischer Tropsch consiste à établir une réaction catalytique sur du Cobalt ou du fer, le gaz de synthèse dont le rapport H_2/CO est proche de 2,05 et à une température de 220 °C. Cette réaction est fortement exothermique et un verrou technologique est le refroidissement des multiples réacteurs. En jouant sur la température, le rapport H_2/CO, le débit de gaz (temps de séjour), le catalyseur, on peut sélectionner l'hydrocarbure optimal possédant un grand nombre de carbones ($>C_{20}$), on applique alors la chimie de raffinage du pétrole. Aussi, ces unités Fischer Tropsch devraient s'implanter à proximité d'une raffinerie (voir l'unité de transformation du gaz naturel en carburant liquide (GtL) en biocarburant dans les Émirats arabes unis).

La gazéification de la biomasse par un procédé thermochimique manque encore de maturité, il est davantage adapté à la gazéification du charbon qu'à de la biomasse ligno-cellulosique, il exige une ressource en biomasse et/ou charbon continue et importante pour assurer une taille d'installation suffisante pour garantir des rendements de l'ordre de 30 à

40 %. La N.-C. ne possède pas les critères satisfaisants (peu de ressource locale, faible demande), ni de raffineries pour déployer une telle technologie qui est également très chère. En conséquence, ces pistes ne sont pas adaptées à la N.-C.

c. La voie biochimique

Si la production d'éthanol à partir du saccharose des plantes sucrières ou de l'amidon des plantes amylacées est un procédé mature, celle à partir des matières ligno-cellulosiques se heurte à deux verrous : l'hydrolyse de la cellulose en sucres fermentescibles et la conversion des pentoses issus des hémicelluloses en éthanol.

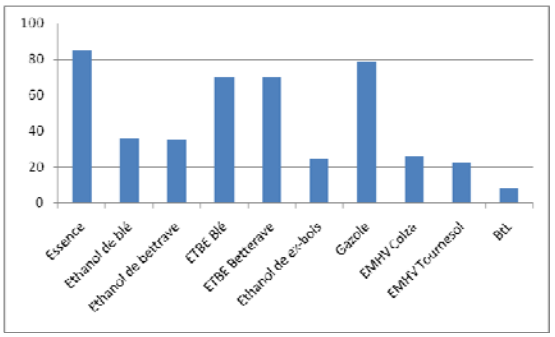
En effet, la lignine ne pouvant être fermentée en éthanol, la matrice ligno-cellulosique doit être prétraitée pour rendre la cellulose et l'hémicellulose hydrolysable afin d'obtenir des sources potentielles de sucres fermentescibles (figure 7). Enfin la matière première ainsi traitée peut être séparée du mout de fermentation éthanolique pour obtenir de l'éthanol qui peut être mélangé à l'essence jusqu'à des proportions importante 85 % (E85).

L'utilisation de la biomasse ligno-cellulosique pour la production d'éthanol carburant présente de multiples avantages du point de vue environnemental dû à un bilan CO_2 souvent meilleur ; mais pas toujours, seulement pour les plantes sucrières ou amylacées. La valorisation des déchets de la plante entière ne rentre pas en concurrence avec les cultures vivrières. Des schémas de procédés existent mais de nombreux verrous subsistent, ce qui nécessite des progrès en enzymologie de la cellulose et dans la physiologie des levures. L'avenir de cette filière dépend aussi des possibilités d'amélioration génétique des plantes qui seront retenues. Enfin, dans tous les cas, il faudra trouver de bons sols pour produire des quantités suffisantes de biomasses.

2.1.2.3.3. Conclusion sur les biocarburants

Il est reporté sur la figure 9 les émissions de CO_2 rapportées à la même quantité d'énergie produite à savoir 1 MJ, pour chaque type de carburant utilisé sous forme de produit pur. Pour les esters méthyliques d'huiles végétales, les diminutions des rejets de CO_2 se situent entre 70 et 75 % comparativement à ceux produits par le gazole. Avec la filière BtL, les estimations des gains avoisineraient 90 % soit le dixième des émissions d'un hydrocarbure.

Figure 9 – Bilan effet de serre – Utilisation de produits purs



Source : ADEME/DIREM – IFP 2002.

Les gains en émission de CO_2 calculés par rapport à ceux produits par les essences se situent à 60 % pour l'éthanol fabriqué à partir du blé ou de betteraves, alors qu'ils plafonnent à 22 % pour l'ETBE. Pour l'éthanol issu de la canne à sucre, ces gains avoisinent les 90 %. Avec la filière en cours de développement, de production d'éthanol à partir de biomasse ligno-cellulosique, ces gains seraient au moins égaux à 75 %.

Potentiel d'application à la Nouvelle-Calédonie

Ce procédé biochimique de fabrication d'éthanol à partir de ligno-cellulose est encore à l'état de recherche et exige une validation industrielle sur pilote. Il ne peut être envisagé pour un déploiement rapide pour la fabrication de biocarburants en N.-C.. Enfin il faudra déterminer ce qui est le plus avantageux pour la Nouvelle-Calédonie : produire des biocarburants sur des sols agricoles ou produire des aliments pour la consommation humaine directe ou indirecte, *via* l'élevage, pour réduire les importations de produits alimentaires.

2.1.2.4. Valorisation énergétiques des micro-organismes : algues

(A. Richmond, 2004)

Au cours de leur évolution – la première trace d'êtres photosynthétiques a été datée à 3,7 milliards d'années – les microorganismes photosynthétiques se sont habitués à des conditions environnementales très diverses, et on en trouve à peu près partout dans le monde, que ce soit dans les océans, en eau douce ou dans les eaux saumâtres, et ce, pour toutes les températures du globe, y compris extrêmes, puisqu'on les observe dans les glaces des pôles, dans des sources d'eaux ferrugineuses, les salines et les geysers… Cette adaptation à des milieux très différents explique l'étendue taxonomique de ce groupe d'êtres photosynthétiques qui comporte de nos jours, selon les estimations, entre 20 000 et 40 000 espèces différentes rien que pour les microalgues et cyanobactéries, ce qui en fait des groupes vivants les plus diversifiés. Malgré cela, cette bioressource reste grandement sous-exploitée, non seulement du fait de l'intérêt relativement récent du monde scientifique pour ces micro-organismes, mais aussi à cause du coût encore trop élevé pour des productions non alimentaires ou à faible valeur. Actuellement seule une cinquantaine d'espèces est clairement identifiée, pour seulement une dizaine réellement exploitée, ce qui montre d'ailleurs tout le potentiel de leur exploitation pour les années futures. Des recherches importantes sont réalisées dans le monde sur ce thème, on citera, entre autres, en France le laboratoire CNRS de Nantes, le GEPEA.

Ces micro-organismes photosynthétiques, les cyanobactéries ainsi que certaines bactéries sont capables d'assimiler le carbone inorganique (comme le dioxyde de carbone atmosphérique, ou ses différentes formes dissoutes pour les organismes aquatiques) pour le transformer grâce à de la lumière en matière organique en dégageant de l'oxygène.

$$6CO_2 + 12H_2O \xrightarrow{h\nu} C_6H_{12}O_6 + 6H_2O + 6O_2$$

D'où l'intérêt double : puits de CO_2 et source de combustible. Alors que les bactéries appartiennent au règne animal, les microalgues et cyanobactéries sont des cellules végétales et leur croissance est donc basée sur le même principe que celle par photosynthèse des plantes supérieures. Elles ont donc la capacité de se développer sur milieu entièrement minéral, en milieu aqueux, la lumière leur permettant alors de croître par absorption des minéraux nécessaires (nitrates, phosphates notamment) et du carbone inorganique environnant (les différentes formes de carbone dissous).

Les photobioréacteurs (PBR)

Un bioréacteur peut être défini comme une enceinte où l'on cherche à contrôler la croissance en maîtrisant les conditions de culture appliquées. On appelle photobioréacteur les procédés dédiés aux micro-organismes photosynthétiques et donc aux microalgues. La particularité de ces systèmes réside dans la nécessité de fournir de l'énergie lumineuse en plus des conditions générales de culture. En effet, contrairement aux substrats usuels que l'on ajoute au milieu, les sources de lumière sont forcément extérieures à la culture. Les besoins en énergie lumineuse des micro-organismes photosynthétiques (ou phototrophes) étant très importants, la lumière apparaît souvent comme le facteur limitant. C'est ce « simple » problème qui positionne les photobioréacteurs comme des procédés à part des bioréacteurs classiques, avec notamment un recours à des géométries particulières de réacteurs (planes, tubulaires…) dont l'objectif est de maximiser l'apport d'énergie lumineuse à la culture. C'est là, une limitation importante du rendement des réacteurs, la lumière est absorbée par les algues en surface et ne peut pénétrer et agir en profondeur.

La conception la plus simple et généralement retenue consiste à cultiver les micro-organismes phototrophes en bassin ouvert (lagunes, circuits en boucle dits *raceways*, canaux en forme de méandres). Aujourd'hui, une grande partie de la production vient de ces systèmes extensifs (5 000 à 6 000 t/an de matière sèche). Il est possible d'intensifier la production notamment par utilisation de systèmes clos. Le milieu étant confiné, les conditions de culture peuvent être mieux contrôlées. En utilisant des géométries adéquates, il est alors possible de tendre vers les optimums de conversion par photosynthèse de l'énergie lumineuse reçue en biomasse. Des rendements à l'hectare supérieurs à ceux des plantes sont obtenus. Une production de 100 t/ha/an de matière sèche peut ainsi être atteinte pour un système captant directement l'énergie solaire (tableau 2). Ce qui multiplie cependant seulement par cinq les productions que l'on peut obtenir par ha avec une bonne plantation d'eucalyptus.

Tableau 2 – Calcul des surfaces et volumes nécessaires pour la production de biomasse à partir d'une tonne par jour de CO_2

Type de système	Flux incident Q_0 (W/m^2)	Volume V (m^3)	Surface captation S (ha)	Biomasse maximale atteinte (kg/m^3
Végétaux supérieurs Plein champ (moyenne Europe)	100	Non significatif	37	Non significatif
PBR actuels extensifs et solaires (données de la littérature)	100	2 500	2.5	0.1 à 0.5
PBR intensifié en couche mince	100 400 après concentration	250 140	2.5 5 pour le captage sur 1.3 de culture	2 5
PBR avec distribution interne de la lumière (limite thermodynamique réacteur idéal)	400 Avec un éclairage interne de 4	80	0.2	15

Quantités de biomasses produites par tonne de CO_2 capté par les végétaux supérieurs et micro-organismes. Évaluation des surfaces et volumes nécessaires à la production de biomasse dans différents PhotoBioRéacteurs (PBR) (Jack Legrand 2007, communication privée).

La photosynthèse est un processus naturel de conversion solaire en biomasse et molécules diverses. En comparaison des végétaux supérieurs, les microalgues ont des capacités intrinsèques qui les positionnent favorablement dans nombre d'applications. Comme principaux atouts, on retiendra leur vitesse de croissance élevée (doublement d'une population en quelques heures), leur grande diversité et leur plasticité métabolique qui permet, par imposition de conditions adéquates, de forcer le micro-organisme à une production d'un métabolite donné. Leur longue évolution leur a apporté une grande diversité. Capables de synthétiser la plupart des éléments organiques essentiels comme les protéines, les sucres et les lipides, les microalgues et cyanobactéries présentent une biochimie très variée en comparaison d'autres micro-organismes. C'est d'ailleurs l'identification de métabolites particuliers qui a fortement encouragé la recherche, et notamment sur les molécules prisées des industries, comme les pigments, les polysaccharides ou divers composés biologiquement actifs. La diversité taxonomique des micro-organismes photosynthétiques étant énorme, les

applications possibles se sont alors révélées dans des domaines aussi variés que l'alimentation, la pharmacologie ou la cosmétologie. Le choix de souches adaptées et leur mise en culture dans des systèmes adéquats permet de répondre grâce aux microalgues à des grands enjeux de notre planète : agroalimentaire (source de protéines, de lipides d'intérêts type oméga-3), production propre d'énergies (biocarburants), dépollution d'effluents et recyclage de l'eau (fixation de nitrates, de phosphates, de CO_2).

Selon l'espèce et les conditions appliquées, il est possible de produire de l'hydrogène par biophotolyse de l'eau, de la biomasse végétale riche en lipides à vocation énergétique (biodiesel), ou en sucres utilisables pour l'obtention de méthane ou d'hydrogène par gazéification ou fermentation. La croissance photosynthétique impose de plus une fourniture de carbone inorganique (puits à CO_2), et le fonctionnement en milieu aqueux permet une gestion maîtrisée des apports en sels minéraux, sans relargage dans le milieu extérieur contrairement à la culture agraire (pollution des nappes phréatiques) et possibilité de recycler les milieux. Par ces différents avantages, les micro-organismes photosynthétiques sont souvent envisagés comme une source bioénergétique d'avenir, renouvelable, et avec une très faible pression sur l'environnement.

a. L'efficacité de la bioconversion de l'énergie solaire

Pour atteindre un rendement optimal, les algues ont besoin de CO_2 en grande quantité dans les bassins ou les bioréacteurs. Ces derniers doivent donc être couplés à des centrales thermiques classiques productrices d'électricité (centrales au charbon, par exemple) et qui rejettent du CO_2 avec une teneur moyenne de 13 %. Le CO_2 est mis à barboter dans les bassins et est assimilé par les algues. Il s'agit donc d'une technologie permettant d'augmenter le rendement de la photosynthèse et de traiter les eaux usées. C'est en ce sens qu'elles constituent une avancée dans le domaine environnemental. Par exemple, la centrale de Prony comportant 2 tranches de 40 $MW_{electrique}$, soit 240 $MW_{thermique}$, rejette 4 500 tCO_2/jour, si l'on considère que nous puissions disposer de PBR actuels et solaires, il faudrait, pour absorber le CO_2 produit, une surface de captage du soleil de 2,5*4 500 = 11 250 ha et un volume de $11{,}10^6$ m^3 soit une masse d'algues produite de 5 625 tonnes pour un flux incident de 100 W/m^2. Cette surface est réduite à 1 125 ha si la recherche mettait au point des PBR avec distribution interne de lumière de façon à atteindre le rendement thermodynamique maximum, la masse d'algues formée resterait de l'ordre de 5 400 t/jour. Il faudrait, pour cet optimum, tout de même fournir l'énergie pour filtrer 360 000 m^3 d'eau par jour !

Force est de constater que les micro-organismes ont la possibilité de mieux convertir l'énergie solaire que les cultures en plein champs grâce à des concentrations plus élevées de CO_2 issu de centrales thermiques (exemple Prony), mais les surfaces mobilisables sont gigantesques même avec des PBR clos.

b. Source de triglycérides

Les microalgues sont capables de synthétiser la plupart des éléments organiques essentiels comme les protéines, les sucres et les lipides, elles présentent une biochimie très variée en comparaison d'autres micro-organismes. Ces micro-organismes ont des avantages sur les espèces oléagineuses terrestres, ils peuvent accumuler jusqu'à 50 % de leur poids sec en acides gras, permettant ainsi d'envisager des rendements à l'hectare supérieurs d'un facteur 30 aux espèces oléagineuses terrestres. Si les biocarburants des céréaliers sont accompagnés

de pesticides et des engrais, la culture de microalgues en serre à grande échelle n'a pas besoin d'apport de produits phytosanitaires, et permet de maîtriser le cycle de l'azote et du phosphore en contrôlant le recyclage des éléments nutritifs. Enfin, le rendement de croissance et, par conséquent, des productions à l'hectare est supérieur aux espèces oléagineuses terrestres (tableau 2).

Le captage des deux tranches de Prony produirait 5 400 t de matière sèche par jour soit 3 800 t/acides gras par jour (~70 % de triglycéride). Une transestérification de ces huiles fournirait alors environ 3 800 t de biodiesel/jour ! Dix jours de production /an suffisent pour couvrir la consommation en diesel de la N.-C.! Il faut rappeler que ces chiffres suppose un réacteur optimisé qui n'est actuellement que théorique, qu'il nécessite de l'énergie pour le pompage, etc. Le processus doit être validé sur des pilotes. C'est une recherche et un déploiement à très long terme.

Des verrous majeurs doivent être levés : l'identification de souches à fort potentiel avec, le cas échéant, modification de la génétique ; le choix d'un forçage physiologique pour une production de lipides spécifiques (chaine courte), il faut stresser les organismes et provoquer des carences en silice, augmenter la concentration du CO_2 dissous, fortement exposer à la lumière et provoquer des chocs thermiques ; l'extraction et la purification des lipides (les algues enferment les lipides dans des poches qu'il est difficile de détruire) ; la production intensive et PBR dédiés pour une production de masse.

Cette technologie est prometteuse, elle peut être appliquée à des algues riches en sucres avant de procéder à leur fermentation en éthanol. La recherche n'est qu'à ses débuts, vingt ans seront nécessaires pour valider ou rejeter ces procédés.

Les algues sont parfois appelées biocarburants de troisième génération.

La production du biohydrogène

Dans le futur, l'hydrogène devrait être promu comme nouvelle source d'énergie dans une optique d'énergie durable et trouver de nouvelles applications en tant que vecteur énergétique dans les domaines du résidentiel et des transports, *via* une transformation en électricité dans les Piles à combustibles ou les turbines à gaz avec cycle combiné.

Les algues vertes unicellulaires, des microalgues ou des bactéries possèdent la propriété unique de produire de l'hydrogène à partir d'énergie solaire et d'eau, une enzyme, l'hydrogénase, étant au cœur de ces processus. Il est alors développé des procédés de photobioproduction d'hydrogène non-générateurs de gaz à effet de serre, basés sur la domestication des processus naturels de production d'hydrogène. Il s'agit alors de sélectionner des organismes producteurs optimisés, en modifiant les propriétés de l'hydrogénase qui est sensibilité à l'oxygène et à la capacité de transfert d'électrons. Des études sont en cours afin de comprendre ces phénomènes et optimiser la production.

Des verrous majeurs subsistent. Les mécanismes physiologiques sont complexes ; le rendement théorique de la bioconversion de la lumière est de 10 % (rapport de l'énergie de combustion de l'hydrogène sur l'énergie solaire incidente) ; l'hydrogénase est sensible à l'oxygène ce qui est incompatible avec la croissance par photosynthèse, d'où le besoin de PBR clos.

Là encore, les procédés ne sont pas matures et exigent des développements importants avant déploiement.

En conclusion de toute cette partie technologique, nous devons constater que les filières étudiées, quand elles ne sont pas rendues impossibles par la grande taille des unités disponibles, posent surtout la question du coût de production de ces algues et des conditions pour leur adaptation en N.-C. Même sans perfectionner les rendements de conversion des algues en biodiesel, on pourrait théoriquement les méthaniser et produire du biocarburant. La technologie est déjà mature, mais pas économiquement acceptable.

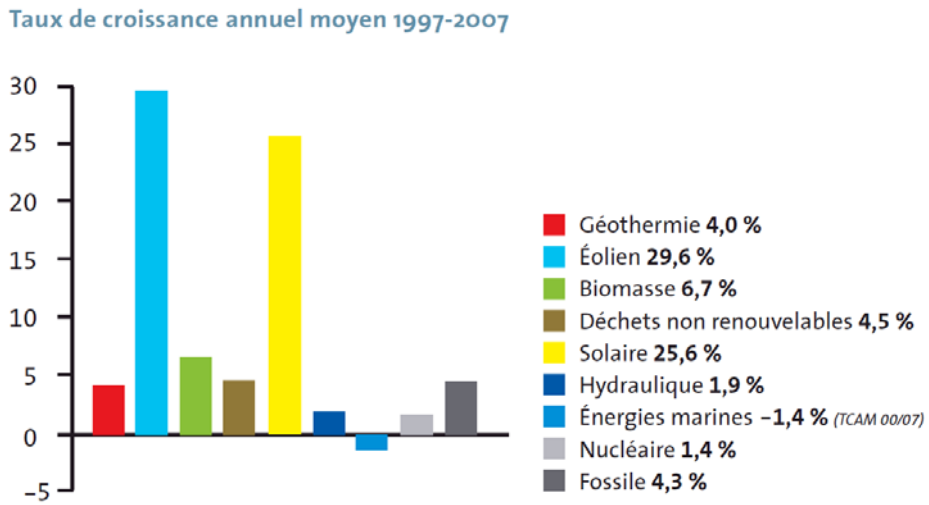
2.2. Technologies de production d'électricité

Nous proposons de balayer l'ensemble des technologies disponibles en insistant un peu plus sur celles dont le potentiel nous semble plus adapté aux conditions spécifiques de la N.-C.

L'électricité constitue une forme d'énergie particulièrement facile à transformer et à contrôler, c'est la raison pour laquelle sa consommation a tendance à croître plus fortement que les autres formes, mais elle est souvent également plus coûteuse économiquement et environnementalement. C'est la raison pour laquelle la maîtrise de sa consommation doit être une priorité avant le développement de nouveaux moyens de production.

Notons que si l'on observe les évolutions récentes en matières de développement de nouvelles installations de production d'électricité (figure 10), celles exploitant les ressources renouvelables (principalement photovoltaïques et éoliennes) détiennent les records de croissance relative.

Figure 10 – Taux de croissance mondial moyen 1997/2007 des moyens de production d'électricité



Source : ObservER, 2008.

2.2.1. Procédés de combustion et de conversion

Plusieurs technologies permettent de produire de l'électricité : la conversion de photons de lumières par effet photoélectrique (panneaux photovoltaïques), la conversion de la chaleur par effet thermoélectrique (Peltier…), la conversion par transfert d'électrons lors d'une réaction chimique, ou mécanique (turbine à gaz, turbine à vapeur, éolien, hydrolien et énergie des vagues, moteurs…) au moyen d'un générateur ou d'un alternateur. C'est ce dernier procédé qui est actuellement le plus utilisé par les centrales thermiques ou nucléaires de grandes puissances (le nucléaire n'est pas traité dans ce paragraphe).

Une centrale thermique produit de l'électricité à partir d'une source de chaleur provenant de la combustion d'un hydrocarbure gazeux ou liquide, du charbon, de la biomasse déchets industriels ou ménagers…).

Le dégagement de chaleur produit lors de la combustion chauffe un fluide, généralement de l'eau, qui passe ainsi de l'état liquide à l'état de vapeur. Cette vapeur entraîne une turbine couplée à un alternateur qui transforme l'énergie mécanique de la turbine en énergie électrique lors d'un cycle thermodynamique. Pour entraîner la turbine à vapeur, une chute de pression, entre son entrée et sa sortie, est réalisée en condensant en aval le gaz à l'aide d'une source froide. Le fluide condensé est en général réutilisé comme source de vapeur (cycle de Rankine) (*Les techniques de l'ingénieur*, 2008). Le rendement des procédés de combustion sont parfois augmentés en enrichissant l'air en oxygène (Baukal, 1998), L'emploi de cette technique est maintenant envisagé pour réduire le cout de la capture du CO_2 en post combustion en vue de son stockage.

Le rapport de la commission Ampère analyse les potentiels de développement des modes de production de l'électricité et le redéploiement des énergies (Ampère, 2000). Pour en savoir plus sur les régimes de combustion et de flammes : (Kuo, 1986).

2.2.1.1. Les turbines à gaz (TAG) ou turbines à combustion

Une turbine à gaz (TAG), appelée aussi turbine à combustion, est une machine tournante thermodynamique appartenant à la famille des moteurs à combustion interne. Son rôle est de produire de l'énergie mécanique (rotation d'un arbre) à partir de l'énergie contenue dans un hydrocarbure (fuel, gaz…) et de la transférer à un générateur ou un alternateur.

Dans sa forme la plus simple, la turbine à gaz fonctionne selon le cycle dit de Joule comprenant successivement et schématiquement :

– une compression adiabatique de l'air (compresseur axial ou centrifuge) qui consomme une partie de l'énergie mécanique de la turbine ;

– un dégagement de chaleur isobare dans la chambre de combustion ;

– une détente adiabatique dans les aubes de turbine jusqu'à la pression ambiante ce qui génère l'énergie mécanique ;

– un refroidissement isobare.

Le rendement théorique d'une TAG croît avec le taux de compression et la température de combustion. Son rendement faible (25 à 35 %) est dû au fait que l'énergie

fournie par le combustible est détournée par le compresseur ou perdue sous forme de chaleur dans les gaz d'échappement. Le rendement est amélioré en augmentant la température dans la chambre de combustion (plus de 1 200 °C). On se heurte alors à des problèmes de la tenue en température des matériaux utilisés pour la réalisation de la partie turbine. Des systèmes de refroidissement au moyen de multiperforation sont alors mis en place dans les parois de la chambre et des aubes en alliage réfractaire à base de Nickel.

2.2.1.2. Les turbines à gaz (TAG) à cycles combinés

L'expression cycle combiné caractérise une production d'énergie ou une centrale utilisant plus d'un cycle thermodynamique. Les TAG transforment une partie de l'énergie fournie par la combustion en travail moteur qui est convertie en électricité au moyen d'un générateur ou d'un alternateur. Le rendement dépend du cycle thermodynamique, il est généralement de l'ordre de 25 à 30 %. C'est en récupérant la chaleur des gaz d'échappement (chauffage, production de vapeur…) que le rendement global de la machine peut alors dépasser 50 %. On utilise pour cela la chaleur des gaz d'échappement (plus de 600 degrés) pour produire de la vapeur dans une chaudière. Une autre possibilité d'augmenter le rendement de la turbine est de réchauffer les gaz en sortie des étages de compression (avant les chambres de combustion) en les faisant passer dans un échangeur situé dans le flux des gaz d'échappement.

2.2.1.3. Les centrales thermiques à flammes

Les centrales thermiques à flammes stabilisent une combustion dans une chaudière au moyen de brûleurs à flamme de diffusion. Des jets de combustibles gazeux, liquides (hydrocarbures) ou solides (charbon pulvérisé, biomasse) sont injectés au nez du brûleur à proximité de jets d'air ou d'oxygène. La combustion se stabilise dans la zone de mélange combustible/comburant. Ce procédé est sûr car il n'y a pas de formation de mélanges des réactifs avant le foyer, mais il permet mal le contrôle de la zone de réaction et de formation des polluants. Ce type de centrales est tout de même le plus répandu dans le monde (voir États-Unis, Chine et Indes) et permet de disposer d'unités de très grande puissance (jusqu'à 3 600 $MW_{thermique}$ soit de l'ordre de 1 200 $MW_{electrique}$).

Pour les centrales à charbon (Lahaye, 1987), ce dernier doit être broyé avec une granulométrie bien définie avant de l'injecter (généralement 85 % des particules doivent avoir un diamètre inférieur à 70 μm). Cela exige le développement de broyeurs et de brûleurs spécifiques pour limiter la production des oxydes d'azote produits par des mécanismes associés au type de combustible (*fioul NOx* dû à la présence d'azote dans le charbon), aux zones riches en combustible *NOx précoces*, aux zones de fortes températures (*NOx thermiques* dès que la température dépasse 1 300 °C). L'allumage de combustibles solide ou visqueux s'effectue au gaz ou avec un hydrocarbure léger.

2.2.1.4. Les chaudières à Lit fixe, Lit fluidisé et Lit fixe circulant (LFC)

Les chaudières à lit fixe établissent la combustion au sein d'une couche de particules combustibles qui reste stationnaire quand le fluide (oxydant : air, oxygène) le traverse et réagit au sein du lit.

Les réacteurs à lit fluidisé sont constitués d'un ensemble de particules solides (charbon ou biomasse) traversé de bas en haut par un fluide dont le débit est tel que le frottement du fluide sur les grains équilibre leur poids. Les particules sont mises en mouvement et subissent de nombreuses interactions avec l'écoulement gazeux, mais leur mouvement barycentrique moyen reste nul. On observe une fluidisation hétérogène gaz-solide fin. Le lit fluidisé est diphasique, il est constitué d'une phase dense et d'une phase bulle. Au-delà d'un certain débit de fluide, on assiste à l'entraînement du lit. Le solide peut être séparé du fluide en tête de colonne par un cyclone et recyclé à la base : c'est le Lit fluidisé circulant (LFC) qui reste relativement dense avec de nombreuses interactions gaz solide. Pour amorcer la combustion des particules, les parois réfractaires du foyer à LFC doivent être préalablement chauffées au moyen de flamme gaz ou diphasique (atomisation d'hydrocarbures liquides – fiouls lourds par exemple).

Les effluents chauds passent ensuite dans l'échangeur de la chaudière pour réchauffer et vaporiser l'eau participant au cycle thermodynamique avec la turbine à vapeur. Ce type de chaudière est prévu par la SLN pour la nouvelle centrale de Doniambo.

Dans le LFC, le combustible est gazéifié, ses produits de pyrolyse réagissent en phase gazeuse avec le comburant dans le foyer. Plusieurs avantages d'un LFC ont été observés pour une utilisation insulaire (une présentation a été effectuée au § 1.3.1.2. de la partie 1 « Contribution à l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes industriels en Nouvelle-Calédonie ») :

– le LFC s'adapte très bien à des unités de petites et moyennes puissances, Hawaï s'est ainsi équipée dans les années 1990 de LFC pour produire de l'électricité ;

– le LFC présente une forte flexibilité au combustible (résidus de fioul lourds, biomasse, charbon, sables pollués par des hydrocarbures, etc.) ;

– les temps de séjour sont longs ce qui lui assure sa flexibilité et qui permet un simple concassage du charbon ou de la biomasse et l'acceptation de déchets de biomasse (jusqu'à quasi 90-100 % de biomasse) ;

– l'injection de boues de station d'épuration est également possible sans avoir secours à un conditionnement préalable contraignant de la ressource (pas de séchage, pas de granulométrie imposée) ;

– la basse température de la combustion (de 800 à 920 °C) place la combustion dans une zone de température où la production des oxydes d'azote NOx est pratiquement inexistante (les mécanismes de formation des NOx deviennent actifs à haute température >1 500 °C) ;

– l'injection de calcaire broyée (granulométrie aux alentours de 70 µm de façon à obtenir une grande surface d'échange calcaire/SO2) va permettre de transformer les oxydes de soufre SO2 en CaSO4 par les réactions suivantes :

$$CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2 \uparrow$$

$$CaO + SO_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CaSO_4$$

– on notera la formation de CO_2 lors de la décarbonatation (ce procédé libère du CO2 ne venant pas de combustibles fossiles). Par contre, l'injection du calcaire atténuera

l'effet corrosif lors de l'utilisation de la biomasse comme combustible. Le calcaire doit être évacué périodiquement avec les cendres et valorisé comme remblai ; les cendres volantes seront mises en décharge ultime ;

– la faible présence de rejets de NOx et de SO2 permet au LFC de satisfaire aux normes environnementales des pays industrialisés sans avoir recours à des unités de dénitrification ni de désulfuration. Un inconvénient est lié à la faible température régnant dans le réacteur de combustion. En effet, lors des mécanismes d'oxydation de l'azote, il se forme du protoxyde d'azote, N2O, qui ne sera pas détruit dans la flamme, la température étant trop basse, pour former des NOx. Les rejets pour un tel système sont de l'ordre de 800 g de N2O par MWhthermique ce qui correspond approximativement aux émissions de NOx.

Par contre les coûts d'équipement et de maintenance de telles chaudières sont plus élevés dus au prix des réfractaires tapissant la chambre de combustion. Malgré tout, le lit fluidisé semble être le meilleur compromis pour produire de l'électricité et incinérer des déchets dans un contexte insulaire.

2.2.1.5. Les chaudières super et hypercritiques

Pour accroître le rendement du cycle thermodynamique du système qui peut passer de l'ordre de 35 % à près de 50 %, la vapeur d'eau dans la chaudière doit être portée à haute température et haute pression. On parlera d'un fonctionnement avec de l'eau dans des conditions super critiques (Tc=376 °C et Pc= 221 bar) ou même hyper critiques (Tc=700-720 °C et Pc=350 bar). Pour un tel fonctionnement, il doit être réalisé des tuyauteries et une turbine à vapeur en alliage à base de Nickel (technologie des chambres de combustion aéronautiques). Le coût de telles installations est donc très élevé et ne s'adapte qu'à des unités de puissances supérieures à 400 $MW_{electrique}$. Le verrou technologique réside au niveau de la conception des tubulures de la turbine.

2.2.1.6. La cogénération et la tri-génération

Pour accroître le rendement énergétique global de production d'électricité, la chaleur fatale de la chaudière ou d'une TAG est valorisée par sa distribution au travers d'un réseau industriel ou domestique de vapeur, de chaleur, c'est la cogénération électricité/chaleur, ou même tri-génération électricité/chaleur/froid.

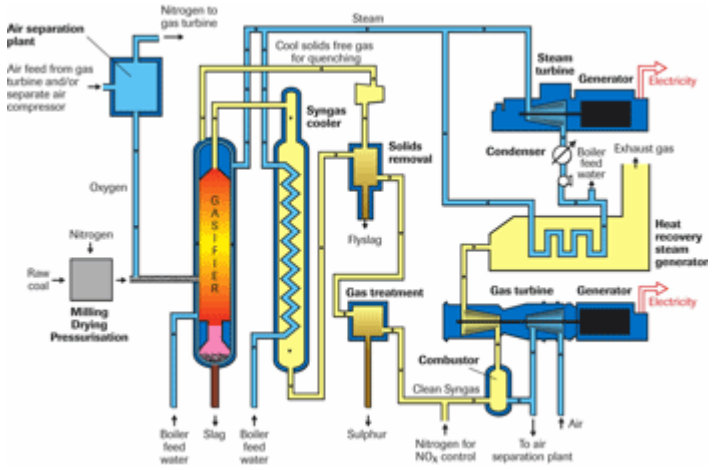
2.2.1.7. Les centrales IGCC Integrated Gasification Combined Cycle

Une unité de gazéification intégrée avec cycle combiné (*Integrated Gasification Combined Cycle*) ou IGCC est une centrale thermique fonctionnant avec du gaz de synthèse *syngas*. Ce gaz est souvent utilisé pour actionner une turbine à gaz dont la chaleur de ses effluents est ensuite valorisée par une turbine à vapeur (TAG à cycle combiné) Bridgwater, 1995.

La technologie IGCC consiste à transformer du charbon, ou de la biomasse, lors d'une gazéification en gaz de synthèse composé d'un mélange de CO et hydrogène. Les impuretés du combustible sont ainsi retirées avant la phase de combustion. Le résultat est l'obtention d'un bas degré de rejets de polluants tels que le dioxyde de soufre, les particules et les

métaux. Le rendement global est également amélioré vis-à-vis d'une unité conventionnelle à charbon pulvérisé.

Figure 11 – Schéma du procédé IGCC



Source : Document du World Coal Institute, « Le charbon comme ressource », juin 2006, http://www.worldcoal.org/bin/pdf/original_pdf_file/coal_resource_overview_coal_french(03_06_2009.pdfh

Ce type de procédé IGCC est appelé « intégré » car les gaz de synthèse sont produits par une unité de gazéification qui est optimisé par un cycle combiné. Dans le schéma de la figure 11, les gaz de synthèse sont utilisés comme combustible dans une turbine à gaz (TAG) pour produire de l'électricité. Pour améliorer le rendement global du procédé, les chaleurs provenant des fumées de la TAG et du réacteur de gazéification sont valorisées par une chaudière et une turbine à vapeur qui produit à son tour de l'électricité additionnel.

Ce procédé est maintenant en cours d'amélioration afin de permettre la capture aisée du CO_2. Le CO contenu dans les gaz de synthèse est oxydé par une réaction *shift* en CO_2 par de la vapeur d'eau. Le CO_2 est conditionné (compression) et transporté vers son lieu de stockage. L'hydrogène est ensuite séparé et brûlé dans une turbine à gaz couplé à la turbine à vapeur (cycle combiné).

La gazéification et la combustion de l'hydrogène font de ce système un procédé possédant une empreinte environnementale minimum et un rendement énergétique optimisé grâce au cycle combiné.

2.2.1.8. Les moteurs à combustion interne

L'électricité peut également être produite en site délocalisé ou lors d'arrêt du réseau par des groupes électrogènes. Ils se composent d'un moteur voisin de celui d'une automobile (essence, diesel ou biogaz) couplé à un générateur ou alternateur. Le rendement est en général assez bas, ce système devient performant lors de la combustion de biogaz issu de fermenteurs ou de décharges. Dans ce dernier cas, cette utilisation permet d'acquérir des crédits de CO_2.

2.2.1.9. Conclusions et potentiel d'application à la Nouvelle-Calédonie

À priori, toute technique de production industrielle d'électricité par conversion chimique de l'énergie peut être implantée en N.-C., les critères de choix ainsi que les limites techniques d'utilisation se situent au niveau de :

– la puissance recherchée : les besoins maximum pour une unité de production d'électricité en N.-C. semblent être de l'ordre de 100 MWelectrique ce qui est une puissance très faible vis-à-vis des centrales actuellement construites en Chine ou en Inde qui atteignent maintenant 1 200 MWelectrique ! Dès lors, les centrales IGCC sont à bannir et, de plus, l'utilisation de l'hydrogène en N.-C. n'est pas à envisager actuellement (sécurité, taille…) ;

– le combustible : le gaz naturel serait bien évidemment le meilleur choix, mais l'impossibilité d'importation par voie maritime bannit malheureusement cette option. En l'absence d'une ressource en biomasse suffisante actuellement, la N.-C. ne peut donc que se tourner vers le charbon malgré sa mauvaise empreinte écologique ;

– la valorisation de la biomasse : deux types de valorisation de la biomasse ont été envisagés dans ce travail :

  • la combustion directe dans une chaudière ;

  • ou la production de biocarburants de première génération.

Énergétiquement, les rendements énergétiques semblent comparables, mais les faibles disponibilités en ressources agricoles ou ligno-cellulosique de la N.-C. poussent à penser que la première solution est la plus raisonnable. Seule une décision politique motivée portant sur le développement de filières agricoles et forestières rendrait ce procédé rentable. Il faut garder à l'esprit qu'un développement d'une agriculture dédiée à la production d'énergie intègre l'idée d'une exploitation de plants OGM afin d'adapter la plante à croître rapidement avec un besoin minimum d'eau, de pesticides et possédant les propriétés physiques pour s'adapter à la fermentation de ses sucres ou la pyrolyse de sa ligno-cellulose.

– le choix du procédé de combustion : les turbines à gaz naturel ou hydrogène ne pouvant être opérationnelles sans gaz, les seuls procédés utilisables sont les chaudières à flamme ou les lits fluidisés circulants. À nouveau leur faible taille fait obstacle à la mise en place de chaudières super ou hyper critiques dont le rendement énergétique serait amélioré vis-à-vis de chaudières standard. De même, l'implantation d'unités de désulfuration (déSOx) et dénitrification (déNOx) ne peut être envisagée.

En conséquence, l'analyse technologique montre que les meilleurs choix pour la N.-C. seraient aujourd'hui de s'équiper soit :

– d'une centrale thermique charbon à flamme qui est la moins chère à l'achat. Par contre, un tel procédé rejette du SOx et de NOx si elle n'est pas équipée d'unité de dépollution (déNOx et déSOx). L'emploi de lignite, limite les émissions de SOx car il contient peu de souffre, mais les rejets de tCO2/kWh sont plus importantes et un fonctionnement moins optimal dû à une plus mauvaise combustion avec ce charbon de qualité plus médiocre. Ce procédé a été choisi pour la centrale de Prony ;

– chaudière à lit fluidisé circulant où il a été montré que ce dernier système présente le meilleur potentiel pour la N.-C.. C'est le choix retenu pour les futures centrales de Doniambo et Koniambo.

Ce que nous avons voulu montrer c'est que ces installations pourront être dans un futur proche (pour X ou Y raison) ou lointain (pour la MDE, le CCS et l'utilisation d'éventuels combustibles biomasses ou autres). Tous ces dispositifs accessibles à ces installations de production électrique sont décrits dans les parties 1, 2 et 3.

2.2.2. Centrales hydroélectriques

(Perrin, 2003 ; Lavy, 2004 ; Pacer, 1992)

Les technologies de production d'électricité à partir des ressources hydrauliques sont relativement matures et bien que nous ne puissions pas les qualifier de nouvelles, nous proposons une courte synthèse, notamment pour mettre en évidence les évolutions récentes. En France, on qualifie de petites centrales hydroélectriques, celles dont la puissance est comprise entre 2 et 10 MW, de minicentrales, celles de 500 kW à 2 MW, de microcentrales, celles de 20 à 500 kW et de picocentrales, celles de moins de 20 kW. La productivité des centrales hydroélectriques dépend directement de l'hydraulicité des cours d'eau dans le cas des usines au fil de l'eau et, dans une moindre mesure, lorsqu'il existe un barrage de retenue qui offre alors une capacité de stockage permettant de mieux répondre à la demande et de fortement contribuer à la stabilisation du réseau. Le barrage de Yaté, qui exploite un lac artificiel, offre une capacité de plus de 300 millions de m^3 et une très importante quantité d'énergie stockée (environ 100 GWh, soit 5 % de la consommation annuelle 2008). Sa puissance est de 68 MW (4 groupes) avec une productivité annuelle d'environ 5 000 heures (+/- 20 % selon les années) équivalentes à pleine puissance. Précisons également qu'il est possible d'alimenter un microréseau (en site isolé) avec un système hydroélectrique, généralement sans recours à un stockage électrochimique, si la régularité du cours d'eau est suffisante. Différents dispositifs de régulation existent et permettent de stabiliser tension et fréquence pour offrir une qualité de service satisfaisante avec une bonne fiabilité.

En grandes ou des petites puissances, des hauteurs de chutes des plus grandes aux plus faibles, les turbines utilisées sont respectivement de type Pelton, Francis et Kaplan. Pour les petites machines, il existe quelques technologies spécifiques comme les turbines Banki (roues à aubes). Les rendements de conversion sont très élevés (généralement supérieurs à 90 %) et d'autant plus que les puissances nominales sont élevées. Les génératrices électriques utilisées en grande puissance (au-delà de quelques MW) sont quasiment exclusivement de type synchrone à excitation bobinée, ce qui leur permet de participer au réglage de tension par action sur le courant inducteur. En situation raccordée au réseau, pour les puissances inférieures à quelques MW, on utilise plutôt des génératrices asynchrones à cage qui permettent une réduction des coûts aux dépens de la possibilité de participer au réglage de tension. Des génératrices à aimants permanents, plus compactes, permettent de réduire les coûts de génie civil, mais toujours sans possibilité de réglage (P. Duflon, J. Fonkenell, 2002 ; P.Duflon, 2004). L'introduction de la vitesse variable, qui permet à la fois d'accroître la productivité lorsque les débits et hauteurs de chute sont variables et de participer au réglage de tension, peine encore à se développer, mais la technologie existe.

En N.-C., le rapport Enerdata 2007 montre qu'il existe encore un potentiel hydroélectrique important : 40 MW identifiés sur un gisement de 200 MW. Pour des centrales

de forte puissance, d'environ 20 MW, les coûts d'investissement envisagés varient de 300 à 800 CFP/W (2,5 à 6,5 €/W), ils sont plus élevés que ceux rencontrés en Europe (cf. § 3.1.3). Notons que les coûts de génie civil, qui sont souvent largement prépondérants, sont très variables d'un site à l'autre.

2.2.3. Éoliennes

(B. Multon, X. Roboam et al., 2004)

À priori un seul constructeur propose des éoliennes conçues pour les régions cycloniques et pour les zones peu accessibles, il s'agit de Vergnet SA. Ses machines sont rabattables avec un système de haubans et de treuil automatique (cf. figure 12) et permettent, en cas d'annonce de cyclone, de se protéger de la destruction, en outre, elles sont constituées de pièces de taille et masse raisonnables aisément transportables dans les zones peu accessibles et ne nécessitant pas de grues de grande taille. Plus d'une centaine de machines sont actuellement en service en N.-C. avec des puissances unitaires de l'ordre de 250 kW. La dernière génération (GeV HP, 1 MW), au lieu d'être rabattable comme ses sœurs aînées, dispose d'une nacelle qui peut descendre le long du mât, c'est le modèle retenu pour la ferme de Yaté qui devrait être mise en service entre 2010 et 2012 avec 35 unités pour une productivité annuelle de 60 GWh. Le coût installé de ces machines (le prix spécifique de la dernière génération ne devrait pas diminuer) est élevé, soit environ 2,3 à 2,5 €/W, c'est-à-dire près du double des installations européennes. Ce surcoût est justifié par les originalités de la technologie, l'éloignement et, peut-être, par l'absence de concurrence. Le seul fabricant alternatif est Vestas qui a installé de 1996 à 1999 vingt machines de 225 kW au Negandi. Elles ont été détruites par le cyclone Erica en mars 2003 et 15 d'entre elles ont été remplacées, mais il semble que Vestas ne veuille plus s'impliquer dans la construction de nouvelles fermes éoliennes en N.-C.

La productivité des machines Vergnet a subi quelques revers, semble-t-il, liés à une maintenance insuffisante. La création de Vergnet Pacific et les nouveaux modes tarifaires (subvention au rachat de l'électricité encourageant à maintenir une meilleure productivité) devraient résoudre ces problèmes temporaires. Avec un fonctionnement normal, les machines Vergnet doivent produire environ 1 600 à 1 900 heures annuelles selon les sites et les années (variabilité assez importante dans cette zone géographique). Ce qui signifie que 1 MW éolien produit entre 1,6 et 1,9 GWh annuel.

Notons enfin qu'il existe sans doute un potentiel éolien off shore important mais que les technologies actuelles sont sans doute mal adaptées aux zones cycloniques. Il faut toutefois garder à l'esprit que des technologies off shore flottantes commencent à être testées et qu'elles pourraient (d'ici quelques dizaines d'années) présenter un intérêt grâce à leur plus grande souplesse face aux vents violents.

Figure 12 – Éoliennes Vergnet rabattables, détail du treuil automatique (GeV MP 275)

2.2.4. Houlogénérateurs

(B. Multon *et al.*, 2006)

Résultante de l'effet du vent sur les surfaces marines, l'énergie des vagues représente une ressource considérable et pourrait satisfaire quelques pourcents de la consommation mondiale d'électricité à l'horizon de quelques décennies. La ressource houlomotrice brute est quantifiée en kilowatts par mètre de front de vague avec des ordres de grandeurs compris entre 10 et 100 kW/m (Cap Horn). Il faut cependant considérer le rendement de conversion assez faible (de l'ordre de 10 % sur les moyennes annuelles) des systèmes de récupération actuels.

Les vagues sont créées et entretenues localement par le vent et prennent la même direction que lui, leur période excède rarement 8 secondes. La houle, quant à elle, se propage en dehors de la zone où le vent lui a donné naissance, avec des oscillations plus lentes, typiquement de 10 secondes, avec une grande longueur d'onde (150 m) et une vitesse de propagation (ou vitesse de phase) d'environ 14 m/s. Idéalement (onde sinusoïdale pure et profondeur infinie), la longueur d'onde est liée à la vitesse de propagation et à la période par la relation classique :

$$\lambda = c.T$$

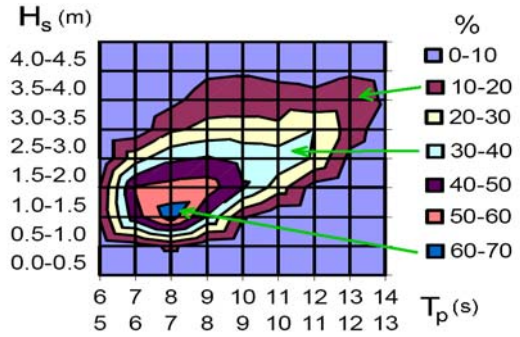
En eaux profondes et aux grandes longueurs d'onde devant la longueur capillaire (environ 3 mm) (E. Guyon, J.-P. Hulin *et al.*, 2001), on a des ondes de gravité dont la vitesse de propagation c et la période T sont fonctions de la longueur d'onde λ (A. Clément *et al.*, 2002) :

$$c = \sqrt{\frac{g.\lambda}{2\pi}} \text{ et } T = \sqrt{\frac{2\pi.\lambda}{g}}$$

La profondeur des fonds marins joue également un rôle important dans le sens où de faibles profondeurs favorisent la dissipation énergétique. Ainsi, en arrivant sur les côtes, la houle a généralement perdu une grande partie de son potentiel énergétique. Malheureusement pour la simplicité de sa caractérisation, un champ de vagues est composé d'ondes multiples qui ne se propagent pas toutes dans la même direction. Une façon simplifiée pour caractériser

la houle aléatoire est de se limiter à seulement deux paramètres : une hauteur crête à creux notée H_s (hauteur significative calculée comme la moyenne du tiers des plus hautes vagues, parfois notée également $H_{1/3}$) accompagnée d'une période T_p, ces deux paramètres permettant de représenter un *état de mer* aléatoire en se référant à un modèle standard de répartition spectrale de l'énergie (T_p est alors la période du pic spectral). On estime généralement de une à trois heures la période de stabilité de cet état de mer dans la nature. Des bouées de mesure mouillées à très long terme sur un site donné permettent de dresser des statistiques et d'établir des diagrammes de distribution de probabilité (ou *scatter diagram*) mensuelle ou annuelle de T_p et H_s, comme celui de la figure 13, ou sous forme de tableau précisant le nombre d'heures cumulées par an en fonction de T_p et H_s. Les caractéristiques de puissance productible des houlogénérateurs sont également définies en fonction de T_p et H_s par une *matrice de production*, ce qui permet d'évaluer aisément la productivité annuelle sur un site donné par « croisement » de ces deux matrices.

Figure 13 – Exemples de diagramme de distribution de Tp et Hs de la ressource houlomotrice sur un site particulier (Gorringe en Espagne)



Source : M. Burger, F. Gardner, 2005.

La puissance d'une vague progressive pure (parfaitement sinusoïdale et unidirectionnelle) peut se calculer assez aisément si la profondeur du milieu dans lequel elle se propage est supposée infinie (en pratique plus grande que la demi-longueur d'onde). Dans ces conditions, on peut démontrer (A. Clément et al., 2002) que la puissance (moyenne) transmise par unité de largeur de front de vague dans la direction de propagation s'exprime par :

$$P_w = \frac{\rho.g^2}{32\pi}.H^2.T \approx 980.H^2.T \ \text{(W/m)}$$

où ρ est la masse volumique de l'eau, g l'accélération de la pesanteur, H est sa hauteur crête à creux de la houle et T sa période. Avec de l'eau de mer (masse volumique de 1024 kg/m^3), le coefficient $\rho.g^2/32\pi$ vaut environ 980 unités SI. Pour une mer irrégulière dont le spectre est spécifié par la hauteur significative H_s et sa période T_p (période correspondant au maximum du spectre) on obtient :

$$P_w \approx 420.H_s^2.T_p \ \text{(W/m)}$$

En appliquant cette expression à une valeur courante de houle mesurée sur le site de Maré (Société de Recherche du Pacifique, 2006), par exemple H_s = 2 m et T_p = 9s (en réalité,

la valeur connue est la moyenne 9 s que nous supposerons proche de T_p), on obtient environ une ressource brute d'environ 15 kW/m.

Outre le fait que la houle ondule à basse fréquence et engendre des fluctuations de puissance instantanée, la puissance moyenne de la ressource fluctue considérablement en fonction de l'état de mer. La puissance récupérable dépend ensuite de la largeur de houle captée et de l'efficacité du dispositif de conversion. Les houlogénérateurs ont souvent un comportement relativement accordé pour un type de houle donné et, même si un contrôle avancé permet d'optimiser l'extraction de puissance dans des conditions variées, leurs caractéristiques de puissance de sortie ne sont pas vraiment proportionnelles à $H_s^2.T_p$ (puissance brute).

Depuis les années 1970, de très nombreux dispositifs ont été imaginés, brevetés et/ou testés, mais il n'est pas possible d'en faire ici un inventaire. Cependant, on peut proposer une classification simplifiée (A. Clément *et al*., 2002) :

– systèmes à déferlement : l'eau de mer déferle sur une rampe, franchit son seuil et remplit un réservoir situé derrière, elle est ensuite turbinée à « basse chute » pour retourner à la mer. Ces systèmes présentent l'avantage de lisser la puissance et d'obtenir une production relativement régulière, en tout cas, qui ne fluctue pas au rythme des vagues. Naguère, ils étaient cantonnés aux côtes en exploitant la configuration naturelle du terrain pour créer le bassin à moindre frais (lagon, par exemple), mais il existe maintenant des systèmes flottants ;

– systèmes à colonne d'eau oscillante : placés sur les côtes ou sur des machines flottantes, une cavité ouverte à l'action des vagues par une embouchure submergée voit sa surface libre interne osciller comme un piston liquide. L'air de la cavité est alors alternativement expulsé puis admis par une canalisation de sortie vers l'atmosphère. Une turbine, dont le sens de rotation ne change pas en fonction du sens de circulation de l'air, est placée dans la canalisation. La turbine entraîne un alternateur qui produit ainsi en continu de l'énergie ;

– systèmes à corps mus par la houle : de très nombreux systèmes à flotteurs en surface ou immergés ont été imaginés. Certains, présentant plusieurs corps animés par la houle, travaillent le mouvement relatif de ces corps – on parle alors de référence interne (ou référence embarquée). D'autres font travailler le mouvement d'un seul corps vis-à-vis d'une référence fixe (généralement le fond de la mer par l'intermédiaire de structures fixes ou d'amarrages tendus) – on parle alors de référence externe.

Les houlogénérateurs peuvent être situés sur la côte (shoreline) ou en mer au voisinage des côtes (*near* shore) avec des fonds inférieurs à 50 m pour permettre un ancrage notamment, ou encore au large (off shore). Les installations de production côtières doivent satisfaire de nombreuses contraintes, notamment l'adaptation à la topologie du site, mais également une acceptabilité plus délicate, leur principal avantage résidant dans la facilité de raccordement aux réseaux électriques. Les systèmes near shore ou off shore, quant à eux, permettent d'envisager des houlogénérateurs mieux standardisés et bénéficient d'une ressource énergétique plus forte. Ils sont généralement constitués de groupes de modules identiques installés en parcs, électriquement raccordés ensemble afin de mutualiser la production électrique en ne nécessitant qu'un seul câble commun à la côte. On parle aussi de *fermes houlomotrices*.

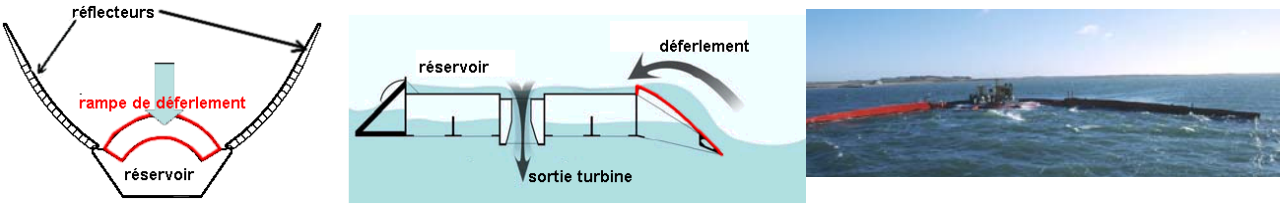
D'une façon générale, les houlogénérateurs, en prélevant une partie de la ressource, amortissent la houle en réduisant la hauteur crête à creux. Bien que les caractéristiques des vagues et la technologie du récupérateur jouent un rôle important, on peut estimer que 10 à 30 % de la ressource peuvent être récupérés. La caractérisation des sites en watts par mètre de front de vague rend difficile l'évaluation de la puissance récupérable par unité de surface marine. Quelques évaluations ont été réalisées, notamment avec le système Pelamis, que nous décrivons plus loin. Par exemple, selon des estimations qui restent à valider expérimentalement, dans un milieu dont la ressource est d'environ 75 kW/m, on peut imaginer extraire 30 MW par km² d'espace maritime occupé et une énergie annuelle de 110 GWh/km², soit environ 6 fois plus qu'en éolien off shore, mais l'espace est également occupé plus intensément qu'en éolien.

Le coût d'investissement des houlogénérateurs proches de la maturité est estimé aujourd'hui dans une fourchette 1 à 3 €/W et les coûts de production, dépendant bien sûr de la technologie et des conditions locales, pourraient passer d'ici quelques décennies de quelques 10 c€/kWh à quelques c€/kWh. Les houlogénérateurs pourraient profiter du développement des éoliennes off shore, notamment des infrastructures de transport de l'électricité à terre.

Houlogénérateur à rampe de déferlement

Dans cette famille de générateurs conçus initialement pour exploiter les caractéristiques de sites côtiers (le premier était le Tapchan pour Tapered channel, construit en 1985 sur le site de Toftestallen en Norvège), on trouve un système flottant le Wave Dragon (http://www.wavedragon.net) avec une hauteur de flottaison ajustable en fonction des caractéristiques de la houle. Le déferlement de la houle permet de remplir un bassin à partir d'une rampe, le niveau moyen du bassin est alors supérieur au niveau moyen de la mer et autorise un turbinage basse chute. Les dimensions de la version échelle 1 du Wave Dragon sont 300 m (distance entre extrémités des bras), 170 m (longueur) et 17 m de hauteur dont 3 à 6 m au-dessus du niveau de la mer. La masse totale est de 33 000 tonnes avec un réservoir d'une capacité de 8 000 m^3. Sa puissance maximale est de 7 MW avec une productivité annuelle de 20 GWh pour une ressource moyenne de 36 kW/m. Ainsi le nombre d'heures en équivalent à pleine puissance atteint 2 800. L'eau est turbinée dans des turbines Kaplan associées à des génératrices à aimants permanents à vitesse variable.
La figure 14 montre deux vues schématiques du dispositif Wave Dragon ainsi qu'une photographie du dispositif à échelle réduite (20 kW, 237 tonnes, 58 m x 33 m, réservoir de 55 m^3).

Figure 14 – Vues de dessus et de profil du système flottant Wave Dragon et photographie du prototype à échelle réduite (58 x 33 m), courtesy of Wave Dragon (http://www.wavedragon.net)



Source : H.C. Soerensen, 2004.

Houlogénérateurs à colonne d'eau oscillante

C'est peut-être l'un des principes les plus utilisés, il est d'ailleurs emprunté à la nature où les « trous de souffleur » présents dans les côtes rocheuses mettent bien en évidence les flux et reflux d'air piégé dans une cavité soumise aux fluctuations des vagues.

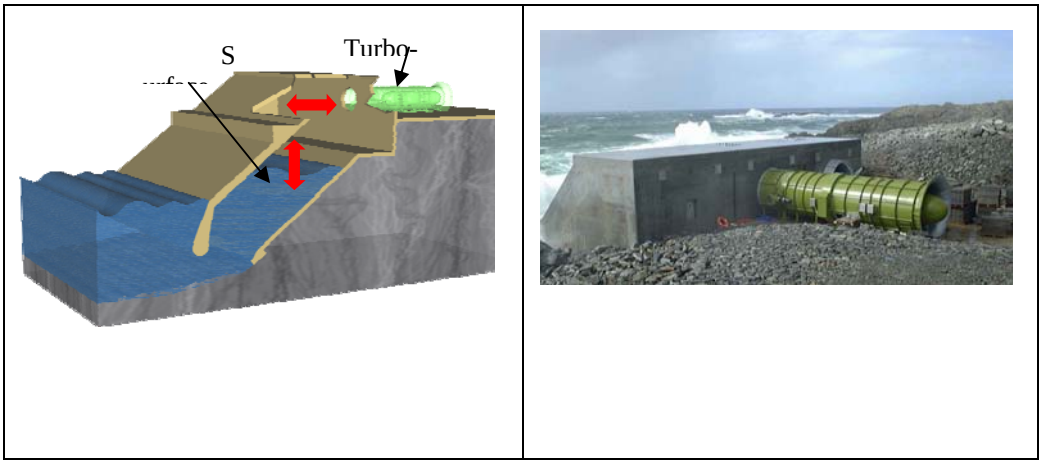
Parmi les systèmes non flottants, citons notamment la colonne Kvaerner (Norvège) qui a fonctionné entre 1985 et 1988 (hauteur totale : 25 m, surface libre interne 56 m², turbine 500 kW à 1 500 t/min) et le projet pilote européen Pico, du nom de l'île des Açores au Portugal (chambre 12 x 12 m sur 8 m de haut, 400 kW, turbine Wells à pas variable) et le Limpet (Land Installed Marine Powered Energy Transformer, 2000), de la société Wavegen (http://www.wavegen.co.uk/),installé sur la côte de l'île d'Islay en Écosse d'une puissance de 500 kW ainsi qu'au pays Basque espagnol (2008). Le convertisseur australien Oceanlinx (ex Energetech), constitué d'unités modulaires de 100 kW à 1,5 MW, est quant à lui posé sur les fonds (20 à 40 m). Le prototype Oceanlinx de Port Kembla en Australie (2005), occupe une surface de 25 x 35 m, pèse 150 tonnes et délivre une puissance moyenne de 500 kW (1,5 MW crêtes) avec une ressource de 35 kW/m.

Il existe également des systèmes flottants à colonne d'eau oscillante permettant d'accéder à une plus grande variété de sites, citons par exemple :

– le Sperboy (UK) constitué d'un flotteur de 4 m de diamètre sous lequel se trouvent des tubes (colonnes d'eau oscillantes) descendant à 12 m sous la surface et au-dessus duquel se trouve le système de conversion contenant les chambres de compression et un ensemble de 4 turbines génératrices horizontales délivrant une puissance totale maximale de 140 kW ;

– la Mighty Whale (Jamstec : Japan Marine Science and Technology Center) est un navire prototype de 50 m sur 30 m et 12 m de profondeur, mis en service en 1998. La puissance maximale est de 110 kW pour un état de mer Hs = 8 m et Tp = 10 à 15 s. Le système de conversion comprend 3 chambres à colonnes oscillantes associées à 3 groupes turbines Wells génératrices asynchrones à vitesse variable.

Figure 15 – Dispositif à colonne oscillante LIMPET, courtesy of Wavegen



Source : G. Mackie, 2004.

Houlogénérateurs à corps mus par la houle

Cette catégorie regroupe une très grande diversité de principes et de systèmes dont le plus connu est le Pelamis, grand serpent articulé, et aujourd'hui l'un des houlogénérateurs les plus matures sur le plan industriel.

Citons quelques-uns de ces dispositifs avant de développer plus en détails les caractéristiques du Pelamis :

- Power Buoy (Ocean Power Technologies, Inc., États-Unis) système comprenant une partie fixe ancrée et une partie oscillante (la bouée) verticalement dont le mouvement relatif est amorti pour être converti en électricité. Ce système, dont la fréquence propre rend ses performances très sensibles à la période de houle, nécessite un contrôle spécifique pour maximiser l'extraction de l'énergie, incluant notamment un comportement prédictif. Le dispositif de conversion comprend une pompe, un accumulateur et un moteur hydrauliques, ce dernier entraînant une génératrice électrique. Un modèle de 40 kW a été testé entre 1997 et 2002 : il fait 9 m de haut et a un diamètre de 1,5 m au niveau du flotteur, pour une masse de 2 140 kg. Des modèles commerciaux de 150 (11 m de diamètre, 33 m de haut) puis 500 kW sont prévus à courte échéance. Associés en ferme, ils nécessitent une distance d'environ 10 fois le diamètre les uns des autres, ainsi une puissance productible maximale et théorique d'environ 80 MW/km² est envisageable.

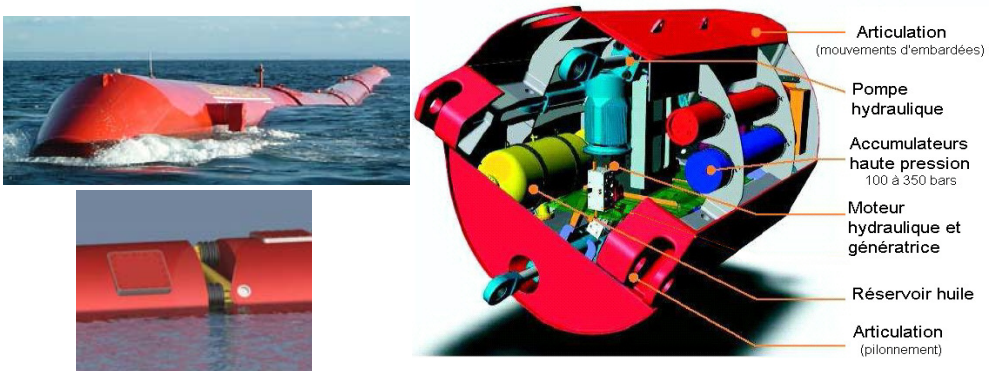
- Searev (Système électrique autonome de récupération de l'énergie des vagues, projet porté par l'École centrale de Nantes). Le concept Searev consiste en un flotteur complètement fermé à l'intérieur duquel une masse pendulaire (400 tonnes) est mise en oscillation par les sollicitations indirectes de la houle (A.Babarit, 2005). La première version étudiée exploite des vérins hydrauliques qui amortissent le pendule et chargent des accumulateurs hydropneumatiques. Un contrôle mécanique en temps réel, piloté par l'informatique embarquée permet de maintenir le système pendulaire dans un état de résonance paramétrique malgré le caractère irrégulier de l'excitation due aux vagues. Des moteurs hydrauliques entraînent des génératrices asynchrones pour une puissance maximale de 500 kW. Une solution tout électrique à générateur électromagnétique direct est également étudiée (M. Ruellan, 2007) Seul projet français de récupération d'énergie de la houle, le système Searev est encore au stade de la recherche.

- Le Ceto, Cylindrical Energy Transfer Oscillator (projet australien de Carnegie Corp. dans lequel EDF Énergies nouvelles est impliqué http://www.ceto.com.au) est constitué d'un réseau de bouées de 7 m de diamètre immergées à 3 m, actionnant individuellement des pompes situées sur les fonds marins et qui compriment l'eau de mer dans une canalisation. Celle-ci injecte l'eau sous pression dans un système de désalinisation (osmose inverse) et de production d'électricité (turbine Pelton entraînant un générateur électrique). Une installation est envisagée à l'île Maurice.

- Le système écossais Pelamis (Pelamis Wave Power Ltd, initialement OPD, http://www.pelamiswave.com/)est actuellement commercialisé (modèle P750). Il est constitué d'un ensemble de quatre cylindres métalliques flottants reliés entre eux par trois articulations à deux degrés de liberté, et ressemblant à un serpent de 3,5 m de diamètre et d'une longueur totale de 140 m (750 tonnes, dont 350 t de ballast). Le comportement du système lui fait suivre plus ou moins la déformation de la surface libre, ce qui en fait un « profiler » plus qu'un résonateur (systèmes précédents).

- Enfin, nous arrêterons cette longue liste sur le système Anaconda de la société anglaise Checkmate (http://www.checkmateuk.com/)tout à fait atypique dans le monde naissant des houlogénérateurs. Il s'agit d'un long serpent (200 m et 7 m de diamètre) sous-marin en caoutchouc (plus de 100 tonnes) qui ondule à l'horizontale sous la surface de l'eau et dont la tête rigide est ancrée à un pieu. Sous l'effet de la propagation de l'onde de houle, une résonance produit un renflement qui se propage le long du tube vers la queue où se trouvent les équipements de conversion d'énergie. Ceux-ci comprennent un dispositif de stockage sous pression pour lisser les fluctuations de pression, une turbine hydraulique et un générateur électrique. La puissance moyenne envisagée pour un tel dispositif serait de 1 MW, ses avantages potentiels sont un plus faible coût que celui de ses concurrents et une grande robustesse. Le principe a été validé à échelle réduite, mais il reste du chemin à parcourir pour prouver les performances attendues.

Figure 16 – Houlogénérateur Pelamis P750 (750 kW), détail et éclaté de l'articulation active. Courtesy of Ocean Power Delivery Ltd (Pelamis Wave Power Ltd).



Source: R. Henderson, 2005.

La forme générale lui permet de supporter des houles relativement variées et de bien exploiter leur énergie. Dans chaque articulation, se trouvent quatre vérins hydrauliques dont deux exploitent et amortissent les mouvements de pilonnement (verticaux) et deux autres, ceux d'embardée (transversaux). Ces pompes accumulent l'énergie sous forme d'huile sous pression dans un réservoir (100 à 350 bars). Deux moteurs hydrauliques, qui tournent régulièrement, entraînent chacun une génératrice asynchrone de 125 kW à 1500 tr/min (vitesse fixe). Ainsi, ce dispositif présente l'avantage de lisser une énergie naturellement fluctuante. Sa durée de vie envisagée est de 15 ans. La puissance électrique maximale est de 750 kW (3 articulations comprenant chacune deux générateurs de 125 kW).

Trois unités P750 ont été installées en 2008 à 5 km des côtes du Portugal pour former une ferme houlogénératrice expérimentale de 2,2 MW pour un montant de 8 M€. Dans le principe, une superficie de 1 km² permet d'installer une capacité de production de 8 à 30 MW. Comme dans les fermes éoliennes off shore, les unités, espacées d'environ 150 m, sont organisées en clusters.

2.2.5. Générateurs photovoltaïques

(J.-C. Müller, 2007 ; S. Astier, 2008)

Le principe de production d'électricité photovoltaïque (PV) exploite la conversion directe de la lumière en électricité. L'absence totale de mouvements mécaniques permet de réaliser des technologies particulièrement fiables et totalement silencieuses particulièrement adaptées à l'intégration aux bâtiments. Ceux-ci offrent en effet des surfaces de captation élevées qui permettent d'envisager une production d'électricité significative d'ici quelques décennies. Il est également possible de construire des fermes PV au sol pour bénéficier d'effet d'échelle toutefois assez modestes sur la baisse des coûts.

Initialement très coûteuse la génération PV était exclusivement destinée aux applications en site isolé ou spatiale, d'une façon générale, là où le raccordement à un réseau électrique était impossible ou d'un coût prohibitif. Ces installations, sauf cas particuliers (pompage d'eau), doivent comporter un système de stockage qui accroît fortement le coût global. Depuis la fin du XX^{e} siècle, plusieurs pays ont mené des politiques fortement incitatives pour développer les filières industrielles et faire baisser les coûts, en subventionnant les installations directement connectées au réseau. Aujourd'hui, le marché de la production PV au fil du soleil (raccordé au réseau sans stockage) est massivement dominant avec des taux de croissance très élevés (plus de 50 % annuels).

Les technologies photovoltaïques les plus matures sont à base de silicium polycristallin et monocristallin (rendement légèrement meilleur : environ 17 %), voire de silicium amorphe (bas coût et faible rendement). Au sujet du rendement, il faut rappeler que lorsque la ressource est renouvelable et gratuite, en l'occurrence le rayonnement solaire, un faible rendement n'a comme seule conséquence qu'une surface de captation plus importante, ce qui ne constitue un inconvénient qu'en cas de manque d'espace. Les rendements les plus élevés ne conduisent pas nécessairement à la meilleure rentabilité économique ni environnementale (temps de retour sur investissement énergétique), c'est pourquoi, contrairement au cas des convertisseurs transformant des ressources non renouvelables et polluantes et pour lesquels le rendement est un critère très important, surtout sur le plan environnemental, il ne faut pas focaliser exagérément sur cette caractéristique particulière parmi d'autres, la durée de vie est notamment une caractéristique très importante.

Des technologies plus marginales existent et permettent notamment d'accroître les rendements grâce à des cellules multispectrale qui élargissent le spectre de sensibilité. Les limites théoriques sont de l'ordre de 86 % et les meilleurs résultats expérimentaux actuels frôlent les 37 % avec une structure triple du type InGaP/GaAs/Ge. Des technologies couches minces, comme celle à base de séléniure de cuivre indium (CIS), ainsi que les matériaux organiques permettent d'envisager de meilleures performances de coût mais elles peinent encore à émerger et/ou ont encore des durées de vie insuffisantes (cas des organiques). Enfin, il existe des structures à concentration dont les rendements sont accrus à haute intensité du rayonnement, mais qui nécessitent des systèmes optiques pénalisants en termes de coût et de fiabilité (salissures).

La production électrique photovoltaïque est sensiblement proportionnelle à l'intensité du rayonnement solaire (direct et diffus) et est sensible à la température (le coefficient de perte de puissance est de l'ordre de 0,5 %/°C), c'est pourquoi il est préférable de prévoir une ventilation naturelle des panneaux, notamment de la face arrière. La production PV fluctue

donc directement avec les variations naturelles d'ensoleillement. En cas de développement massif des systèmes PV raccordés au réseau, leur production engendrerait les mêmes difficultés que l'éolien, nécessitant de nouveaux modes de gestion du réseau ainsi que le développement de systèmes de stockage.

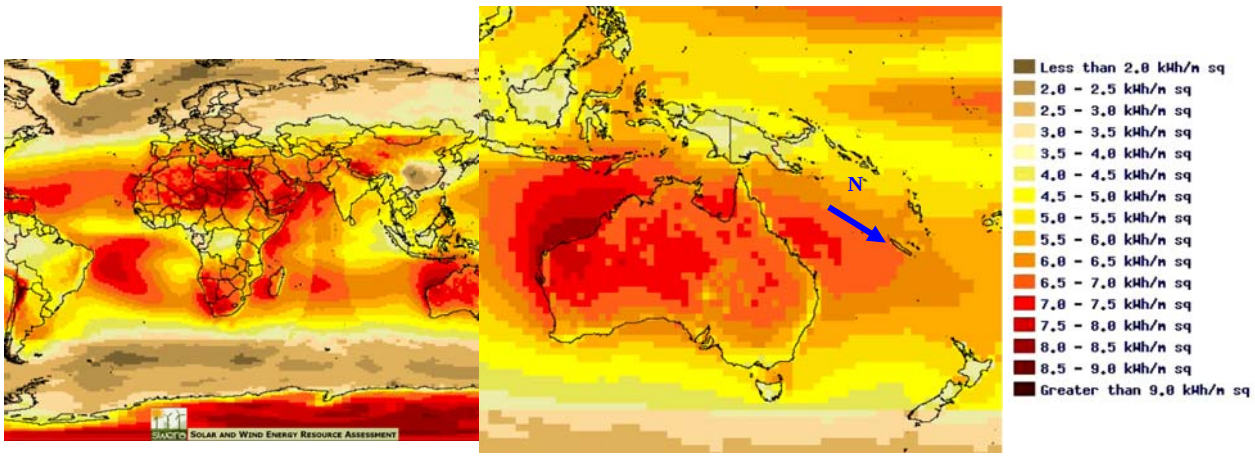
En Nouvelle-Calédonie, la productivité PV annuelle est de plus de 1 400 heures équivalentes à pleine puissance ce qui diminue les coûts de revient de cette électricité par rapport aux régions moins ensoleillée comme l'Europe du Nord.

2.2.6. Centrales solaires thermodynamiques à concentration (CSP : Concentrated Solar Power)

Les centrales solaires thermodynamiques (ou héliothermodynamiques) à concentration exploitent le rayonnement direct du soleil, il convient donc de s'assurer qu'il est suffisant pour envisager une rentabilité économique de ces procédés. Le seuil de rentabilité admis est de 1 800 kWh/m²/an.

La N.-C. se trouve dans une zone où le potentiel n'est pas maximal, mais serait très correct avec plus de 2 000 heures annuelles de rayonnement solaire direct, comme le montrent les cartes de la figure 17 (SWERA[2]), une moyenne quotidienne de 6 à 6,5 kWh/m² correspond à un rayonnement annuel compris entre 2 200 et 2 300 heures à pleine puissance (1 000 W/m²). On pouvait en effet craindre, compte tenu des passages nuageux assez importants, une plus faible valeur du rayonnement direct comme c'est le cas en zone plus proche de l'équateur (Guyane, par exemple).

Figure 17 – Cartes de rayonnement solaire annuel direct

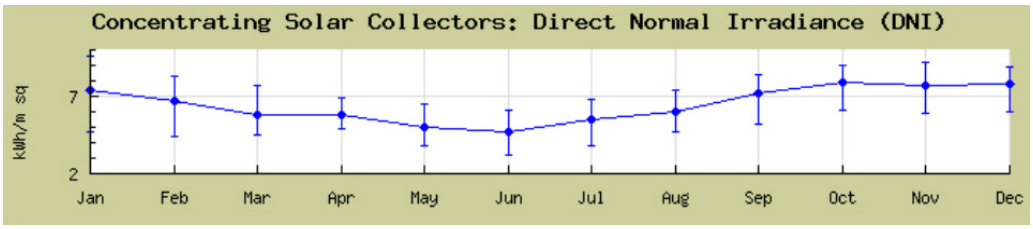


Source : Solar Wind Energy Resources Assessment.

La figure 18 montre la variabilité saisonnière du rayonnement solaire direct quotidien en kWh/m²/jour (de 5 à 8 selon la saison) au sud de la Grande Terre (données SWERA). On peut ainsi constater une amplitude de variation assez convenable et remarquer que c'est lorsque le besoin est le plus élevé (notamment à cause des usages de climatisation) durant l'été que la productivité est la meilleure.

[2] Données Solar Wind Energy Resources Assessment (SWERA) du United Nations Environment Programme (Unep) : http://na.unep.net/swera_ims/map/.

Figure 18 – Courbe de variation du rayonnement solaire quotidien direct au sud de la Grande Terre



Source : Solar Wind Energy Resources Assessment.

Il existe différentes technologies de centrales solaires à concentration, on peut citer principalement :

– Les centrales à tour (Solar Tower) : il s'agit d'exploiter des miroirs orientables selon deux axes qui focalisent le rayonnement solaire vers une tour où l'on réchauffe un fluide caloporteur (sels fondus) pour produire ensuite de la vapeur et la turbiner, et produire de l'électricité avec un classique alternateur (comme dans les centrales thermiques classiques). La possibilité de stocker la chaleur permet de lisser les effets des passages nuageux, voire les alternances jour nuit, et de mieux optimiser le dimensionnement de la turbine à vapeur. Un exemple récent : PS10 en Espagne, près de Séville, 10 MWe pour un investissement de 35 M€ (624 miroirs de 120 m) en service depuis mars 2007. La production est de 23 GWh/an pour un rayonnement solaire quotidien direct compris entre 4 et 8 kWh/m².

– Les centrales à miroirs de type auges cylindro-paraboliques (Parabolic Trough) : cette technologie consiste à utiliser des miroirs en forme d'auges orientables en rotation selon un seul axe et focalisant le rayonnement solaire sur une ligne sur laquelle se trouve un tube parcouru par le fluide caloporteur. La suite est identique à celle des centrales à tour. Cette technologie est exploitée depuis les années 1980 en Californie (désert de Mojave) et d'autres réalisations sont programmées dans le monde. En Espagne (G. Molénat, 2009), la centrale Andasol 1, en fonctionnement depuis décembre 2008, a une puissance de 50 MW (productivité annuelle 182 GWh pour un rayonnement annuel de 2 200 kWh/an) pour un coût d'investissement de 260 M€ (5,2 €/W) sur une surface de 51 hectares. Le système de stockage de l'énergie par sels fondus permet d'emmagasiner 1 GWh d'énergie thermique qui accroît la durée de fonctionnement annuelle équivalente à pleine puissance de 2 200 à 3 644 heures, ainsi le coût d'investissement, qui peut sembler à priori très élevé, conduit à des coûts de production très améliorés.

– Les centrales à miroirs de Fresnel linéaires (Linear Fresnel) : même principe que les précédentes, mais avec des miroirs plans articulés pour obtenir une focalisation du rayonnement solaire vers le tube à moindre coût et avec un rendement légèrement plus faible (besoin de plus d'espace).

– Les unités à miroir parabolique focalisant le rayonnement sur la source chaude d'un moteur Stirling (fonctionnement sans combustion). Cette technologie (figure 19), à priori plus chère que les précédentes a déjà fait l'objet d'une évaluation/proposition

en 2002 par la société australienne Solar Systems Corp.[3] (système de 66 unités CS500 sur une superficie de 8 ha totalisant une puissance de 2,3 MW pour une productivité annuelle de 4,3 GWh et d'un coût d'investissement de 1,2 GCFP incluant la mise en service, soit 4,3 €/W).

Figure 19 – Ferme héliothermodynamique composée d'unités miroir parabolique associé à un moteur Stirling (Solar Systems Corp.)

Source : Solar Systems Corp, http://www.solarsystems.com.au/

Il nous semble intéressant de procéder à une évaluation plus précise du potentiel des technologies thermodynamiques solaires à concentration en N.-C. car elles peuvent permettre de réaliser de relativement grosses unités de production, sous condition de disposer d'espaces disponibles, à un coût moins élevé que celui du photovoltaïque. En outre, les possibilités de stockage de chaleur et d'hybridation avec des brûleurs à combustibles fossiles offrent de bien meilleures possibilités d'intégration au réseau électrique grâce à une puissance plus modulable. Une telle production pourrait satisfaire les besoins de la consommation industrielle métallurgique, ou au moins y contribuer.

2.2.7. Convertisseurs exploitant l'énergie thermique des mers (Otec, Ocean Thermal Energy Converter)

(B. Multon *et al.*, 2006)

Les océans et les mers constituent un immense capteur du rayonnement solaire qui stocke et transfère de gigantesques quantités de chaleur, contribuant ainsi significativement aux équilibrages thermiques de la planète. On peut envisager d'exploiter une part (la plus faible possible pour minimiser l'impact) de ce gisement d'énergie dans les zones où il existe des écarts de température suffisamment élevés pour envisager de faire fonctionner des machines thermodynamiques au meilleur coût. C'est dans les zones équatoriales et tropicales que l'on trouve des gradients de température suffisants, sans disposer de conditions exceptionnelles, la N.-C. semble assez bien dotée. On peut trouver des cartes (D. Lennard, 2005) qui montrent les écarts de température entre les eaux de surface et celles à 1 000 m de fond. La ressource brute de l'énergie solaire captée annuellement par les océans est énorme, de l'ordre de 400 000 TWh, mais seule une infime partie est accessible et il est indispensable de ne pas puiser massivement dans ce cycle naturel au rôle crucial dans la stabilité climatique. En considérant le débit global de l'ensemble des courants froids en profondeur (30 Mm^3/s), le fait que les machines thermodynamiques envisageables nécessitent un débit d'eau froide très élevé (environ 2 m^3/s par MW) et de faibles rendements de conversion de l'ordre de 3 %

[3] http://www.solarsystems.com.au/

(principalement dus au faible écart de température entre sources chaude et froide), on atteint un potentiel mondial annuel renouvelable maximal de 80 000 TWh.

L'idée de mettre en œuvre une faible différence de température, notamment dans les océans, pour faire fonctionner une machine thermodynamique est attribuée à D'Arsonval (1881). Georges Claude, dans les années 1920 à 1930, tenta plusieurs expériences en mer, dont une qui produisit de l'énergie durant quelques jours. La disponibilité de la ressource (très continue aux assez faibles fluctuations de température près) qui permettrait de fournir une production de base, voire ajustable, représente l'un de ses atouts majeurs. Divers autres projets ont été envisagés, mais peu ont abouti jusqu'à maintenant. Parmi ces derniers, on citera la centrale Otec d'Hawaï, mise en service en 1979, produisant 18 kW électriques (L.A. Vega, 1999) durant sensiblement 8 000 heures par an, selon les arrêts de maintenance. Pour minimiser la perturbation environnementale, on estime que la densité de prélèvement de puissance ne doit pas excéder 0,2 MW_e/km^2 (W.H Avery, 2002).

Le principe des dispositifs Otec est fondé sur une machine à turbine utilisant la détente d'un fluide évaporé sous l'effet d'une source chaude (température des eaux de surface : 26 à 30 °C) puis condensé grâce à une source froide (température des eaux profondes pompées et ramenées au niveau de la machinerie). Il est donc nécessaire de pomper à des profondeurs de l'ordre de 800 à 1 000 m pour disposer d'un écart de température le plus élevé possible sans toutefois dépenser une quantité d'énergie excessive pour le pompage. Le rendement théorique de Carnot s'exprime par :

$$\eta_C = 1 - \frac{T_{\min}}{T_{\max}}$$

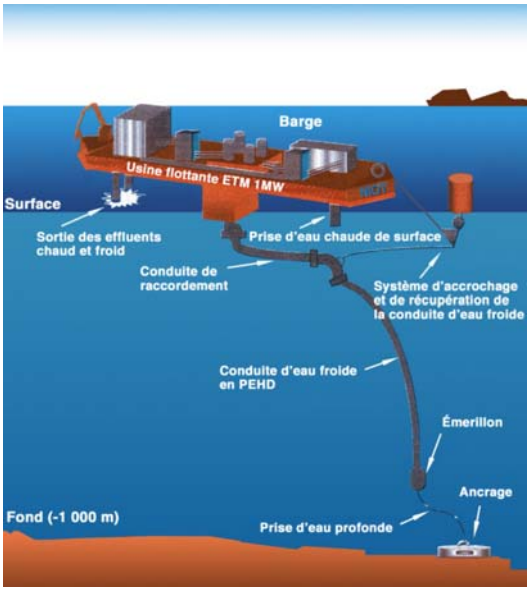
où les températures maximale et minimale sont exprimées en kelvins. On obtient donc, avec $T_{min} \cong 277$ K (4 °C) et $T_{max} \cong 301$ K (28 °C), un rendement théorique de 8 %. Mais en réalité, compte tenu de l'imperfection du cycle thermodynamique, on arrive plutôt à l'expression :

$$\eta_C = 1 - \sqrt{\frac{T_{\min i}}{T_{\max i}}}$$

(W.H. Avery, 2002), soit 4 % dans ces conditions, cette faible valeur engendre un surdimensionnement coûteux de la machine thermodynamique. En outre, il faut des débits considérables d'eau chaude et d'eau froide, de l'ordre de 2 à 3 m^3/s par MW_e. Les pertes de pompage associées (d'eau chaude comme d'eau froide) sont d'autant plus faibles que les pertes de charge dues à l'écoulement dans les tuyaux sont réduites. Il est donc essentiel, tout particulièrement pour la longue canalisation d'eau froide, de disposer d'un diamètre de conduite suffisamment élevé. Les optimisations économiques (compromis dépense énergétique de pompage, coût des canalisations) conduisent à des sections de l'ordre de 1,8 m^2 par MW_e, soit des diamètres de 1,5 m pour 1 MW et 15 m pour 100 MW. L'énergie dissipée pour le pompage de l'eau représente alors entre 20 et 30 % de l'énergie produite par la turbine. Il résulte de tout cela un rendement net de production d'électricité d'environ 2,5 à 3 %. Jusqu'à maintenant, l'un des principaux freins au développement des technologies Otec, hormis leur manque de maturité et les difficultés techniques, comme la résistance du tuyau de grande longueur, est le coût d'investissement qui reste très élevé (4 à 12 €/W pour des unités de 100 MW, selon la distance de la côte).

Les centrales Otec peuvent être construites sur la côte, ce qui simplifie les problèmes de transport d'électricité, mais accroît le coût du pompage car il faut augmenter la longueur des conduites, notamment celle d'eau froide. Cela se révèle même techniquement inacceptable si la profondeur ne décroît pas suffisamment vite au voisinage de la côte. Dans les autres cas, l'usine de conversion doit être construite sur une barge. La figure 20 montre les principaux constituants d'une telle usine (M. Gauthier, 2004). La conduite de grande longueur et de grand diamètre peut être réalisée en PEHD (Polyéthylène haute densité) pour des diamètres jusqu'à 1,5 m, voire en plastique armé ou en béton allégé pour de plus grands diamètres jusqu'à 30 m.

Figure 20 – Schéma d'usine flottante de récupération de l'énergie thermique des mers (ETM) (avec l'autorisation de Michel Gauthier)



Source : M. Gauthier, 2004.

Avec d'aussi faibles écarts de température, les convertisseurs thermodynamiques peuvent être de deux types : à cycles ouverts ou fermés. Les machines à cycle ouvert exploitent directement l'eau de mer et permettent d'éviter des échangeurs très encombrants et risquant de se boucher sous l'effet du biofouling (croissance de micro-organismes). Le principe consiste à faire fonctionner la turbine dans une enceinte à très basse pression (2 à 3 kPa ou 20 à 30 mbar) créée avec des pompes à vide. L'eau de la source chaude, à de telles pressions, se vaporise et entraîne la turbine puis se condense au contact de la source froide. L'eau douce obtenue par condensation peut d'ailleurs être utilisée comme un sous-produit valorisable. L'inconvénient majeur du cycle ouvert réside dans les dimensions importantes de la turbine basse pression. La simplicité du cycle ouvert trouve ici sa limite. Il n'est aujourd'hui plus envisagé que pour de faibles puissances (inférieures au MW). Le cycle fermé permet quant à lui, au prix de l'utilisation d'un fluide à plus basse température d'ébullition, en l'occurrence l'ammoniac, et d'échangeurs de très grande surface, d'utiliser une turbine de plus petites dimensions (diamètre 1 m pour 1 MW). Les échangeurs doivent avoir des surfaces de l'ordre de 10 000 m² par MWe et résister à la corrosion et au biofouling. Les matériaux utilisables sont le titane et l'aluminium. La lutte contre le biofouling nécessite, si l'on veut éviter l'usage de produits chimiques (chlore, par exemple), un nettoyage mécanique quasi continu. Quel que soit le cycle, la turbine entraîne une génératrice électrique à travers un multiplicateur de vitesse dans le cas des cycles ouverts où la turbine est très lente.

2.2.8. Récupérateur de l'énergie cinétique des courants marins

(B. Multon *et al*., 2006)

Les courants marins ont deux origines distinctes, l'une liée à l'interaction terre-lune-soleil qui donne lieu aux effets de marées, l'autre résultant d'un complexe brassage des eaux océaniques principalement dû aux gradients de température et de salinité. Les premiers sont alternatifs avec des cycles pouvant varier selon les zones géographiques, et les seconds sont continus avec une intensité pouvant varier en fonction des saisons et des années. Le Gulf Stream, qui entre dans la seconde catégorie, offre à lui seul une puissance cinétique de plus de 30 GW et environ 300 TWh annuels. Mais il n'est pas question de prélever massivement son énergie sans conséquences climatiques graves. Ce sont surtout les courants alternatifs de marée qui constituent les gisements les plus intenses et les plus nombreux.

La récupération de l'énergie marémotrice peut se faire sous ses formes potentielles : variation du niveau de la mer et exploitation *via* un barrage, ou cinétique : exploitation directe des courants par des turbines placées directement dans le flux, comme des éoliennes sous-marines, appelées en français hydroliennes. L'un des avantages des marées est leur grande prédictibilité qui facilite la planification et permet de mieux insérer de tels systèmes de production dans les réseaux. Avec les systèmes à barrage, l'effet de stockage dans des bassins amont et aval peut être mis à profit pour faire du stockage, éventuellement en pompant dans les parties avantageuses du cycle.

Il existe, en fonction des lieux, différents types de marées. Les plus énergétiques possèdent environ 2 cycles par jour avec une période d'un peu plus de 12 heures et une amplitude qui varie sensiblement sinusoïdalement sur un cycle.

Les courants de marée sont plus intenses lorsque la profondeur est faible et leur intensité est maximale en surface pour atteindre une valeur nulle au fond par effet de « couche limite ». L'évolution de la vitesse v en fonction de la distance z, comptée à partir de la surface, est du type :

$$v = v_0 \cdot \left[\frac{z}{H} \right]^{\alpha}$$

où v_0 est la vitesse en surface et H est la profondeur (valeur typique de α : 1/7).

L'énergie potentielle des marées dans les zones à fort marnage (ce qui n'est pas le cas de la N.-C.) peut être exploitée en construisant des barrages. Mais ils modifient la configuration des sites côtiers concernés ainsi que l'écosystème et nécessitent des investissements lourds. Pour ces raisons, il y a eu très peu de réalisations au monde, et l'une d'elles est l'usine marémotrice de la Rance d'une puissance crête de 240 MW pour une productivité annuelle de 540 GWh. Une façon de s'affranchir des contraintes topographiques consiste à créer un lagon artificiel et donc une usine marémotrice à barrage off shore, comme le propose la société Tidal Electric Ltd.

La technique de récupération des courants libres est très proche de celle des aérogénérateurs, à ceci près que la direction des courants est constante, que leur sens est alternatif (effets de marée) ou continu et que les turbines se trouvent dans l'eau salée (cette

technologie a déjà été éprouvée en eau douce, notamment dans des fleuves amazoniens). On retrouve ainsi deux grandes familles de turbines selon que l'axe de rotation est vertical ou horizontal, mais également d'autres technologies plus originales telles que celle utilisant des ailes planes oscillantes (Système Stingray d'Engineering Business Ltd), ou encore des systèmes flottants de type « roue à aubes » (projet français Hydrogen).

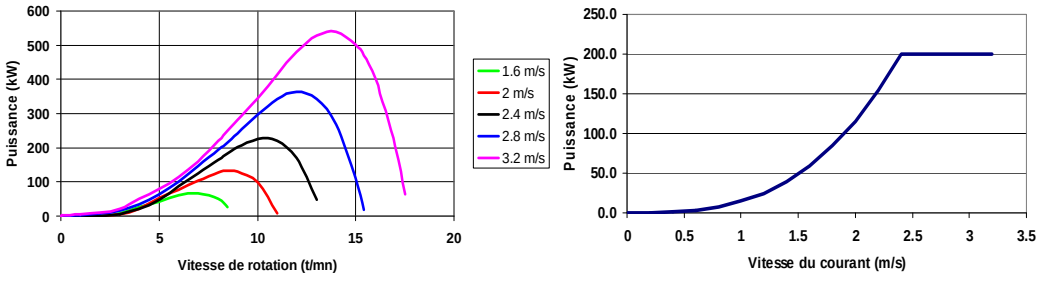
À part quelques projets d'extraction de l'énergie du Gulf Stream, la plupart des projets actuels concernent les courants de marée. Nous focaliserons donc notre attention sur les technologies adaptées aux courants alternatifs de marées, sachant qu'elles sont pour la plupart adaptées aux courants continus.

La puissance mécanique, soit également à peu près la puissance électrique (car les rendements des génératrices sont très élevés), d'une turbine en flux libre est donnée par l'expression :

$$P = \frac{1}{2}.C_p.\rho.v^3.S \ \text{(W)}$$

où C_p est le coefficient de puissance hydrodynamique, limité par la loi de Betz à 59 %, ρ la masse volumique de l'eau, v la vitesse du courant (m/s) et S la surface balayée par la turbine. Quand la vitesse des courants varie sinusoïdalement, la puissance de la ressource varie comme le cube de cette vitesse. Même si les fluctuations de vitesse n'ont rien de comparable à celles du vent, il peut être intéressant d'écrêter la puissance au-delà d'une vitesse nominale. Cette vitesse est un paramètre important d'une optimisation technico-économique déterminé en fonction des caractéristiques de chaque site. Avec un rendement hydrodynamique (C_p) minimal de 30 % (pessimiste : les valeurs dans l'eau sont plutôt comprises entre 0,35 et 0,5), pour 3 m/s la puissance par unité de surface balayée de turbine vaut environ 4 kW/m². Les caractéristiques hydrodynamiques des turbines ont exactement la même allure que celles des éoliennes. La figure 21 met en évidence l'intérêt de faire varier la vitesse de rotation pour maximiser la récupération de puissance lorsque la vitesse du courant évolue selon le cycle de marée. Cette même figure montre la caractéristique de puissance électrique obtenue par un ensemble turbine à pas variable et génératrice électrique à vitesse variable. La vitesse variable permet d'exploiter pleinement les possibilités de la turbine au-dessous de la vitesse nominale (ici 2,4 m/s) et, le cas échéant, le pas variable permet d'écrêter la puissance au-delà de cette valeur.

Figure 21 – Réseau de caractéristiques de puissance d'une hydrolienne en fonction de la vitesse de rotation et de la vitesse du courant. Courbe de puissance typique d'une hydrolienne incluant un écrêtage de la puissance (Autorisation d'HydroHelix et Saipem)



Source : J.-F. Daviau, H. Majastre *et al.*, 2004.

Dans l'ouvrage, les auteurs J.F. Daviau, H. Majastre (*et al.*) mettent en évidence l'existence d'un optimum de vitesse nominale du courant (à partir de laquelle la puissance est écrêtée) pour minimiser le coût de dimensionnement d'une hydrolienne. Bien que la puissance cinétique croisse sensiblement avec le cube de la vitesse du courant, on a intérêt à écrêter la puissance de la turbine aux forts courants (au-delà d'une vitesse dite nominale), ce qui permet d'optimiser le dimensionnement du système complet compte tenu du fait que les courants à vitesse élevée ont une occurrence faible.

Les systèmes imaginés (R. Bedard *et al.*, 2005) sont quasiment tous totalement immergés, mis à part celui d'HydroGen (http://www.hydro-gen.fr/) qui met en œuvre des roues à aubes flottant en surface. Les générateurs immergés de petites puissance peuvent être flottants, placés sous une barge, ce qui permet de régler plus aisément le problème des variations de hauteurs dues aux marées elles-mêmes et de faire en sorte que les machines restent toujours au voisinage de la surface. Ils peuvent être également flottants portés par une bouée et amarrés, comme propose la société SMD Hydrovision (http://www.smdhydrovision.com/)ou encore Ponte de Archimede avec sa turbine Kobold à axe vertical (http://www.pontediarchimede.com). Ce principe est déjà exploité dans des rivières. Les hydrogénérateurs peuvent également être posés au fond sur base gravitaire (Openhydro http://www.openhydro.com et HydroHelix http://www.hydrohelix.fr) ou encore portés par un monopieu métallique comme ceux de MCT Ltd (Seaflow, http://www.marineturbines.com). En fait, le choix des structures porteuses est principalement dicté par la profondeur et par la nature des fonds. Le monopieu est réservé aux profondeurs comprises entre 20 et 40 m. Il est enfoncé dans le sol (sable) par battage. Issues du secteur de l'exploitation pétrolière ou gazière off shore, les structures jacket, constituées de tubes soudés assurant une large emprise sur le fond, permettent d'accéder à des profondeurs supérieures et/ou à des sols rocheux. Ce sont également les technologies utilisées ou envisagées en éolien off shore.

Les différents prototypes ou systèmes au stade préindustriel ont des puissances de quelques dizaines à quelques centaines de kW. La société MCT (Marine Current Turbines Ltd) possède une expérience déjà importante, le projet Seaflow (European Commission Report, 2005), démarré en 2003 dans le canal de Bristol (fonds de 20 à 30 m), a permis de tester une turbine bipale (pales en composites) de 300 kW, 11 m de diamètre, à pas variable sur un pieu en acier de plus de 40 m de haut. La nacelle pouvait se déplacer le long du pieu afin de faciliter la maintenance. La génération suivante d'unités MCT, mise en service en 2008, comprend deux turbines bipales de 600 kW chacune portée par des bras situés de part et d'autre du pieu, ainsi les écoulements ne sont plus perturbés par le passage des pales devant le pieu.

2.2.9. Production électronucléaire

Avec l'appui de Franck Carre (CEA/DEN/DDIN), Direction du développement et de l'innovation nucléaires, rencontré le 11 février 2009 dans les locaux du CEA Le Ponant de Paris.

Puissance nominale d'éventuelles tranches nucléaires

Dans un réseau électrique, il est fortement souhaitable que la puissance maximale des unités reste inférieure à 10 % de la puissance totale installée (pour pouvoir compenser une

unité défaillante dans de bonnes conditions de stabilité de la tension et de la fréquence). Sur la base d'environ 500 MWe de puissance totale (peut-être un peu plus d'ici à 2015 si de nouvelles usines s'implantent comme à Koniambo), cela nous donnerait une puissance maximale d'environ 50 MWe ce qui est très en dessous de ce qui existe aujourd'hui sur le marché des réacteurs et même, probablement, de ce qui sera développé dans les années à venir, notamment pour des raisons de marché insuffisant et d'effet d'échelle défavorable aux petites tailles (cf. l'enquête AIEA publiée en 2008 sur l'éventail des besoins en réacteurs nucléaires des pays en développement).

À noter que de « petites » unités de ce type résoudraient le problème d'interruption de production soulevé au sujet des exigences des process de production métallurgique qui ne doivent pas subir d'arrêt, mais pourraient nécessiter d'être doublées pour les périodes de maintenance et de rechargement éventuels.

Par ailleurs, Areva n'a pas de projet de réacteur d'une puissance inférieure à 1 000 MWe et le recours à une offre russe dans la gamme de (40 à 300 MWe) ne manquerait pas de soulever des difficultés de certification. De même pour une offre américano/japonaise ou chinoise dans la gamme de 300 MWe si ce niveau de puissance pouvait être considéré.

Coût

La modestie des besoins en électricité de la N.-C., qui limite le besoin à un ou quelques réacteurs de faible puissance (alors que les effets de taille et de série sont très favorables aux projets nucléaires), de même que le besoin d'investir dans des infrastructures industrielles spécifiques rendent probablement le coût de l'option nucléaire peu compétitif avec celui de centrales à gaz, charbon ou fioul, malgré l'isolement de la N.-C. (probablement > 5 000 €/kWe pour l'investissement seulement).

Transport du combustible nucléaire et des déchets radioactifs

L'approvisionnement du réacteur en combustible et la reprise du combustible usé pour retraitement vers la France métropolitaine, voire le Japon en cas d'accord, imposerait des transports sécurisés sur de longues distances.

En conclusion, ces considérations techniques et économiques peu favorables, auxquelles s'ajoute l'exigence d'une procédure administrative lourde pour la création d'un site nucléaire conduisent à penser que, dans l'état actuel des connaissances et sans même aborder les aspects politiques et sociologiques, l'on peut exclure l'option nucléaire du futur énergétique des prochaines décennies de la N.-C.

2.2.10. Piles à combustible et hydrogène

Les piles à combustibles (P. Stevens, F. Novel-Cattin *et al.*, 2000) sont des convertisseurs d'énergie électrique qui permettent de convertir la réaction chimique d'oxydo-réduction hydrogène/oxygène en électricité et en eau avec un excellent rendement non limité par le second principe de la thermodynamique (rendement de Carnot). Le rendement typique d'une pile à combustible, rapport de l'énergie électrique produite sur énergie calorifique de l'hydrogène, est d'environ 50 % à la puissance nominale, il peut être plus élevé mais au prix

d'un surdimensionnement et donc d'un surcoût. Ainsi une pile à combustible produit de l'électricité, de la chaleur et de l'eau.

L'hydrogène, qui constitue le carburant de cette réaction, n'est pas librement disponible dans la nature, au même titre que l'électricité, il doit être converti à partir d'une ressource primaire. Si cette dernière est un combustible fossile (par réformage), le bilan global de la conversion est généralement mauvais à la fois du point de vue du rendement sur cycle de vie et des rejets de GES, il est donc nécessaire de produire l'hydrogène à partir de ressources renouvelables.

Certaines piles à combustibles, dites directes, peuvent transformer directement un combustible carboné, comme le méthanol ou le méthane, mais la transformation s'accompagne alors de rejet de GES, il faut alors s'assurer que le bilan global incluant la production du carburant est avantageux, ce qui n'est pas toujours le cas, par exemple lorsque le combustible est issu de ressources non renouvelables (gaz naturel, par exemple) ou de certains biocarburants.

Dans le cas de la production par un électrolyseur (A. Damien, 1992), les rendements d'électrolyse sont compris entre 70 à 85 %. La consommation électrique des électrolyseurs industriels (auxiliaires compris) est généralement de 4 à 6 kWh/Nm^3[4] et celle d'eau (la plus pure possible) vaut environ 1 litre par Nm^3. Les deux technologies envisageables sont de type alcalin (mature, coût de l'ordre de 1 €/W_e) et à membrane échangeuse de proton (grande réactivité aux fluctuations de puissance, mais coût encore élevé 4 €/W_e avec un potentiel de baisse important à long terme et durée de vie un peu plus faible). Électrolyser de la vapeur d'eau à très haute température (issue de concentrateurs solaires, par exemple) permet de réduire de façon significative la consommation d'énergie électrique. Enfin, certains procédés thermochimiques peuvent permettre d'extraire l'hydrogène de l'eau à partir d'une source de chaleur haute température comme le raisonnement solaire concentré, de nombreux travaux de recherche explorent les voies plus prometteuses mais encore assez éloignées du stade industriel.

Parmi les diverses technologies de piles à combustibles, on citera les plus avancées :

– AFC (Alkaline Fuel Cell), technologie la plus mature et la moins coûteuse (1 €/W) mais adaptée à un fonctionnement avec de l'oxygène et de l'hydrogène très purs, applications réservées au spatial et aux sous-marins ;

– PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell) technologie qui a fait ses preuves en durée de vie, mais qui est lourde et encombrante, donc plutôt adaptée aux applications stationnaires ;

– SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) fonctionnant à haute température (700 à 1 000 °C) et plutôt destinées aux applications stationnaires, elles permettent des rendements électriques élevés jusqu'à 70 % ;

– PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) à membrane polymère et basse température : elles sont plutôt envisagées pour les applications embarquées car elles

[4] Nm^3 = normaux mètre cube, soit le volume occupé par le gaz dans les « conditions normales de température et de pression ».

présentent des performances massiques élevées (c'est la technologie qui a été mise en œuvre dans les programmes spatiaux américains), mais avec un rendement plus faible de l'ordre de 40 % et un coût relativement élevé (4 €/W), mais avec un potentiel de baisse important à long terme ;

– la famille des DFC (Direct Fuel Cell) permet de convertir directement un hydrocarbure liquide (méthanol, éthanol) ou gazeux (biométhane, gaz naturel), de préférence issu de la biomasse car les réactions chimiques rejettent notamment du gaz carbonique.

Même s'il existe des produits commerciaux ou quasi commerciaux, les durées de vie et coût sont encore actuellement incompatibles avec les exigences des applications stationnaires (plusieurs dizaines de milliers d'heures) et des transports terrestres (coût). C'est pourquoi d'intenses programmes de recherches sont menés à tous les niveaux.

En somme, nous pensons que les piles à combustibles constituent une voie de conversion d'énergie qu'il est pertinent de promouvoir sur le sol de la N.-C., notamment parce qu'il existe d'autres voies plus prometteuses et moins risquées.

2.2.11. Filière aluminium-air

L'aluminium peut être envisagé comme vecteur énergétique pour la production d'électricité. Ce sous-chapitre fait suite à une sollicitation de la Dimenc et son contenu a été rédigé avec l'appui scientifique du Professeur Jean-François Fauvarque, titulaire de la chaire d'électrochimie du Cnam (entretiens fin février 2009).

Si l'on considère l'aluminium comme un vecteur énergétique destiné à être « consommé » dans des piles à combustible aluminium-air, il est nécessaire de raisonner sur son cycle de vie, en calculant notamment la dépense énergétique primaire globale nécessaire pour produire 1 kWh électrique.

Avec les process industriels actuels, la production d'aluminium consomme elle-même environ 32 kWh d'énergie primaire par kg de matériau pour une production à partir de minerai (comme une partie de l'aluminium ne peut à priori pas être recyclée après consommation, nous avons préféré effectuer une comptabilité à partir de la ressource primaire et inclure les possibilités de recyclage).

Dans une pile à combustible (PAC) Al-air, 1 kg d'aluminium permet de produire environ 3 kWh électriques, sachant que la valeur théorique limite est de 4,8 kWh – la formation de Al(OH)3 fournit 3 faraday par mole (78 g), ce qui donne une énergie théorique de 4,8 kWh/kg.

Le procédé de recyclage de l'alumine (trioxyde d'aluminium) nécessite d'éliminer les traces de potassium et coûte alors environ 3 kW électriques + 5 à 6 kWh thermiques, soit environ 15 kWh primaires sur la base des moyens courants de production d'électricité.

En supposant environ 8 % de pertes de matière première à chaque opération de recyclage, le coût énergétique pour produire 1 kWh électrique (0,3 kg d'aluminium) peut être estimé, hors coût de transport, à environ 17 kWh. En ce qui concerne le transport, il faudrait

également prendre en compte les allers-retours de l'aluminium et de l'alumine vers le pays producteur, car il faut faire le recyclage ailleurs vu qu'il faut plus d'énergie que la combustion de l'aluminium n'en a donné.

Sans aller plus loin, et même s'il existe sans doute un potentiel d'amélioration, de tels chiffres sont très en défaveur de l'aluminium comme vecteur énergétique pour produire de l'électricité. Un rendement énergétique de 1/17^{e} conduira à priori à un coût prohibitif de cette électricité en comparaison avec tous les autres moyens de production actuellement connus.

2.2.12. Centrales géothermiques

Le gros avantage de la production géothermique est sa possibilité de fonctionner en base. Les technologies actuelles, bien éprouvées et d'une excellente productivité, fonctionnent sur le principe de l'entraînement d'une turbine à vapeur. La vapeur est obtenue directement si la température de l'eau est suffisamment élevée ou produite par un échangeur dont le circuit primaire est alimenté par l'eau géothermale et le circuit secondaire par un fluide organique. En Guadeloupe, sur le site de Bouillante, deux usines cumulent actuellement une puissance de 16 MW et une troisième tranche est envisagée pour plusieurs dizaines de MW.

La géothermie haute température traditionnelle nécessite de disposer d'un sous-sol chaud et contenant de l'eau. Cela limite considérablement son champ d'application car il existe de nombreux sites où la température est élevée (200 °C) mais sans eau. C'est pour permettre l'exploitation de cette ressource que la technologie des « roches chaudes sèches » est en développement. Elle est fondée sur l'injection d'eau dans des zones profondes de roches fracturées. Une expérience est menée en Alsace (Soultz-sous-Forêts) avec des puits à 5 000 m (un peu plus de 200 °C), de l'eau est injectée sous pression par un premier puits, elle circule dans les anfractuosités puis remonte réchauffée par un second puits pour produire une puissance de 1,5 MW, avec l'espoir de passer à terme à environ 6 MW. La turbine fonctionne sur le principe d'un cycle thermodynamique organique de Rankine, il exploite un circuit fermé avec un fluide travail organique (isobutane) et non pas de l'eau comme dans les centrales thermiques classiques. La turbine entraîne une génératrice asynchrone de 1,5 MW.

Ce projet date de 1987 sachant que les premiers forages ont débuté en 1993, il a été principalement soutenu par des fonds européens (environ 100 M€ depuis l'origine). Actuellement, même s'il continue, on peut dire que les difficultés se sont révélées plus importantes que prévu, la phase d'évaluation de la faisabilité économique doit s'achever en 2010. La phase de test industriel est, quant à elle envisagée à l'horizon 2010-2020. En cas de validation des hypothèses technico-économiques étudiées dans la phase précédente, l'objectif sera de construire un premier module prototype de dimension et de structure véritablement industrielles, et de le tester pour en améliorer ensuite les performances et organiser la fabrication de série de modules standards, pour une puissance de 25 MW. Enfin, au-delà de 2020, ce serait alors la phase de réalisation industrielle et de diffusion. Il est difficile de faire des pronostics sur l'arrivée à maturité de la géothermie des roches sèches, mais il est probable que son horizon soit à plusieurs décennies.

2.3. Le bâtiment producteur d'énergie

Le bâtiment (habitat, tertiaire et industriel) reçoit une quantité significative de rayonnement solaire, voire de vent, et peut satisfaire, au moins en moyenne annuelle, plus que

ses propres besoins, on parle alors de bâtiment à énergie positive. Il s'agit d'une production d'électricité qui est renvoyée sur le réseau auquel est raccordé le bâtiment. Ces aspects ont été développés dans la première partie (la maîtrise de l'énergie). Les ordres de grandeurs du potentiel de production solaire dépendent de l'orientation des surfaces équipées de générateurs photovoltaïques (toitures et murs), un ordre de grandeur moyen de 100 kWh/m²/an peut être donné.

Ainsi le bâtiment et les surfaces associées peuvent, dans un grand nombre de cas, satisfaire ses propres besoins énergétiques et en satisfaire d'autres en injectant les surplus de production électrique (voire de biogaz) sur des réseaux, mais également recharger des véhicules électriques, dans ce cas on parle de convergence habitat-transport, thématique très actuelle qui fait l'objet de travaux en cours.

L'autoproduction, notamment en ce qui concerne l'eau chaude sanitaire, est souvent classée dans la maîtrise de l'énergie, c'est pourquoi ce volet est traité dans la partie 1.

2.4. Technologies de stockage de l'énergie

2.4.1. Stockage de l'électricité

(A. Marquet, C. Levillain *et al*., 1998 ; B. Multon, J. Ruer, 2003)

Nous ne nous intéresserons ici qu'au stockage réversible, c'est-à-dire permettant de charger et décharger ce que nous appellerons au sens large un accumulateur (sans rappeler à chaque fois « d'énergie »). Le stockage de l'énergie électrique est aujourd'hui généralisé et banalisé dans de nombreuses applications électroniques portables (ordinateurs, téléphones…) et stationnaires (alimentations sans coupure : onduleurs, alimentations des sites isolés par une production photovoltaïque ou éolienne). Il est également utilisé dans le domaine des transports terrestres pour alimenter les automobiles et 2 roues électriques. Les technologies qui dominent pour satisfaire ces besoins sont quasi exclusivement électrochimiques, le terme vulgaire employé pour les désigner est « batteries ». Leur qualité essentielle réside dans leurs performances massiques et volumiques qui sont les meilleures de tous les systèmes de stockage d'électricité existants, même si elles nous semblent souvent encore insuffisantes. Les technologies électrochimiques sont nombreuses et comprennent beaucoup de variantes, les plus diffusées sont :

– plomb acide, surtout employé pour les applications stationnaires car lourde (environ 20 à 30 Wh/kg) ;

– nickel cadmium (NiCd), naguère très utilisé pour les applications portables grand public, elle a fait l'objet d'une interdiction à cause de la toxicité du cadmium non recyclé (problème de comportement des usagers), mais elle est encore largement employée pour les chariots de manutention dans un secteur cette fois professionnel et encadré. Ses performances sont supérieures à celles du plomb, de l'ordre de 40 Wh/kg avec des possibilités de charge et décharge plus rapides sans dégradation et sans pertes significatives d'énergie ;

– nickel-métal-hydrures (NiMH) dont les performances sont supérieures (60 Wh/kg) à celles du NiCd et qui constituent l'essentiel du marché des « piles rechargeables » standard et qui sont employées dans les transports terrestres (Toyota Prius hybride, 2 roues…) ;

– lithium dont il existe plusieurs familles (notamment Lithium-Ion et Lithium-Polymère) et sous familles (pour le Li-Ion : au cobalt, manganèse, fer-phosphate) offre les performances massiques les plus élevées (de 80 à 200 Wh/kg selon les caractéristiques de puissance). Elle est abondamment utilisée dans les applications portables à hautes performances (téléphones, PC portables) et devrait déboucher très prochainement dans le domaine de la propulsion terrestre et, probablement, des applications stationnaires.

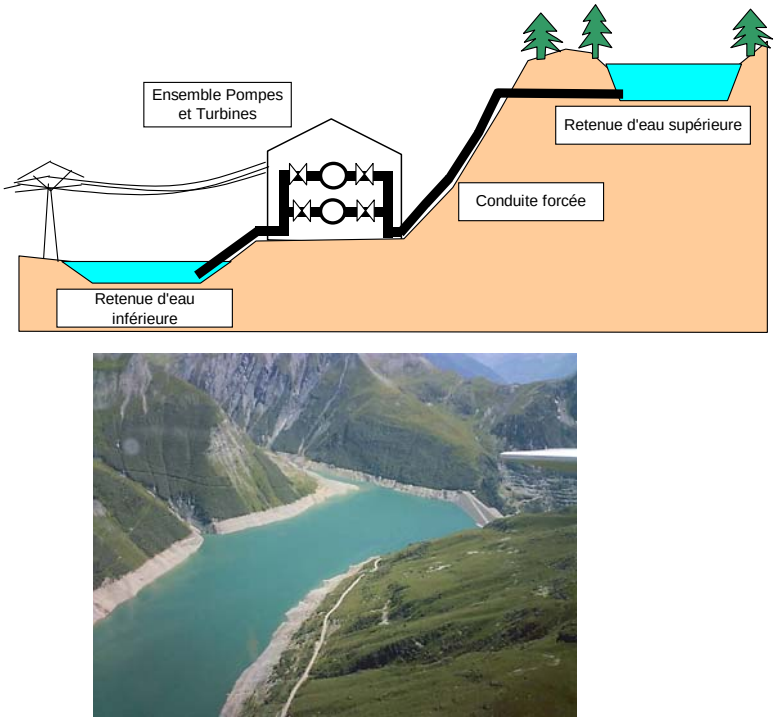
Globalement toutes ces technologies offrent des rendements en charge et décharge qui peuvent être élevés à condition que les puissances demandées restent relativement faibles (temps de charge ou décharge supérieurs à l'heure ou à quelques heures) et les auto-décharges sont très faibles (de l'ordre de quelques pourcents par mois pour la plupart d'entre elles). L'un des points faibles des technologies électrochimiques est leur vieillissement rapide en cyclage, l'ordre de grandeur du nombre de cycles de charge/décharge est le millier. C'est pourquoi les analyses économiques, mais également environnementales, doivent être effectuées sur l'ensemble de la vie du système global considéré.

Pour les applications stationnaires, les contraintes de masse sont moins cruciales que dans les applications embarquées et la palette des solutions de stockage de l'énergie électrique s'étend considérablement. Nous nous intéresserons ici principalement à la problématique de gestion de l'énergie dans le cadre d'une production fluctuante ou intermittente où le dispositif de stockage joue un rôle indispensable d'adaptation de la production à la consommation, soit sur les courtes durées (ou faibles « constantes de temps »), le temps par exemple que les moyens thermiques s'adaptent, soit sur de plus longues durées (ou longues « constantes de temps »), pour ne pas ou pour moins les solliciter.

Parmi les systèmes de stockage massif (adaptés aux réseaux) et à longue « constante de temps », on peut citer :

– Les stations de transferts d'énergie par pompage (Step appelées également systèmes de stockage hydraulique gravitaire ou centrales de pompage-turbinage (pumped hydro), technologie actuellement largement dominante dans les grandes puissances (jusqu'à des GW, comme c'est le cas de la station de Grand'Maison en France, figure 22). Les rendements sont de l'ordre de 80 %. La contrainte majeure est liée à la nécessité de sites au relief adapté. Notons que 100 m3 d'eau stockés en haut d'un immeuble de 20 m ne représenteraient « que » 20 MJ ou 5,5 kWh. Ces systèmes, malgré leurs grandes puissances, peuvent fonctionner aujourd'hui à vitesse variable ce qui permet d'ajuster la puissance finement et d'apporter une contribution de haut niveau à la stabilisation du réseau.

Figure 22 – Principe d'une station de transfert d'énergie par pompage (Step), dessin de J. Ruer et photographie du réservoir haut de la Step (1,8 GW-400 GWh) de Grand'Maison (Isère)



Source : B. Multon, J. Ruer, 2003.

Récemment, dans le rapport (C. Bataille, C. Birraux, 2009) les auteurs ont rappelé la possibilité de construire de telles stations en mer en créant des atolls artificiels. Une digue s'élevant de 50 à 100 m au-dessus du niveau de la mer permettrait de stocker 2 à 8 GWh par km² pour des puissances possibles de plusieurs GW. Les technologies seraient disponibles et les coûts acceptables. Cela permet de penser que des Step construites en bord de mer avec un relief important sur la côte, permettraient de transférer l'eau de mer vers un bassin haut ce qui éviterait la construction du bassin supérieur. Bien sûr, il faudrait assurer une étanchéité suffisante pour éviter des infiltrations d'eau de mer dans les sols, une évaluation des coûts associés et des risques environnementaux, notamment en considérant d'éventuels risques sismiques serait alors nécessaire. Nous pensons que cette option mérite d'être étudiée en N.-C. où les configurations semblent favorables.

– Le stockage d'air comprimé en caverne (CAES Compressed Air Energy Storage) représente une technologie déjà relativement mature avec plusieurs réalisations de grande puissance. La construction de systèmes CAES nécessite de disposer d'une géologie favorable permettant de disposer de grandes cavités (anciennes mines de sel, par exemple). La définition du rendement est ici particulière car on brûle du gaz naturel pour réchauffer l'air dans une chambre de combustion avant de le détendre dans la turbine. Pour restituer 1 kWh au réseau, il faut utiliser 0,75 kWh d'électricité durant la phase de pompage et brûler 1,22 kWh de gaz naturel durant le déstockage. Les installations sont très peu nombreuses, notamment parce que les contraintes d'exploitation sont fortes (couplage à des usages de gaz naturel, sites favorables).

Des systèmes plus perfectionnés (Advanced CAES) permettant d'améliorer le bilan énergétique, mais toujours en combinaison avec une turbine à gaz.

– Les batteries à circulation d'électrolyte (redox flow batteries) permettent de contourner la limitation des accumulateurs électrochimiques classiques dans lesquels les réactions électrochimiques créent des composés solides qui sont stockés directement sur les électrodes où ils se sont formés. La masse qu'il est possible d'accumuler localement est forcément limitée, ce qui fixe un maximum à la capacité. Dans les batteries dites à circulation d'électrolyte, les composés chimiques responsables du stockage de l'énergie sont liquides et restent en solution dans l'électrolyte. Trois technologies sont en développement avec des électrolytes à base de ZnBr (Zinc-brome), NaBr (Sodium-brome) et VBr (Vanadium-brome). L'électrolyte est pompé vers des réservoirs externes dont le volume représente l'énergie stockée. Des systèmes de capacité élevée (qq 100 kWh à qq 10 MWh) sont en expérimentation.

– Le stockage de chaleur haute température avec turbine, système à l'état de projet qui n'a pas encore fait l'objet de réalisation, mais qui mérite que l'on s'y attarde. Des réfractaires sont chauffés par des résistances lors du stockage. Pour récupérer l'énergie accumulée, l'air chaud est injecté dans une turbine à cycles combinés et l'on peut espérer des rendements de l'ordre de 60 %. La réalisation de ces réservoirs de chaleur n'est pas liée à des contraintes géologiques et les pertes d'autodécharge sont relativement faibles surtout si le système est de grandes dimensions. Les coûts d'investissement envisagés sont parmi les plus bas, mais la faisabilité et les performances restent à démontrer.

Dans les systèmes de stockage à moyenne et petite échelles, on trouve :

– Les accumulateurs électrochimiques dont nous avons parlé précédemment. Aux technologies présentées, on peut ajouter celle au sodium soufre (NaS) qui trouve des applications au niveau des réseaux électriques. Elle fonctionne à haute température (environ 300 °C) avec des produits commerciaux tout à fait matures de quelques MWh pour des puissances de quelques MW (typiquement des modules de 1 MW – 7,2 MWh).

– Les supercondensateurs sont des condensateurs à très haute énergie volumique ou massique (environ 5 Wh/kg) avec des capacités en puissance très élevées (qq kW/kg soit des constantes de temps de l'ordre de la centaine de secondes) et une très grande tenue au cyclage. L'énergie électrique est accumulée dans le champ électrique, à la différence des dispositifs électrochimiques, il n'y a pas de réaction chimique ce qui accroît considérablement la cyclabilité. Le principe est voisin de celui du condensateur mais l'isolant, qui sépare les électrodes, est remplacé par un électrolyte conducteur ionique dans lequel le déplacement des ions s'effectue le long d'une électrode conductrice à très grande surface spécifique (grains de carbone percolants ou polymères conducteurs microfibreux). Des supercondensateurs hybrides, à mi-chemin entre accumulateurs électrochimiques et supercondensateurs, permettent d'offrir des performances intermédiaires d'énergie et de puissance massiques.

– Les inductances supraconductrices (SMES, Superconducting Magnetic Energy Storage) sont des bobines, sans circuit ferromagnétique, à conducteurs supraconducteurs fonctionnant à des températures cryogéniques, en général l'hélium liquide (4,2 K ou moins) pour les technologies basse température (alliages NbTi ou

Nb3Sn) ou l'azote liquide (15 à 30 K pour avoir des champs critiques élevés)) pour celles à « haute température » (au Bismuth : BSCCO ou à l'Yttrium : YBaCuO). La bobine se présente comme une source de courant continu, celui-ci varie en fonction de l'état de charge et doit être converti pour être exploitable sous forme de tension continue ou alternative. Comme les supercondensateurs, les SMES sont bien adaptés aux faibles constantes de temps.

– Les accumulateurs à volants d'inertie (FES, Flywheel Energy Storage) comprennent un volant d'inertie massif ou composite (plus rapide, énergie massique supérieure) associé à un moteur-générateur et à des paliers spéciaux (souvent magnétiques), le tout dans une enceinte de confinement sous très basse pression afin de minimiser les pertes d'autodécharge. On peut ainsi atteindre des taux d'autodécharge de quelques %/heure. Ils offrent une très grande capacité au cyclage (qq 10 000 à qq 100 000 cycles) déterminée par un dimensionnement en fatigue. De façon simpliste, le volant est dimensionné en énergie et le moteur-générateur en puissance, énergie et puissance sont ainsi facilement découplables. On considère habituellement que les accumulateurs inertiels se rangent, aux côtés des supercondensateurs et des SMES, dans la catégorie des systèmes à faible constante de temps, c'est d'ailleurs dans ce domaine qu'ils ont trouvé leurs premières applications commerciales, mais ils peuvent également permettre de réaliser des systèmes plus lents (constante de temps de l'ordre de l'heure) et étendre leur champ d'application.

– Les systèmes à air comprimé en bouteilles, un compresseur électrique permet de mettre de l'air sous haute pression (200 bars ou plus) dans des bouteilles. La compression ou détente s'accompagne de pertes énergétiques (éventuellement valorisables dans certaines applications) et le rendement électrique est souvent médiocre. Mais des technologies plus performantes, exploitant un fluide d'interface, permettent d'obtenir des rendements améliorés. L'air est comprimé de façon sensiblement adiabatique par le fluide lui-même compressé par un compresseur/moteur hydraulique réversible associé à une machine électrique. L'ensemble est plus lourd et plus encombrant que la solution purement à air comprimé, envisagée pour les applications embarquées, et pour cette raison il est destiné aux applications stationnaires. Il n'y a pas encore de produits commerciaux, mais des développements sont en cours.

– Les systèmes électrolyseur-hydrogène-pile à combustible (ou à PAC réversible) utilisent l'hydrogène comme combustible intermédiaire stocké sous faible pression et transformable à partir de l'électricité et d'eau pure. Leur rendement global sur cycle de charge/décharge est faible (de l'ordre de 30 %) et leur durée de vie insuffisante dans le contexte des applications couplées au réseau électrique. En outre, les coûts de la chaîne électrolyse – stockage – pile à combustible à prévoir sont aussi très importants en termes d'investissements et de fonctionnement. Ces sujets faisant l'objet de nombreux travaux de recherche dans le monde, on peut imaginer une amélioration de ce rendement à 40 % ou un peu plus, et que les coûts des différents systèmes baissent, mais on imagine mal aujourd'hui un débouché direct d'une telle filière. La production d'hydrogène seule à partir de surplus de production d'électricité pourrait être avantageuse en présence de réseaux d'hydrogène, elle permettrait de les valoriser par une utilisation directe (transports, par exemple. Enfin, il faut noter que le rendement et la durée de vie des électrolyseurs sont affectés en cas de fluctuations de l'alimentation électrique, ce qui est le cas avec les ressources intermittentes photovoltaïques et éoliennes.

En conclusion, le stockage d'électricité dispose d'un large panel de solutions adaptées à une grande diversité de situations, mais leur coût est souvent un obstacle. Le renforcement des contraintes environnementales va accélérer la pénétration de cet élément des chaînes de conversion électrique. Pour bien optimiser son dimensionnement, son insertion dans les systèmes ainsi que sa gestion, il est indispensable de raisonner sur cycle de vie, tant des points de vue économiques qu'environnementaux, ce qui nécessite entre autres une prise en compte des durées de vie, notamment en cyclage, et des coûts de fonctionnement (pertes énergétiques en particulier).

2.4.2. Stockage de l'hydrogène

(E. Tzimas, C. Filiou *et al.*, 2003)

Pour les applications stationnaires, on procède généralement à un stockage gazeux sous basse pression dans des réservoirs cylindriques en acier. En Europe, ces réservoirs stockent typiquement sous 50 bars 115 à 400 kg d'hydrogène dans un volume compris entre 100 et 350 m^3). Les pertes de compression à 50 bars sont faibles, entre 0,015 et 0,025 $kWhe/MJ_{PCI_H2}$ (1 MJ = 0,28 kWh) selon le type de compresseur, soit 5 à 9 % de la valeur énergétique de l'hydrogène, mais elles peuvent contribuer à pénaliser un rendement global de conversion déjà faible.

Pour les applications embarquées où l'on recherche une énergie massique élevée, l'hydrogène possède intrinsèquement un pouvoir calorifique élevé (34 kWh/kg, soit environ 3 fois plus que les hydrocarbures liquides) à première vue très attrayant. Mais son stockage soulève des difficultés très importantes et constitue l'un des points durs de la filière hydrogène dans le domaine des transports. Dans des réservoirs à haute pression, par exemple à 700 bars, la masse du réservoir est environ 20 fois supérieure à celle de l'hydrogène contenu, ce qui fait chuter sévèrement l'énergie massique de l'ensemble réservoir - combustible (soit 1,6 kWh/kg) et cela sans comptabiliser la dépense énergétique de compression qui pénalise encore plus les performances. Notons que l'accroissement de la pression permet avant tout de réduire le volume car, au-delà de 400 bars, la masse totale a plutôt tendance à augmenter. Si l'hydrogène est stocké sous forme de liquide cryogénique (-253 °C et 5 à 10 bars), les performances massiques sont similaires et la dépense énergétique de liquéfaction est encore supérieure. Cette fois c'est l'isolation thermique qui pose problème et est associée en corrélation, avec l'inévitable réchauffement, à une fuite continue dont on estime qu'une déperdition de un pour mille par heure peut être acceptable (cela donne une perte d'environ 18 % en une semaine). Enfin le stockage dans des hydrures métalliques, théoriquement plus performant en termes de volume et de sécurité, est encore au stade de la recherche avec des performances massiques inférieures ou égales aux précédentes.

2.4.3. Stockage de froid

(J.-M. Levy, F. Demeestre, 2007)

Le stockage de froid permet d'accumuler de l'énergie frigorifique pendant les périodes les économiquement favorables et la décharger sur les périodes où les besoins de froid sont plus importants et plus chers à produire. Outre le gain économique, le stockage de froid permet de réduire la puissance des groupes froids et de réduire globalement les impacts environnementaux des installations. Les applications potentielles concernent la climatisation et le froid dans le tertiaire, les process industriels nécessitant du froid (entrepôts frigorifiques, cuisines centrales, abattoirs..).

Les technologies de stockage

Le stockage de froid sur un cycle jour/nuit fait appel à deux phénomènes physiques :

L'utilisation de la chaleur sensible des matériaux

L'eau possède une chaleur sensible (spécifique) intéressante de 1,16 kWh/(m^3K). Exploitée de +4 °C à +13 °C, la chaleur spécifique de l'eau permet de stocker environ 10 kWh/m^3 d'eau. Mélangée à un antigel, sa plage de fonctionnement peut être étendue entre 0 °C à 13 °C, soit un stockage de l'ordre de 14 kWh/m^3. La principale difficulté à résoudre pour le stockage sensible est la gestion des retours d'eau à 13 °C pour éviter le mélange au stock à 4 ou 0 °C. Les techniques diverses ont été développées pour résoudre ce problème : compartimentage, double réservoirs, membrane de séparation, stratification du stockage…

L'utilisation de la chaleur latente de fusion de l'eau ou certains matériaux

L'exploitation de la chaleur latente de fusion/solidification de l'eau permet de stocker une quantité beaucoup plus grande de l'ordre de 93 kWh/m^3. Dans la réalité, la densité de stockage est réduite à 50 kWh par unité de volume compte tenu de la place nécessaire à l'échange de chaleur. À encombrement égal, c'est tout de même 4 à 5 fois plus qu'un stockage sensible. C'est pourquoi le stockage latent a tendance à se généraliser, notamment en milieu urbain. Deux techniques existent pour répondre aux différents besoins :

– le stockage dynamique est caractérisé par le fait que l'eau utilisée par le stockage est mise directement en circulation vers les utilisateurs. Cette technique réservée pour des usages industriels pour des puissances importantes sous de faibles écarts de températures est commercialisée selon trois procédés : glace sur tubes à fontes externes, glace moissonnée ou boue de glace ;

– dans le stockage statique, l'eau ou le matériau de stockage reste à l'intérieur de la cuve. Ce système s'est imposé dans le domaine de la climatisation. De nombreux procédés existent : glace sur tubes à fonte interne, glace (ou eutectique) encapsulée.

Intérêt pour la réduction des pointes de demande d'électricité sur le réseau

Le premier intérêt du stockage du froid est de transférer l'appel de puissance électrique vers une période de moindre demande et donc de diminuer la puissance maximale appelée. Le deuxième intérêt est de lisser la demande d'électricité ce qui a une conséquence favorable sur le facteur de charge des centrales électriques, améliorant ainsi l'efficacité énergétique. Le troisième impact concerne la distribution d'électricité : les lignes perdent moins d'énergie, lorsqu'elles sont moins chargées et qu'elles fonctionnent à une température extérieure basse (la nuit).

Impact sur le bilan énergétique de production de froid

Le bilan énergétique d'un stockage de froid doit prendre en compte la perte thermique du stockage et l'impact sur la production de froid. Ce dernier point met en balance deux phénomènes antagonistes :

– l'abaissement de la température de condensation, puisque les groupes froids couplés à un stockage latent vont fonctionner plus longtemps la nuit (dans le système actuel, c'est la période creuse en demande d'électricité) au moment où les températures sont les plus basses (diminution de l'ordre de 4 à 6 °C en N.-C.). Cet abaissement est favorable sur un plan thermodynamique ;

– l'abaissement de la température de l'évaporateur, de l'ordre de 10 °C pour le stockage latent est en revanche défavorable.

Globalement sur un plan thermodynamique les groupes froids fonctionnent avec un EER (Energy Efficiency Rating : le rendement) légèrement dégradé en régime nominal puisque l'écart entre les températures d'évaporation et de condensation est plus élevé. Cependant avec un stockage de glace les compresseurs fonctionnent plus longtemps sur un régime proche du régime nominal, contrairement aux installations sans stockage qui suivent la courbe très variable de demande de froid des utilisateurs. Le fonctionnement en régime dynamique avec un meilleur taux de charge permet d'afficher un bilan global énergétique plus favorable avec une économie de 8 à 12 %.

Bilan financier

Le surinvestissement d'une installation de stockage à chaleur latente est de l'ordre de 15 à 25 % supérieur à celui d'une installation classique. La rentabilité notamment en zone tropicale est intéressante. Les temps de retour dépendent fortement de la structure tarifaire du coût du kWh (existence d'un tarif heures creuses/heures pleines, par exemple) et du subventionnement éventuel des installations. Selon l'étude (W. Hu, C. Feldmann, 2007) les temps de retours sur investissement sont estimés de l'ordre de cinq ans voire moins.

Impact environnemental

L'émission de GES est légèrement diminuée grâce à un meilleur facteur de charge des centrales électriques et moins de pertes réseau de distribution.

De même, la charge quasi constante des compresseurs d'un groupe de froid couplé à un stockage de froid limite le nombre de démarrages et permet un fonctionnement au meilleur rendement, ce qui réduit la consommation électrique (et donc l'émission de GES). Le régime de fonctionnement augmente la durée de vie de l'installation et réduit son entretien. La réduction de moitié du groupe froid permet de diminuer d'autant la quantité de fluide frigorigène, comme les HFC ou HCFC puissants GES.

Enfin, le meilleur dimensionnement des groupes froid devrait permettre de limiter la taille de l'installation du groupe, mais cet espace gagné est largement réinvesti par le stockage de froid qui nécessite tout compte fait plus d'espace qu'une installation classique.

Applicabilité en Nouvelle-Calédonie

Stratégies vis-à-vis de la courbe de charge de N.-C.

Le stockage de froid doit être intégré dans la panoplie des actions pour lisser la courbe de charge du réseau électrique fortement impactée par la consommation de climatisation,

comme le montrent les futures projections des courbes de charge de la distribution publique (rapport Enerdata 2007, cf. figure n° 2 *in* « La situation énergétique »).

Plusieurs stratégies de stockage peuvent être envisagées selon le signal tarifaire (en N.-C. il y a lieu de différentier la saison chaude et la saison fraîche), pour s'effacer ou limiter l'appel de puissance aux heures les plus chargées du réseau électrique :

En accumulation totale, le groupe frigorifique fonctionne strictement en dehors des périodes dites de charges, le groupe fonctionne en permanence entre ces deux régimes, on peut définir des régimes intermédiaires à accumulation limitée.

Offre commerciale

Pour les grands immeubles neufs, les constructeurs proposent une installation *ad hoc* dimensionnée et construite spécifiquement.

Les offres types « assemblage d'unité » couvrent une grande gamme de puissance et sont adaptables aux bâtiments existants.

Les offres type *package* s'adressent aux bâtiments tertiaires de petite et moyenne tailles.

Ce dernier type d'offre est récent. Il permet d'étendre progressivement le stockage froid latent réservé jusqu'à peu aux gros projets (>100 kW) aux moyennes et petites puissances de 3 à 100 kW, grâce au ministockage de froid commercialisé d'abord au Japon puis commercialisé aujourd'hui partout dans le monde. Cette orientation du marché est particulièrement intéressante dans la perspective d'un développement de la filière en N.-C. dont le marché potentiel est constitué de petits et moyens bâtiments. Cependant pour éviter des contre-références, il est indispensable que localement les bureaux d'études techniques, installateurs et exploitants maitrisent les techniques de stockage de froid par des actions de formations, d'accompagnement et de suivi.

2.4.4. Comparatif des technologies du point de vue de leur maturité

On trouvera, dans la synthèse de la partie 5, la figure 14 reprenant les principales technologies évoquées ici avec une indication de leur niveau de maturité technologique qui permet de les positionner sur une échelle de 1 à 4, depuis le stade de la R&D ou des toutes premières opérations de démonstration (1), en passant par les premières applications commerciales sur des marchés niches (2), jusqu'au stade où la technologie devient plus compétitive et se diffuse rapidement (3) avant de se stabiliser et de perdre progressivement des parts de marché (4).

2.4.5. Gestion des réseaux électriques avec intégration d'une production intermittente

Un accroissement de la production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque (intermittente et non corrélée à la demande) pose des problèmes de stabilité des réseaux classiques dont le bon fonctionnement est fondé sur l'équilibre instantané production/consommation, équilibre largement fondé sur une bonne planification des moyens

de production hiérarchisée selon des critères de coûts. On estime généralement qu'un taux de pénétration en puissance inférieur à 20 % n'introduit pas de perturbations majeures pour le réseau. Cependant, les chiffres fournis concernent généralement des réseaux continentaux largement interconnectés où les problèmes de stabilité sont moindres, mais ici, la Grande Terre est une île de taille relativement modeste. Dans ces conditions, en l'absence de moyens de stockage comme c'est le cas en N.-C., et pour un taux de pénétration de l'ordre de 10 %, la production intermittente d'électricité peut être traitée comme de la consommation négative. De même que les profils de consommation font l'objet de prévisions liées aux activités humaines et à la météo, les profils de production intermittente doivent faire l'objet de prévisions fiables. Il faut cependant noter une tendance à accroître fortement les taux de pénétration comme le montre l'arrêté du 23 avril 2008 *« relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique »*. Pour les réseaux faibles des zones insulaires (article 22), il est mentionné un taux maximal de 30 % au-delà duquel le responsable de l'équilibre production consommation est en droit de déconnecter des générateurs éoliens ou photovoltaïques. Actuellement, il est sérieusement envisagé de dépasser les 30 % en ajoutant des dispositifs de stockage.

Si l'on considère les moyens actuels (deux tranches de Prony incluses), la puissance crête de production du réseau néo-calédonien est d'environ 470 MW (incluant la production hydraulique et éolienne) et la puissance éolienne installée (ou en voie de l'être avec la ferme de Touango) est d'environ 36 MW. La puissance photovoltaïque étant encore négligeable, on peut considérer que la puissance des systèmes de production intermittente représente déjà plus de 7 % de la puissance planifiable.

En améliorant la qualité de la planification (incluant des prévisions météorologiques plus fines et adaptées à la production éolienne et solaire), en favorisant une meilleure communication entre des opérateurs, et en agissant autant que possible sur le réglage des moyens de production actuels, il est sans doute techniquement (avec des surcoûts) possible d'atteindre un taux de pénétration de l'ordre de 25 à 30 %. Un équilibre des puissances éoliennes et photovoltaïques installées permettrait peut-être un meilleur foisonnement de la production intermittente, mais cela reste à démontrer. Des études pourraient être menées en ce sens sur la base des données de productivités mesurées au minimum sur un an et sur différents sites géographiques.

Ensuite, des actions incitatives pour agir sur les profils de consommation, par exemple en incluant la possibilité de délester (moyennant des contrats spéciaux) durant les pointes, permettraient de pousser encore plus loin le taux de pénétration.

Enfin, l'implantation de moyens de stockage offrirait une souplesse beaucoup plus grande dans la gestion du réseau. Un taux de pénétration atteignant 100 % (en puissance) est sans doute possible si l'on dispose de moyens de stockage appropriés. Le stockage hydraulique gravitaire constitue sans doute la technologie la mieux adaptée aux spécificités de la Grande Terre, en outre, c'est la technologie de loin la plus utilisée dans le monde. Pour obtenir des stockages à action plus rapide et très rapide, on peut envisager d'autres technologies de stockage (électrochimique à circulation, sodium soufre, supercondensateurs, volants d'inertie) comme l'a prévu actuellement l'île de la Réunion.

En ce qui concerne les petites îles, des microréseaux de type photovoltaïques hybrides (avec groupe électrogène et stockage électrochimiques) constituent sans doute les meilleures solutions technico-économiques. Le coût de production de ces petits systèmes est évidemment plus élevé que celui de la Grande Terre, mais le coût d'un raccordement sous-marin ne s'amortirait sans doute pas et cette option serait source de risques accrus de défaillances. De tels systèmes hybrides peuvent être dimensionnés pour une très faible consommation de carburant des groupes électrogènes qui ne sont utilisés qu'en situation exceptionnelle (ensoleillement anormalement faible durant une durée imprévue, ou surconsommation imprévue ou défaillance).

3. Aspects non technologiques

3.1. Aspects économiques

L'objectif de cette partie est de situer les performances économiques des nouvelles technologies de l'énergie en rappelant les coûts (coûts d'investissement et coûts de production) des technologies de référence (*state of the art*) ainsi que les coûts atteints par les technologies installées dans les zones insulaires. L'analyse porte sur les principales technologies identifiées dans le chapitre 2.1. « Carburants classiques et alternatifs ». Les données économiques s'appliquent pour l'essentiel à des technologies connues qui seraient mises en service industriel à brève échéance. Nous indiquons également les perspectives de baisse de coûts à moyen terme associées au progrès technique mais compte tenu de leur caractère prospectif, ces données sont à considérer avec une certaine prudence. Pour les technologies encore immatures n'ayant pas fait l'objet de développement industriels, les performances futures sont plus incertaines encore et tout particulièrement les données de coût.

La littérature sur les nouvelles technologies de l'énergie (NTE) étant très abondante nous nous appuierons pour cette analyse sur deux sources principalement, l'une française et l'autre internationale, qui présentent l'intérêt d'une forte légitimité l'une et l'autre.

Il s'agit pour la première de l'exercice réalisé périodiquement par la Direction générale de l'énergie et du climat – DGEC (ex DGEMP – Direction générale de l'énergie et des matières premières) et intitulé « Les coûts de référence de la production électrique – synthèse 2008 » (DGEC, 2008). Cette étude produit une comparaison des coûts complets de production d'électricité selon différentes filières dont les filières de production distribuée, éolien, solaire, micro hydraulique, cogénération, etc.

La seconde référence permet d'aborder le développement des technologies de production d'électricité d'origine renouvelable avec un point de vue plus international (même si l'étude DGEC se réfère aussi pour évaluer les coûts à des sources internationales). Il s'agit de l'étude de l'Agence internationale de l'énergie (AIE/IEA) intitulée « Energy Technology Perspectives » publiée en 2008 et faisant suite à un premier travail publié, lui, en 2005 (IEA, 2008a).

3.1.1. Éolien terrestre et éolien en mer

a. Les coûts internationaux

Les parcs éoliens terrestres développés aujourd'hui en Europe se situent dans des gammes de puissance de l'ordre de 50 à 100 MW pour des éoliennes de puissance unitaire de 2 à 3 MW. Les durées de vie estimées sont d'environ 20 ans.

Selon la DGEC, le coût d'investissement pour un parc éolien (mise en service industriel programmée en 2012) est de 1 300 €/kW. Ce coût est composé pour 87 % du coût des machines (y compris transport et montage), le reste correspondant au génie civil, au raccordement au réseau[5] et aux études (DGEC, 2008). Pour l'éolien en mer, la dispersion est plus importante en raison d'un retour d'expérience plus limité. Néanmoins, les coûts unitaires sont clairement plus élevés (2 600 €/kW) en raison des difficultés techniques spécifiques que posent l'installation des éoliennes et le raccordement au réseau en particulier (*ibid.*).

Selon l'AIE, les coûts d'investissement de l'éolien on shore varient selon les pays et se situent dans une fourchette de 1 050 à 1 460 €/kW[6]. L'AIE observe également que les coûts d'investissement pour les éoliennes off shore sont sensiblement plus élevés que pour l'éolien on shore, entre 1 900 et 2 540 $/kW (IEA, 2008a).

La Commission européenne indique des coûts d'investissement de 1 140 €/kW et des coûts de fonctionnement et de maintenance de 35 €/kW pour l'éolien on shore, et respectivement de 2 000 €/kW et de 80 €/kW pour l'éolien off shore (CE, 2008).

Les coûts de production varient selon la qualité de la ressource éolienne. La DGEC estime le coût de production pour un site on shore de bonne qualité (2 400 h) à 74 €/MWh (62 € pour un très bon site et 94 € pour un site médiocre) et 120 €/MWh en off shore (3 000 h)) [DGE, 2008). Selon l'AIE les coûts se situent pour l'on shore entre 56 et 80 €/MWh pour un bon site[7] (IEA, 2008a)[8].

La prise en compte des processus d'apprentissage suggère une poursuite de la baisse des coûts de production qui pourraient atteindre 62 €/MWh en 2020 sur un site on shore de bonne qualité et 98 €/MWh en off shore (DGEC, 2008). L'AIE est plus optimiste avec des coûts de production de 50 €/MWh attendus pour l'éolien on shore en 2015 sur de bons sites (IEA, 2008a).

---

[5] Les coûts de raccordement peuvent varier selon la distance au réseau existant. La variabilité est plus grande encore pour l'off shore selon la distance au rivage considérée et la nature des fonds.

[6] Les dollars 2005 sont convertis avec un taux de change de 1,24 $/€ puis un déflateur du PIB européen de 1,05 entre 2005 et 2008.

[7] L'AIE n'indique pas de coûts de référence pour la production off shore.

[8] Il peut être utile à ce stade de rappeler les ordres de grandeur des coûts des moyens de production thermiques classiques. Pour des centrales à charbon pulvérisé de taille standard (au-delà de 500 MW), les coûts d'investissement se situent entre 1 000 et 1 500 €/kW et pour les cycles combinés gaz entre 400 et 800 €/kW. En 2005, les coûts de production étaient de 25-50 €/MWh pour le charbon et 40-60 €/MWh pour le gaz (IEA/AEN, 2005). À titre de comparaison, les coûts moyens de production en N.-C. qui correspondent à des tailles nettement inférieures sont pour la base (prévisions pour Prony) de 84 €/MWh et en pointe (TAC Ducos) de 243 €/MWh (Enerdata, 2007).

b. Les coûts en zones insulaires

Les zones insulaires présentent des caractéristiques spécifiques qui modifient sensiblement l'économie de l'énergie éolienne. En premier lieu, les contraintes de transport (bateau puis infrastructures routières) imposent d'utiliser des éoliennes de taille inférieure au standard technologique actuel. En second lieu, le risque de cyclone a conduit à développer des technologies spécifiques (essentiellement des structures rabattables) à priori de plus petite taille. Enfin, l'étroitesse du marché potentiel que représentent ces régions n'a pas suscité une diversité de l'offre comparable à ce que l'on observe en Europe avec pour conséquence une moindre incitation à la baisse des prix par la pression concurrentielle[9].

Ces contraintes apparaissent dans le rapport de la DGEC qui indique des coûts spécifiques pour des systèmes éoliens installés dans les DOM sur la base de machines de taille inférieure (1 MW) et rabattables en cas de cyclones (DGEC, 2008). Les coûts de ces machines sont nettement plus élevés que ceux des éoliennes installées sur des parcs éoliens on shore en Europe puisque le coût de référence est de 2 000 €/kW avec des coûts de production de l'ordre de 140-150 €/MWh (*ibid.*).

Selon les informations que nous avons pu rassembler[10], le coût global d'un projet éolien en N.-C. serait plus élevé que le coût moyen considéré par la DGEC, en raison notamment de l'éloignement. Le coût d'un projet représenterait de 2 300-2 500 €/kW en intégrant les surcoûts de transport (maritime et terrestre), les coûts d'installation (chantier), de raccordement au réseau, etc. Pour un facteur de charge estimé à 1 400-1 600 heures de fonctionnement à pleine puissance, nous estimons que dans ces conditions les coûts de production sont voisins de 200 €/MWh (durée d'amortissement de 20 ans).

Le coût réel de production est toutefois inférieur grâce aux dispositifs de défiscalisation existants qui ramènent le coût d'investissement autour de 1 200 €/kW. Sur cette nouvelle base, le coût actualisé de production du kWh éolien en N.-C. tombe à 116 €/MWh.

On notera que les indications de coûts ci-dessus ne tiennent pas compte des contraintes spécifiques que pose l'intégration des sources d'énergie intermittentes dans les réseaux électriques. Lorsque le taux de pénétration reste de l'ordre de quelques pour-cent (Menanteau *et al.*, 2003) ces coûts sont négligeables mais ils peuvent devenir significatifs lorsque ce taux dépasse 10-15 %. La nécessité de disposer de capacités de réserve supplémentaires (ou de moyens de stockage) pour assurer la sécurité et la qualité de l'alimentation induit alors des coûts supplémentaires qui renchérissent les coûts de production de l'éolien notamment.

[9] Pour l'instant seul le constructeur français Vergnet est positionné sur ce marché des éoliennes pour les régions cycloniques avec des machines de 250-300 kW et bientôt 1 MW.
[10] Entretiens réalisés par les experts de l'expertise collégiale au cours d'une mission en N.-C. entre le 5 et le 12 mars 2009.

3.1.2. Électricité photovoltaïque

a. Les coûts internationaux

Les installations photovoltaïques de référence installées aujourd'hui en Europe sont de deux types :

– les installations de petite taille (qq kW) intégrées en toiture dans une maison individuelle ;

– les installations de plus grande taille posées en terrasse sur des entrepôts (qq centaines kW) ou des centrales PV posées au sol de plusieurs MW.

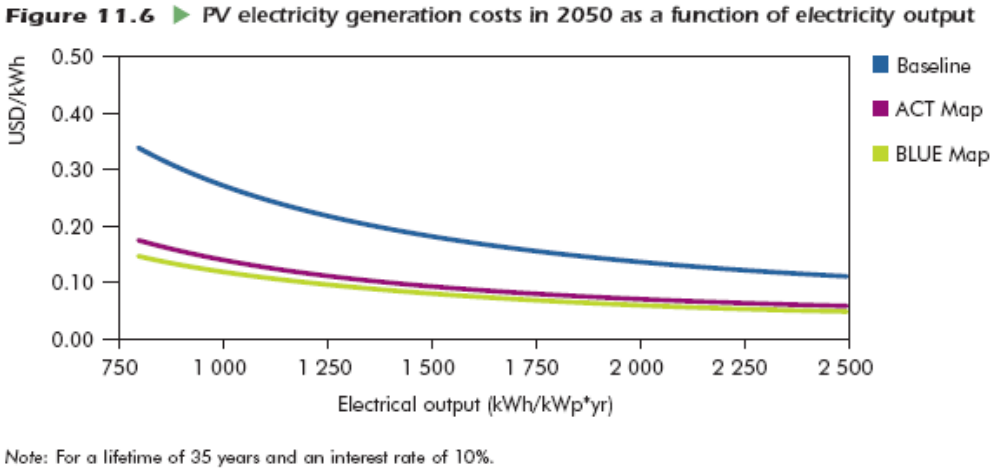
Les développements massifs observés en Europe concernent principalement le PV intégré au bâti en raison notamment de la disponibilité des toitures et des contraintes de place que posent les centrales de plusieurs MW[11]. En l'absence de contraintes foncières, il peut être intéressant d'envisager la réalisation de ces centrales PV qui permettent de bénéficier d'économies d'échelle et donc d'en limiter les coûts.

Les coûts d'investissement pour des systèmes PV figurant dans le rapport de l'AIE se situent entre 4 800 et 5 400 €/kWc sans précision sur la taille des systèmes considérés (IEA, 2008a). Les coûts d'investissement estimés par la DGEC sont de 5 900 €/kWc pour une installation individuelle (3 kWc) et de 4 000 €/kWc pour une installation de 300 kWc (mise en service en 2012). Pour un niveau d'ensoleillement de 1 400 kWh/kW/an qui correspond à celui de la N.-C., les coûts de production s'étagent entre 400 €/MWh pour la centrale de 300 kW et 570 €/MWh pour une installation individuelle (DGEC, 2008).

Comme pour l'éolien, mais de façon plus marquée, les perspectives de baisse de coût sont importantes. En 2020, les coûts devraient, selon la DGEC, se situer entre 3 000 et 4 000 €/kW (*ibid*.). Pour l'AIE la baisse de coût devrait se poursuivre au-delà et atteindre 1 600-2 000 €/kW en 2030. Les coûts de production seraient réduits en proportion ; ils pourraient atteindre 60-80 €/MWh en 2050 (cf. figure 23)[12].

[11] La centrale PV récemment installée dans l'Ariège occupe une surface au sol de 35 ha pour une puissance crête de 10 MW.
[12] Note : le taux de change utilisé pour passer de $2005 aux €2008 est 0.86.

Figure 23 – Coûts de production de l'électricité PV en 2050 en fonction de l'ensoleillement



Source : AIE, 2008.

b. Les coûts en zone insulaire

Les coûts indiqués ci-dessus correspondent à des systèmes installés en métropole et raccordés au réseau. Pour les zones insulaires en général, et la N.-C. en particulier, il faut considérer deux types d'installations de natures très différentes dont les coûts unitaires ne sont pas comparables :

– les systèmes raccordés au réseau dont la puissance peut varier de quelques kW à plusieurs centaines de kW ;

– les systèmes individuels autonomes (équipés de dispositifs de stockage) d'une puissance de quelques centaines de watts en général destinés à alimenter une famille en électricité.

Pour les systèmes raccordés au réseau, les informations que nous avons obtenues lors des entretiens donnent pour la N.-C. des ordres de grandeur de coûts très comparables à ceux qu'indique la DGEC (cf. CR entretien des experts avec EEC le 10 mars 2009) : 5 800 €/kWc pour une installation de grande taille. Ainsi, on n'observerait pas, pour l'énergie PV, le décalage important entre les prix de la métropole et les prix pratiqués en N.-C. que l'on peut constater pour l'éolien.

Si l'on fait l'hypothèse, pour des systèmes raccordés au réseau, que les coûts d'investissement sont, en N.-C., comparables à ceux de la métropole (5 à 6 000 €/kWc), on obtient des coûts de production situés dans une fourchette allant de 300 à 400 €/MWh.

Les modules PV sont également utilisés pour l'électrification de populations non raccordées au réseau sur la base de systèmes de petite taille. Les coûts de ces systèmes sont variables suivant les pays concernés (fourchette de l'ordre de 8 000-30 000 €/kW – IEA, 2002), mais ils sont systématiquement supérieurs à ceux des systèmes raccordés au réseau, non équipés de dispositifs de stockage et de taille plus importante. Il faut par ailleurs signaler la nécessité d'un entretien régulier des accumulateurs et leur remplacement tous les 10 ans

environ. Malgré cela, ils peuvent présenter un intérêt économique lorsqu'il n'existe pas d'alternative satisfaisante (kérosène pour l'éclairage, par exemple), ou lorsque celle-ci présente des coûts élevés ou rencontre des difficultés d'approvisionnement (groupe électrogène).

3.1.3. Autres moyens de production d'électricité distribuée

Outre la production d'électricité à partir de biomasse sèche (traité par ailleurs) ou de biogaz, les microcentrales hydrauliques sont les autres moyens de production distribuée d'électricité d'origine renouvelable considérés dans le rapport DGEC.

Les microcentrales hydrauliques diffèrent des moyens de production d'électricité décentralisée évoqués précédemment car elles dépendent, dans une très large mesure, du site à équiper (haute/basse chute, débit important ou faible, accessibilité, etc.). En conséquence les coûts d'investissement varient dans une forte proportion d'un projet à un autre, et la notion de coût moyen a ici moins de sens que pour les autres technologies. À titre d'illustration, les coûts d'investissement retenus par la DGEC pour les centrales de basse-chute varient de 1 800 à 2 500 €/kW et de 1 700 à 2 200 pour les centrales de haute-chute (DGEC, 2008). Avec des coûts d'exploitation de l'ordre de 2 à 3 % de l'investissement, les coûts complets de production se situent entre 62 et 121 €/MWh. Cette fourchette de coûts correspond à peu près à celle que retient la Commission européenne pour la période actuelle (60-185 €/MWh). S'agissant d'une technologie mature, les perspectives d'évolution des coûts sont limitées ; la DGEC n'envisage pas de baisse de coûts et la Commission européenne une baisse limitée qui conduit à une fourchette de 50-145 €/MWh en 2030.

Trois autres technologies de production d'électricité méritent d'être examinées dans le contexte de la N.-C. : la géothermie, le solaire thermodynamique et l'énergie des océans. Ces technologies sont toutefois toutes les trois (à des degrés divers) au stade de la recherche et développement ou de la démonstration. Les données économiques relatives à ces technologies sont donc encore très limitées, peu informatives, et plus souvent prospectives qu'observées, quand il ne s'agit pas de valeurs cibles. Les valeurs qui suivent sont donc à considérer avec toute la prudence nécessaire.

Pour la géothermie comme pour la micro hydraulique, les coûts d'investissement sont étroitement liés au site et à la qualité de la ressource. L'AIE situe les coûts entre 1 000 €/kW pour des installations de grande taille sur des sites de très bonne qualité et 4 700 €/kW pour de petites installations (IEA 2008a). Dans ces conditions (ressources en eau à haute température accessible), les coûts de production peuvent se situer entre 40 et 70 €/MWh (IEA, 2008a) et 70 à 100 €/MWh (DGEC, 2008).

Pour l'énergie marine (on parle ici des courants marins et de l'action de la houle), les premières réalisations industrielles (sauf pour les barrages exploitant l'énergie marémotrice) devraient voir le jour au cours des prochaines années. L'AIE situe les coûts de production entre 130 et 260 €/MWh, la partie inférieure de la fourchette correspondant plutôt aux dispositifs exploitant l'énergie des courants marins et la partie supérieure à l'énergie des vagues (IEA, 2008a). Les perspectives de baisse de coûts sont importantes (division par deux ou par trois à l'horizon 2040-50), mais encore fortement incertaines. Les ordres de grandeur avancés dans l'étude DGEC sont, eux, plus favorables (les auteurs insistent également sur les fortes incertitudes), avec des coûts de production de 60 à 80 €/MWh en 2015 (DGEC, 2008).

Les centrales solaires à concentration nécessitent un rayonnement solaire important (2 000 kWh/m² au minimum) et essentiellement direct, une localisation qui pourrait inclure la N.-C. Plusieurs nouveaux projets ou réalisations sont apparus en Europe ou aux États-Unis ces dernières années indiquant un regain d'intérêt pour cette technologie (Philibert, 2004). Les coûts actuels pour des centrales à construire (faibles effets de série) sont estimés entre 3 400 et 7 700 €/kW (IEA, 2008a) suivant la qualité de la ressource, l'importance du stockage désiré, etc., pour des coûts de production de l'ordre de 110 à 190 €/MWh. Mais les progrès techniques attendus sont importants et les coûts futurs pourraient se situer entre 40 et 50 €/MWh voire entre 30 et 50 pour les centrales à tour (*ibid.*).

À titre de synthèse, nous avons extrait d'une publication de la Commission européenne (Commission européenne, 2008, Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport, COM, 2008 744) les données de coûts et de performances pour les principales technologies de production d'électricité (tableau 3). Ces valeurs ne recoupent pas toujours celles figurant dans le texte, mais constituent une base cohérente reposant sur une hypothèse d'évolution modérée des prix des énergies fossiles.

Tableau 3 – Coûts présents et futurs des principales technologies de production d'électricité

Energie	Technologie de production	Coûts de production €/MWh			Investissement €/kW	Exploitation €/kW	Durée de vie Années	Emissions directes (kgCO2/MWh)
		2007	2020	2030				
Charbon	Charbon pulvérisé	40-50	65-80	65-80	1265	60	40	725
	Charbon pulv. + capture CO2	nd	80-105	75-100	2250	90	40	145
	Lit fluidisé circulant	45-55	75-85	75-85	1400	70	40	850
Gaz naturel	Cycle combiné	50-60	65-75	70-80	635	25	25	350
	Cycle combiné + Capture CO2	nd	85-95	80-90	1200	40	25	60
Biomasse	Cycle vapeur - grande taille	80-195	90-215	95-220	3800	260	30	6
Solaire	Photovoltaïque	520-880	270-460	170-300	4700	80	25	0
	Concentration (backup GN)	170-250	110-160	100-140	5000	115	40	120
Eolien	On shore	75-110	55-90	50-85	1140	35	20	0
	Off shore	85-140	65-115	50-95	2000	80	20	0
Hydro	Grande hydro	35-145	30-140	30-130	1350-2510	40-75	50	0
	Micro hydro	60-185	55-160	50-145	2900-4500	85-130	50	0

Source : CE, 2008.

3.1.4. Capteurs solaires pour la production d'eau chaude sanitaire

L'énergie solaire à basse température pour la production d'eau chaude sanitaire est une technologie mature largement répandue dans certains pays (250 à 700 m²/1 000 hab. pour Israël, Chypre ou la Grèce, par exemple). Les coûts des systèmes installés sont toutefois extrêmement variables d'un pays à l'autre selon l'ensoleillement et les surfaces installées. Les coûts les plus bas sont observés en Chine, en Inde, en Turquie ou en Israël avec 200 à 300 €/m² contre 600 à 900 €/m² en moyenne en Europe. De manière générale les coûts sont plus bas dans les pays fortement ensoleillés, permettant l'utilisation de technologies moins sophistiquées, et dans les pays en développement ou émergents en raison du fait de coûts d'installation plus faibles (Menanteau, 2008).

En Nouvelle-Calédonie les coûts pour un chauffe-eau solaire de 300 l (soit 4 m² de capteurs) sont en moyenne de l'ordre de 800 €/m² (Becare, 2008). Ces coûts seraient

supérieurs à ceux observés dans les DOM avec 420-610 en Guadeloupe, 500-610 en Martinique, 710 en Guyane et 750 à la Réunion (*ibid.*). Ces coûts sont indiqués dans le rapport d'audit sans les coûts d'installation ; il conviendrait donc d'y ajouter la part de main-d'œuvre pour l'installation estimée à 100 €/m² (*ibid.*) soit un coût global de l'ordre de 900 €/m² qui situe la N.-C. dans la partie supérieure des coûts observés en Europe.

Malgré des coûts relativement élevés, la rentabilité économique des systèmes de production d'eau chaude solaire est bonne par rapport aux dispositifs classiques (chauffe-eau gaz ou électricité) en raison des prix élevés du kWh électrique et gaz. Le rapport d'audit sur la filière eau chaude solaire l'estime à 5 ans par rapport à un chauffe-eau gaz et 2,5 ans par rapport à un chauffe-eau électrique (*ibid.*).

Il n'existe que deux entreprises produisant des capteurs solaires en N.-C. dont une représente 85 % de parts de marché. Le montant des taxes sur les chauffe-eau solaires (+ de 250 l) importés est de 62 % (*ibid.*). Une analyse plus approfondie serait nécessaire pour mieux appréhender le marché des capteurs solaires en N.-C., mais on ne peut s'empêcher de faire le rapprochement avec la situation de la Tunisie dans les années 1990 qui avait souhaité soutenir le développement d'une société nationale de production de capteurs en taxant les importations de matériels concurrents. Finalement, la société nationale a fait faillite en raison des performances insuffisantes des matériels commercialisés et de prix trop élevés (cf. infra). Cet exemple souligne la difficulté à protéger durablement une filière industrielle émergente comme celle-ci (sur laquelle le progrès technique est encore significatif) en établissant des frontières étanches avec la dynamique technologique internationale.

3.1.5. Production d'électricité ex biomasse et biocarburants

Les technologies de production d'énergie utilisant la ressource de biomasse sont très diversifiées selon qu'elles produisent du gaz (méthanisation d'effluents liquides, récupération du gaz de décharges), de la chaleur (combustion directe, gazification), de l'électricité (centrale vapeur ou centrale à gazéification intégrée et cycle combiné) ou des carburants (bio-diesel, bio-éthanol, biocarburants de 2^{e} génération). Il est de ce fait difficile de situer précisément l'économie des différentes technologies en présence, d'autant que certaines sont aujourd'hui largement matures (combustion directe) et peu susceptibles d'évolutions majeures dans le futur alors que d'autres sont encore en phase d'émergence (gazéification) et que leurs performances vont évoluer très sensiblement.

Pour situer les ordres de grandeur des coûts d'investissement on pourra à nouveau se référer à (IEA, 2008a) qui indique des fourchettes de coûts d'investissement pour les technologies de production d'électricité, de chaleur et en cogénération (tableau 4).

Tableau 4 – Rendements et coûts d'investissement des technologies

Table 9.1 ▶ *Typical plant size, efficiency and capital cost for a range of bioenergy conversion plant technologies*

Conversion type	Typical capacity	Net efficiency	Investment costs
Anaerobic digestion	< 10 MW	10-15% electrical 60-70% heat	
Landfill gas	< 200 kW to 2 MW	10-15% electrical	
Combustion for heat	5-50 kW_{th} residential 1-5 MW_{th} industrial	10-20% open fires 40-50% stoves 70-90% furnaces	USD~23/kW_{th} stoves USD 370-990/kW_{th} furnaces
Combustion for power	10-100 MW	20-40%	USD 1 975-3 085/kW
Combustion for CHP	0.1-1 MW 1-50 MW	60-90% overall 80-100% overall	USD 3 333-4 320/kW USD 3 085-3 700/kW
Co-firing with coal	5-100 MW existing >100 MW new plant	30-40%	USD 123-1 235/kW + power station costs
Gasification for heat	50-500 kW_{th}	80-90%	USD 864-980/kW_{th}
BIGCC for power	5-10 MW demos 30-200 MW future	40-50% plus	USD 4 320-6 170/kW USD 1 235-2 470/kW future
Gasification for CHP using gas engines	0.1-1 MW	60-80% overall	USD 1 235-3 700/kW
Pyrolysis for bio-oil	10 t/hr demo	60-70%	USD 864/kW_{th}

Note: BIGCC plants linked with CCS are not included, as their potential capacities and cost ranges are not yet known.
Source: Based on IEA Bioenergy, 2007.

Pour la production d'électricité ex-biomasse, les technologies éprouvées présentent aujourd'hui les coûts les plus faibles (1 700-2 600 €/kW pour la combustion directe ; surcoût de 100-1 000 €/kW pour la co-combustion biomasse/charbon), mais également les rendements les moins élevés (entre 20 et 40 %). Avec les technologies de gazéification associées à des cycles combinés (BIGCC), on pourrait atteindre des rendements de 50 % et plus, mais les coûts sont très élevés (3 700-5 300 €/kW) en raison de technologies encore peu matures.

Les perspectives offertes par la technologie de gazéification sont cependant très intéressantes à moyen terme, à la fois en termes de progression des rendements et de baisse des coûts. L'AIE anticipe des coûts de 1 100 à 2 100 €/kW dans le futur qui pourraient résulter notamment de l'augmentation des capacités de production (au-delà de 100 MW contre 10-30 MW aujourd'hui). Dans un horizon peut-être plus proche, des perspectives intéressantes sont également à attendre des lits fluidisés qui constituent une autre technique de gazéification. Ils ne présentent pas les mêmes potentiels en termes de rendements que les BIGCC, mais offrent l'intérêt de pouvoir fonctionner avec différents types de combustibles et notamment du charbon, de la biomasse ou un mélange des deux (Koorneef *et al*., 2007).

À la différence des autres technologies utilisant des sources d'énergie renouvelable, les technologies utilisant la biomasse ont une structure de coût dans laquelle les coûts variables sont importants. Pour l'éolien ou le photovoltaïque, le coût de production est quasi exclusivement constitué du coût en capital (investissement initial), les coûts de l'énergie étant nuls. Dans le cas des technologies utilisant la biomasse, le coût de l'énergie est non nul ; ce coût couvre la production, la collecte, le transport, la transformation éventuelle de la

ressource. Selon sa provenance, les coûts de la biomasse utilisée en entrée de centrale peuvent être extrêmement variables : déchets industriels, résidus d'exploitation, bois de forêts, de plantations, en zone tempérée ou tropicale, etc. (tableau 5 à titre d'exemple). Les coûts complets de production du kWh à partir de la biomasse dépendent donc, pour partie, des coûts en capital mais également des coûts de la ressource très variables.

Tableau 5 – Min, max et moyenne des prix de l'énergie en Europe (situation 1999)

Table 8
Minimum, maximum and average fuel prices (including taxes) in 18 European countries in 1999 [88]

Fuel type	Min. €/GJ	Max. €/GJ	Average €/GJ
Forest residues	1.02	8.33	3.42
Industrial by products	0.58	9.07	2.38
Firewood	1.01	14.00	5.26
Wood wastes	−4.00	3.31	0.97
Refined wood fuels	3.24	18.22	8.37
Other biomass resources	0.83	12.00	4.68
Peat	2.10	3.75	2.83
Heavy fuel oil	1.40	12.00	4.26
Light fuel oil	3.10	14.30	6.74
Natural gas	1.10	16.21	5.80
Coal	1.19	12.78	4.53

Note that the maximum and average prices of natural gas and coal are somewhat high. For comparison: the coal prices for industrial users in the Netherlands ranged between 1.4 and 3.3 €/GJ in the period 1969–2004. In that same period the natural gas price ranged between 0.5 and 6.4 €/GJ [89]. In Europe during the first half of 2005 the price ranges between 2.85 and 8.65 €/GJ for natural gas [90].

Source : Koorneef *et al.*, 2007.

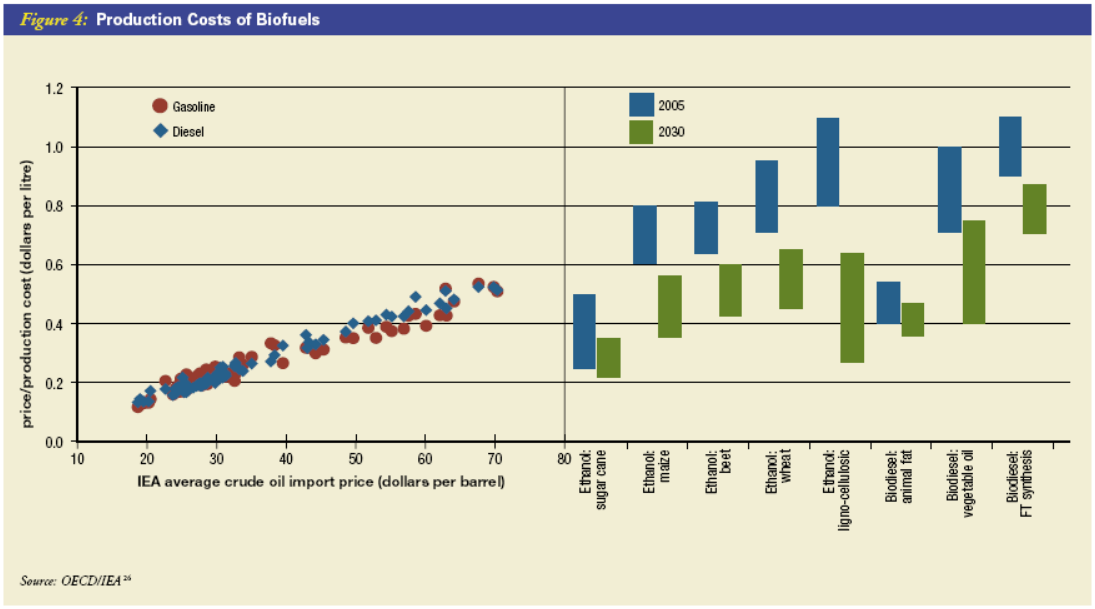
Selon l'AIE toujours, les coûts de production actuels du kWh électrique à partir de la biomasse se situent entre 50 et 160 €/MWh mais ces chiffres doivent être utilisés avec prudence car le coût de la ressource utilisée n'est pas précisé. Ils sont toutefois, comme indiqué plus haut, susceptibles de diminuer sensiblement (entre 40 et 110 €/MWh) avec la croissance des capacités unitaires des unités de production.

En ce qui concerne les biocarburants, il est plus difficile encore d'indiquer des coûts de référence en raison des problèmes méthodologiques qu'ils soulèvent. Plus encore que pour la production de chaleur ou d'électricité il est en effet nécessaire, dans le cas des biocarburants issus de matières premières agricoles, de conduire des analyses en cycle de vie incluant la préparation des sols, l'utilisation d'engrais et pesticides, la mécanisation de la récolte, le transport, etc. Par ailleurs, un problème particulier se pose avec les co-produits (tourteaux de soja, par exemple) qui peuvent avoir une valeur marchande importante et modifier le coût de production du biocarburant (Sims *et al.*, 2008).

La plupart des études convergent néanmoins sur le fait que la production de biocarburant dans les conditions technologiques actuelles n'est pas rentable, même en tenant compte des prix élevés du pétrole, car ceux-ci ont des répercussions immédiates sur les coûts de production des matières premières agricoles. L'éthanol produit à partir de canne à sucre au Brésil constitue une exception notable (figure 26), mais la possibilité de répliquer les

conditions de productions brésiliennes dans d'autres pays (Afrique, Amérique Latine) est incertaine (*ibid*.).

Figure 24 – Coûts de production des biocarburants



Source : Childs *et al*., 2007.

De la même façon l'impact des biocarburants issus de l'agriculture sur l'effet de serre est aujourd'hui considéré au mieux comme très limité. Outre les raisons évoquées plus haut (consommation d'énergie directe et indirecte), le bilan mitigé sur les émissions de GES vient de la prise en compte des modifications dans l'usage des sols qui conduisent à des rejets importants. À l'exception à nouveau de la canne à sucre, le coût des réductions des émissions de CO_2 permis par le développement des biocarburants est très élevé : supérieur à 450 \$/tCO_2 pour l'éthanol aux États-Unis et entre 700 et 5 500 en Europe ; entre 250 et 1 000 \$/tCO_2 pour le biodiesel (*ibid*.).

Le développement des biocarburants de 2^{e} génération permettrait de résoudre une partie des problèmes soulevés par la première génération en s'appuyant sur des ressources non agricoles : résidus, déchets, bois. Le bilan économique, énergétique et donc en termes d'émissions de GES en serait sensiblement amélioré. Ces perspectives sont encore incertaines car les technologies associées aux biocarburants de 2^{e} génération sont au stade de la R&D, mais elles font l'objet de programmes de recherche massifs dans un grand nombre de pays.

3.1.6. Impacts économiques et environnementaux des filières énergies renouvelables

a. Création d'emplois et retombées économiques

La création de nouveaux emplois est un avantage souvent associé au développement des filières d'énergie renouvelables qu'il est relativement difficile d'établir de façon précise et incontestable. La comptabilisation des emplois directs mais aussi indirects (dans la sidérurgie pour les éoliennes par exemple), le décompte des emplois substitués dans les filières

traditionnelles, la prise en compte des aides aux filières renouvelables et leur possible utilisation pour soutenir la création d'autres emplois, etc., figurent parmi les difficultés méthodologiques classiquement rencontrées. On peut néanmoins citer quelques ordres de grandeur pour l'Union européenne pour des filières en développement rapide tel que l'éolien ou le PV.

Le secteur de l'éolien emploie directement en Europe quelque 20 000 personnes, pour l'essentiel dans des PME, dont une partie (6 personnes/MW) pour la construction et l'installation des équipements et une autre partie pour assurer le fonctionnement et la maintenance de ces équipements (0,05-0,2 pers/MW). Pour chaque emploi direct, il existe au moins un emploi indirect dans des secteurs connexes tels que les bureaux d'études, la recherche, la finance, le marketing, etc. (Ecotec, 2001).

En ce qui concerne le PV, l'ouverture de nouvelles usines de production entraine la création de 20 postes/MW de capacité auxquels il faut ajouter 30 emplois par MW associés à la vente de gros ou de détail et à l'installation d'équipements. La seule maintenance des systèmes PV représente en moyenne un emploi par MW installé. À ces emplois directs il conviendrait également d'ajouter des emplois indirects (*ibid*.).

De façon générale, les créations d'emplois associées au développement des filières renouvelables se situent à plusieurs niveaux :

– la production (conception, fabrication, assemblage, etc.) ;

– la préparation du projet (bureaux d'études et de mesure, ingénierie financière, aspects juridiques, etc.) ;

– la construction (préparation du site, génie civil, montage, génie électrique, etc.) ;

– le fonctionnement et la maintenance.

Une partie (importante) de ces emplois ne touche que les pays dans lesquels se situent les usines de production, mais la création d'emplois ne concerne pas que les seuls producteurs de technologie. Ainsi, le Syndicat des énergies renouvelables avait estimé que le développement des filières renouvelables entrainerait en France métropolitaine la création de 75 000 emplois entre 2004 et 2010, dont 22 000 dans les secteurs de l'éolien et du photovoltaïque : 90 % de ces créations d'emplois étaient attendues dans l'éolien alors que la France n'est pas productrice de technologie (SER, 2005).

Le développement de l'éolien et du PV en N.-C. devrait, de la même façon, se traduire par des créations nettes d'emplois dans les secteurs situés en aval de la production de technologie. L'audit de la filière éolienne en N.-C. fait clairement apparaître que l'installation des fermes éoliennes a entrainé la création d'emplois permanents (Castalia, 2007). Selon les informations rassemblées au cours de nos entretiens, la filière éolienne représente une cinquantaine d'emplois permanents en N.-C. en intégrant les chantiers et la maintenance des machines, soit de l'ordre de 0,5 pers/MW.

Mais bien entendu, les créations massives d'emplois sont plutôt à attendre sur les filières de valorisation de la biomasse, filières fortement intensives en main-d'œuvre pour tout ce qui concerne l'exploitation des forêts, la transformation, le conditionnement, le transport… À titre d'illustration, les chiffres cités dans le rapport Birraux – Le Deaut font état de la

création de trois emplois nationaux dans la filière bois énergie pour 1 000 tep (soit 30 000 emplois pour l'ensemble de la filière) contre un seul pour les énergies traditionnelles (Birraux *et al.*, 2001).

Enfin, parmi les retombées économiques des filières renouvelables il faut insister sur leur intérêt pour le développement du territoire du fait de leur meilleure répartition spatiale et des retombées potentielles pour les collectivités et populations locales en termes d'emplois d'une part mais aussi en termes de fiscalité (taxes foncières, location de terrains, etc.).

b. Impacts environnementaux

Les impacts environnementaux associés au développement des énergies renouvelables sont de différentes natures :

– des impacts positifs liés à la substitution de sources d'énergie fossiles ;

– des impacts négatifs, plus ou moins importants selon les filières considérées, liés à la production ou à l'installation de ces mêmes technologies.

L'utilisation de sources d'énergies renouvelables ne génère pas en soi d'impacts positifs sur le plan environnemental ; les éventuels bénéfices environnementaux qu'elles procurent résultent du remplacement de sources d'énergie fossiles qui émettent, elles, différents polluants locaux ainsi que des GES. L'impact environnemental des sources d'énergie renouvelable dépend donc étroitement du contexte dans lequel elles s'insèrent (mix énergétique) et de leur placement sur la courbe de charge pour l'électricité (impact différent selon que l'on remplace une centrale en base ou en pointe)[13]. L'étude ExternE (tableau 6) réalisée sur les pays européens montre toutefois le net avantage des énergies renouvelables comparées aux sources fossiles sur le plan des externalités environnementales (cité par RE-Xpansion Project, 2005).

[13] Il faut, bien entendu, tenir compte aussi des impacts en amont (fabrication) et en aval (recyclage) ; sur le strict plan énergétique et des émissions de GES, ces technologies ont un impact sur cycle de vie très inférieur à celui des solutions traditionnelles utilisant des énergies fossiles.

Tableau 6 – Les coûts externes de la production d'électricité

Specific external cost of energy
Damage in eurocents/(kWh of electricity supplied)[a]

Country	Coal & Lignite	Peat	Oil & Orimul.	Gas	Nuclear	Biomass	Hydro	PV	Wind	Waste
AT				1.1-2.6		2.4 -2.5	0.004			
BE	3.7-15			1.1-2.2	0.4-0.47					
DE	3.0-5.5		5.1-7.8	1.2-2.3	0.44-0.7	2.8-2.9		0.14-0.33	0.05-0.06	
DK	3.5-6.5			1.5-3.0		1.2-1.4			0.09-0.16	
ES	4.8-7.7			1.1-2.2		2.9-5.2[b]			0.18-0.19	1.5-2.4
FI	2.0-4.4	2.3-5.1				0.8-1.1				
FR	6.9-9.9		8.4-10.9	2.4-3.5	0.25	0.6-0.7	0.6			6.7-9.2
GR	4.6-8.4		2.6-4.8	0.7-1.3		0.1-0.8	0.51		0.24-0.26	
IE	5.9-8.4	3.3-3.8								
IT			3.4-5.6	1.5-2.7			0.34			4.6-7.7
NL	2.8-4.2			0.5-1.9	0.74	0.4-0.5				
NO				0.8-1.9		0.24	0.23		0.05-0.25	
PT	4.2-6.7			0.8-2.1		1.4-1.8	0.03			
SE	1.8-4.2					0.27-0.3	0.004-0.7			
UK	4.2-6.7		2.9-4.7[c]	1.1-2.2	0.24-0.27	0.53-0.57			0.13-0.15	

a. Subtotal of quantifiable externalities (public health, occupational health, material damage, global warming)
b. Biomass co-fired with lignite
c. Orimulsion: 3.1-5.2

Source: European Commission, 1999.

Source : Étude ExternE cité par RE-Xpansion.

Dans le cas de la N.-C., la production d'électricité d'origine renouvelable (éolien, photovoltaïque) se placerait à priori en base et viendrait se substituer aux centrales charbon (Prony et suivantes). Les émissions évitées dépendent de la qualité du charbon utilisé, du rendement de la centrale et des dispositifs antipollution installés. À titre d'illustration, la quantité de CO_2 émise par une centrale au charbon utilisant du charbon de qualité moyenne est estimée à 1 300 g de CO_2/kWh (European Commission, 2005).

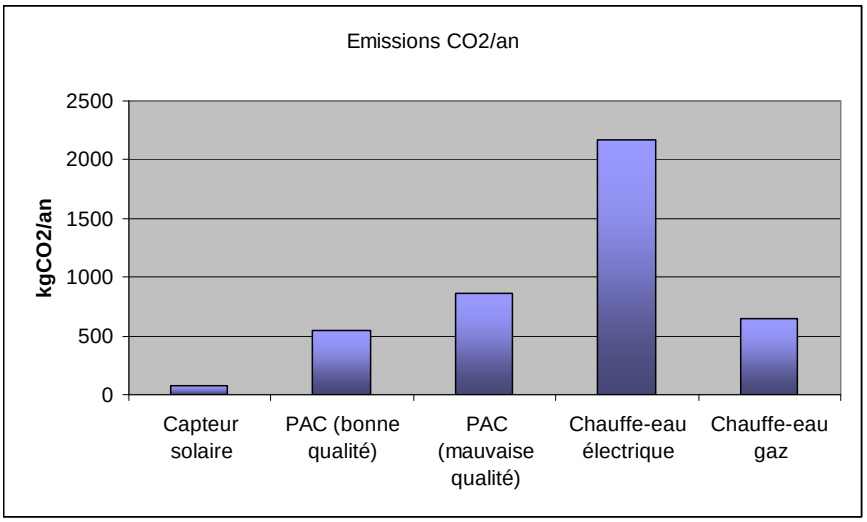
Lorsque la production éolienne vient en substitution de la production thermique, le régime de fonctionnement des moyens de production classique peut être modifié (ralentissement voire arrêt complet) et tout ou partie des émissions de CO_2 sont alors évitées. Dans une perspective de forte croissance (on dépasse 15-20 % de renouvelables intermittentes), si la production éolienne vient en complément de la production thermique, tout dépend des moyens de stockage éventuels qui seront mobilisés. Sans dispositifs de stockage spécifiques, des moyens de production programmables (thermiques) doivent être prévus en complément de la production intermittente et le gain sur les émissions de CO_2 est alors inférieur au premier cas[14].

En ce qui concerne les capteurs thermiques basse-température, l'étude réalisée sur la N.-C. montre que les gains en termes d'émissions de CO_2 peuvent être très importants si la production d'ECS solaire se substitue à des chauffe-eau électriques, compte tenu de la structure de production du parc électrique (Becare, 2008) (figure 25). Le gain est moins important mais reste toutefois significatif lorsque les capteurs solaires remplacent des chauffe-eau gaz. On observera que les réductions d'émission apportées par un chauffe-eau solaire (soit 2 000 kg CO_2 par ménage si CE électrique) sont très supérieures au gain qu'apporterait le remplacement d'une voiture standard (type Citroën C4 Picasso - 160

[14] Notons toutefois que l'utilisation d'outils de prévision météorologique bien adaptés et qu'une action éventuelle sur les profils de consommation permettrait de mieux optimiser les moyens de production thermique complémentaires et de réduire les rejets de CO_2 associés.

gCO_2/km) par une voiture très efficace (100 g/km), soit 900 $kgCO_2$ pour une voiture parcourant 15 000 km/an.

Figure 25 – Comparaison des émissions de CO_2 pour le chauffage de l'eau en N.-C.



Le mix électrique utilisé pour cette étude est bien entendu celui de la N.-C. Source : Becare 2008.

Le développement de l'hydraulique suscite souvent des mouvements d'opposition en raison de son impact sur les populations locales et sur l'environnement. S'agissant d'installations de petite puissance, l'impact est bien évidemment moindre et concerne surtout la question du débit réservé et de l'impact sur les poissons. Des solutions techniques existent aujourd'hui qui permettent de limiter ces impacts mais la question ne doit pas être négligée pour autant. Les études d'impact et procédures de dialogue avec les riverains sont ici particulièrement importantes.

c. Intermittence

L'introduction de sources d'énergie intermittentes dans un système électrique entraine des problèmes spécifiques liés à la difficulté de prévoir à l'avance les quantités qui seront disponibles à un moment donné et à la variabilité de cette production ; on parle de moyens de production non programmables par comparaison avec les moyens de production thermique ou l'hydraulique de barrage qui sont mobilisables et peuvent être ajustés en fonction de la demande.

Pour préserver la qualité et la sécurité d'approvisionnement lorsque la proportion de sources intermittentes augmente, il faut pouvoir disposer de moyens de production permettant d'assurer l'équilibre instantané entre offre et demande. Des capacités thermiques additionnelles peuvent ainsi être nécessaires à mesure que le taux de pénétration des sources intermittentes augmente, pour pallier les risques de défaillance en période de pointe ou disposer de réserves tournantes supplémentaires.

L'insertion d'une production intermittente en proportion croissante dans les systèmes électriques entraîne donc des conséquences économiques ; celles-ci ne sont généralement pas prises en compte par les producteurs renouvelables et constituent des externalités. Nous ne pourrons pas ici chiffrer les coûts de cette insertion car l'importance des moyens classiques

nécessaires pour garantir la puissance et permettre l'ajustement fait l'objet de débats entre spécialistes depuis de nombreuses années. Les coûts de l'insertion de la production intermittente dépendent en effet de nombreux facteurs dont le taux de pénétration, les caractéristiques du mix électrique, les capacités d'absorption du réseau, l'existence d'éventuelles interconnections avec les pays voisins, etc. (VTT 2007).

Il est toutefois important de noter que, outre les options techniques classiques consistant à développer le parc thermique en parallèle au développement de la production intermittente, il existe des options moins conventionnelles qui peuvent faciliter cette insertion. On mentionnera notamment les modèles météo permettant de mieux anticiper les injections (éolien, solaire), les options de mutualisation visant à bénéficier du foisonnement de la production, les dispositifs de stockage de grande taille parmi lesquelles les systèmes de pompage-turbinage et la production thermique renouvelable (biomasse).

3.1.7. Conclusions intermédiaires

Les coûts de production d'électricité à partir de sources renouvelables (à l'exception de la grande hydraulique qui peut présenter des coûts faibles lorsque le site est favorable) restent supérieurs aux coûts de production des moyens thermiques classiques, mais ils s'en rapprochent si l'on en croit la conclusion de la DGEC : *« on note que les coûts les plus efficaces de ces moyens de production* [les moyens de production distribuée] *s'approchent des prix observés sur le marché européen de l'électricité, …/… surtout en cas de prix élevés des hydrocarbures et de valorisation des émissions de CO_2 »*. En effet, les coûts de production de l'électricité d'origine fossile sont très fortement corrélés aux coûts des combustibles alors que ceux exploitant les ressources renouvelables (hors combustibles issus de la biomasse) sont exclusivement liés aux dépenses d'investissement et aux coûts de maintenance, car la ressource est gratuite.

Les perspectives de baisse des coûts des technologies d'énergie renouvelable liées au progrès technique, la prévisible croissance des prix des combustibles fossiles à moyen ou long terme et l'introduction d'une valeur carbone vont contribuer à améliorer la compétitivité économique de ces moyens de production comparée aux moyens classiques à flamme.

L'hydraulique et l'éolien (terrestre) sont les technologies aujourd'hui les plus proches de la rentabilité économique. Le solaire thermodynamique et plus encore le photovoltaïque en sont encore éloignés (sauf pour le PV situations spécifiques des zones d'accès difficile), mais la dynamique de baisse de coût est rapide. L'incertitude est plus grande pour d'autres technologies comme la géothermie ou les énergies des océans qui sont des technologies émergentes encore très peu ou pas industrialisées.

Cette analyse reste pertinente pour la N.-C. avec deux remarques :

– les coûts d'investissement sont plus élevés (sauf apparemment pour le PV – à confirmer) en raison de l'éloignement, de technologies spécifiques (éolien) et de conditions de marché peu favorable à la concurrence (éolien, capteurs plans) ;

– mais les coûts des moyens de production concurrents (thermique à flamme) sont également plus élevés parce que les coûts d'investissement sont aussi plus importants (quoi que dans une moindre mesure) du fait de faibles économies d'échelle, les coûts des combustibles sont plus élevés en raison des coûts de

transport et les rendements sont plutôt plus faibles que sur des centrales classiques (taille inférieure aux tailles standard).

Ces deux effets se compensent et finalement les surcoûts de la production renouvelable ne devraient pas être plus importants qu'en Europe, surtout si les dispositifs de défiscalisation profitent prioritairement aux ressources énergétiques locales qui limitent la dépendance énergétique de la N.-C. et la production sans émissions de GES.

3.2. Faisabilité pour les filières envisagées compte-tenu des contraintes liées à l'occupation du territoire

3.2.1. Spécificités de la production de biomasse

À la différence des autres productions d'énergies renouvelables, de l'éolien, du solaire thermique et de l'électricité photovoltaïque, et de la minihydraulique, les productions de biomasses pour l'énergie demandent en général de l'espace rural. D'où la nécessité de concevoir ces productions en tenant compte des différentes contraintes liées à l'utilisation des territoires. Il s'agit de satisfaire d'une part de manière durable les besoins alimentaires et non alimentaires (matériaux, matières premières et énergie), tout en préservant la santé des habitant, l'environnement local (préservation des eaux, des sols, de la biodiversité, des forêts, de la qualité des paysages, etc.) et l'environnement global (le climat, la mer, la couche d'ozone, etc.).

En l'absence de régulations particulières, ce sont les conditions de marché et les avantages comparatifs sur le plan économique qui déterminent le plus fortement les décisions dans l'utilisation des terres. Mais ceux-ci peuvent être modifiés par des politiques spécifiques (économiques, règlementaires, agricoles et forestière avec, par exemple, la création de routes forestières pour permettre l'exploitation du bois et des biomasses, etc.) dépendant de l'importance que l'on accorde, par exemple, à la souveraineté alimentaire, à la réduction de la vulnérabilité énergétique, à l'environnement local, à la réduction des émissions de GES. Cela dépend bien sûr aussi du contexte international (réglementation internationales sur le commerce, *via* l'OMC, sur les déchets, etc.). À cela peuvent s'ajouter d'autres contraintes notamment environnementales, comme la nécessité de protéger certains milieux, etc. Il convient donc de bien spécifier l'objectif recherché.

Nous ne considérons ci-dessous que la production de biomasses pour l'énergie (bio-chaleur, bioélectricité, biocarburants liquides).

On peut distinguer plusieurs catégories de biomasses suivant leur origine :

– des déchets déjà mobilisés (déchets urbains) ;

– des coproduits de filières (filières bois, de sucres de canne, de céréales, d'élevage) qui pourraient être mieux valorisés ;

– des ressources naturelles déjà existantes, non encore valorisées, mais récoltables, c'est-à-dire provenant de parcelles accessibles dont la récolte devrait pouvoir être mécanisée au moins partiellement ;

- des Leuçaena leucocephala (arbres fixateurs d'azote poussant le long des routes ou sur des terres pauvres où aucune culture ne serait envisageable) ;

- de cocotiers poussant le long de la côte ;
- etc. ;

– de productions dédiées :

- de plantes ligno-cellulosiques (céréales, mais aussi de nouvelles plantes herbacées comme le miscanthus, arbres, etc.) ;
- de plantes sucrières comme la canne à sucre ;
- de plantes oléagineuses (tournesol, plantations nouvelles de cocotiers) ;
- de plantes amylacées (graines de céréales, tubercules…).

Les productions de bioénergies issues des deux premières catégories ne posent pas de problèmes particuliers du point de vue de l'aménagement du territoire. Mais il faut que leurs productions soient suffisantes pour les utilisations et conversions envisagées :

– pour la production de chaleur des usines sidérurgiques ;

– pour la production d'électricité dans des centrales de plus de 3 MW (Les filières de production avec des petits gazogènes étant difficiles à gérer techniquement) ;

– pour la production de biogaz (donc de bioélectricité), à partir des lisiers de porcs (tant que les bovins seront élevé en *ranching*, il ne sera pas possible d'envisager de méthaniser leurs déjections) ;

– pour la production d'électricité à base d'huiles végétales brutes, en petites unités[15].

Ces productions pourraient être complétées par des biomasses provenant de la catégorie 3 voire 4.

Pour les trois premières catégories il faudrait évaluer concrètement les ressources réellement mobilisables et surtout les acteurs susceptibles de mettre en œuvre les filières correspondantes suivant les besoins étudiés par ailleurs.

De nombreuses sociétés de gestions de déchets ont une longue expérience dans ce domaine et seraient parfaitement bien placées pour étudier les faisabilités techniques économiques pour la mise en place de telles filières.

Parmi les consommateurs potentiels de chaleur il y a les usines de nickel qui utilisent actuellement du charbon. Mais, à cause de son bas prix, le charbon est encore plus difficile à déplacer que le fioul dans la production de chaleur.

Cependant, en remplaçant du charbon plutôt que du fioul ou du gaz naturel, on réduit davantage les émissions de CO_2 par tep produite. Ce point sera revu et précisé plus loin (3.3). En cas de montée suffisante du prix de la tonne de CO_2 sur les marchés de carbone, la recherche de solutions pour produire également des biomasses ligno-cellulosiques sur des terres actuellement non forestières pourrait éventuellement se justifier.

[15] Les constructeurs de petits moteurs ne donnent actuellement pas de garanties pour les moteurs à huile végétale brutes, mais des recherches sont en cours chez certains constructeurs de tracteurs pour y remédier.

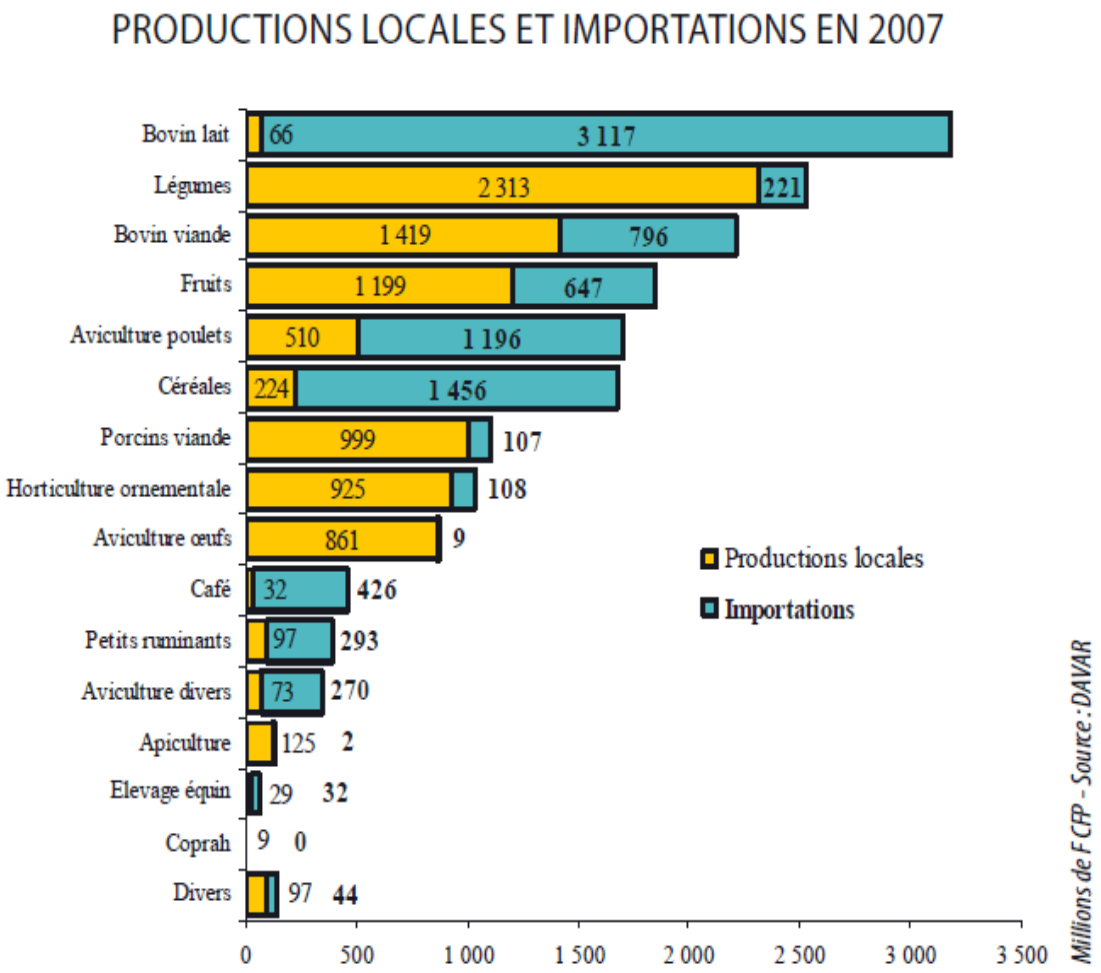
Les autres productions, notamment des biocarburants liquides à partir de canne à sucre, de plantes herbacées nécessitent en revanche des productions industrielles, c'est-à-dire des fournitures importantes et régulières impliquant de recourir à des productions dédiées et récoltables. Elles sont en outre moins avantageuses pour lutter contre le changement climatique que la substitution de charbon par des biomasses dans la production de chaleur.

Mais il ne faut pas oublier que même les productions de biochaleur pourraient entrer en concurrence avec les productions agricoles ou forestières.

3.2.2. Les productions de bioénergies sur les terres agricoles cultivées

La figure 26 récapitule la couverture des besoins alimentaires par les productions locales et les importations. On notera l'importance de la dépendance en produits importés dans le domaine laitiers, en céréales, en production de viande (volaille, bovins, petits ruminants) et en fruits.

Figure 26 – Productions locales et importations en 2007



Source : *in* Nouvelle-Calédonie 2025, Schéma d'aménagement et de développement de la Nouvelle-Calédonie.

Sur le plan économique il faut donc comparer les rentabilités respectives des productions alimentaires et de biomasses dédiées que l'on pourrait obtenir sur des terres

agricoles en N.-C. C'est seulement si la rentabilité de ces productions énergétiques était supérieure à celles des productions agricoles que des changements d'utilisations des terres pourraient sans doute s'effectuer. Car rien ne se produira si les agriculteurs n'y trouvent pas leur compte.

Signalons qu'au Brésil les productions de sucre et de soja, sur des terrains relativement plats, ont historiquement été encouragées pour équilibrer la balance commerciale de ce pays. Le soja est surtout intéressant pour la production de protéines destinées à l'alimentation animales ou humaine. La coproduction d'huile est secondaire et complémentaire : le soja, même avec de bons rendements de graines, produit en effet bien moins d'huile par hectare (0,49 t par ha) que le palmier à huile (3 à 6 t par ha) en zones tropicales suffisamment humide, avec une main-d'œuvre capable d'assurer la récolte manuelle à bas coût. Il produit même moins d'huile que le colza en zone tempérée (1,4 t par ha).

La production d'huile de Jatropha par hectare est en général médiocre sur les terres pauvres Elle pourrait devenir satisfaisante sur des terres agricoles bien fertilisées, non hydromorphes et irriguées. Mais les tourteaux de Jatropha ne sont actuellement pas consommables par les animaux. Ce qui en limite actuellement considérablement l'intérêt économique. De plus le Jatropha n'est actuellement pas plus désirée en N.-C. qu'en Australie. Elle serait considérée comme une espèce invasive. Est-ce justifié ? Compte tenu du faible intérêt économique de cette production, il ne semble pas nécessaire de se pencher sur cette question tant qu'on ne saura pas détoxifier les tourteaux de Jatropha.

La production d'éthanol à partir de la canne à sucre, dont la récolte est, comme celle du soja, mécanisable sur terrain plat, a été développée au Brésil après les chocs pétroliers de 1973 et de 1979. La valorisation comme carburant permet actuellement de décider de la meilleure allocation économique de la production sucrière brésilienne. Cela en tenant compte non pas d'abord des besoins énergétiques, mais du cours du sucre, du cours du pétrole et de l'intérêt que portent les pays acquéreurs de bioéthanol à la réduction des émissions de GES. Mais le Brésil dispose de surfaces de terres cultivables par habitant très importantes (sans même avoir besoin de défricher des forêts tropicales humides), sans commune mesure avec celles de la N.-C. Une unité sucrière moderne avec une cogénération efficace d'électricité à partir de la bagasse demande actuellement de l'ordre de 20 000 ha de plantations de canne autour de l'usine, compte tenu des coûts de transports de la bagasse. Une telle surface semble difficilement mobilisable en N.-C.

Il existe aussi une certaine une superficie de terres non forestières, du type agricole, avec des jachères très longues, dont la production pourrait techniquement être intensifiée. L'élevage pourrait également être intensifié en augmentant le nombre d'UGB (Unité gros bovins) par ha. Cela permettrait de libérer de la place pour des productions plus importantes ou d'autres productions agricoles ou ligneuses (fruitiers, bois d'œuvre, biomasses pour l'énergie…). La production de biomasses pour l'énergie pourrait être une des options parmi d'autres. Sa rentabilité (avec diverses hypothèses d'évolution des prix du pétrole) serait à comparer avec les autres productions agricoles. L'effet de ces divers types de production sur la balance commerciale serait ensuite à étudier, en tenant compte des types de débouchés potentiels.

Il ne semble donc pas qu'on puisse envisager de recommander de développer d'importantes productions de biocarburants sur les terres agricoles de N.-C. sans avoir réalisé cette étude préalable.

3.2.3. Les productions de bioénergies sur les terres forestières

La N.-C. importe actuellement l'essentiel du bois (entre 50 et 80 %) qui y est utilisé. La récolte de bois d'œuvre se heurte tout d'abord aux conditions de relief particulièrement accidenté, pentu. Seulement une partie des productions de bois d'œuvre issu des plantations de pins, qui ont été réalisés depuis les années 1960, pourra d'ailleurs être récoltée. Le restant de la production restera en forêt, car non récoltable à des coûts économiquement acceptables. Or le bois d'œuvre à une plus haute valeur par tonne de bois récoltée que le bois énergie destiné à la production de chaleur. Il n'y a donc pas de raisons qui permettrait de penser que la récolte de biomasses forestières pour l'énergie pourrait devenir économiquement plus avantageuse que celle du bois d'œuvre. Sauf en cas d'augmentation drastique du prix du bois énergie, mais alors celui du bois d'œuvre augmenterait également. C'est d'ailleurs pourquoi les forestiers préfèrent toujours produire d'abord du bois d'œuvre.

Il y a eu des études (Enercal et CTFT) pour réaliser des plantations sur des terres moins pentues à Lifou. Mais la récolte paraissait difficilement mécanisables à cause des affleurements de roches.

À ces difficultés s'ajoute le nombre très élevé d'incendies. Cela constitue également un facteur dissuasif pour des investisseurs privés, même en terrain plat, où la récolte pourrait être mécanisée.

Il faut ajouter à cela que pour mécaniser les récoltes de biomasses il faut que les exploitants puissent acquérir du matériel spécifique. Cela suppose de pouvoir investir et d'avoir des perspectives de chantiers garantis et suffisamment importants pour rentabiliser le matériel.

Pour toutes ces raisons le développement de la production locale de biomasses pour l'énergie issue d'arbres doit être envisagée, non pas ponctuellement, mais dans le cadre de mises en place de filières prenant en compte tous les aspects évoqués ci-dessus.

La question de la propriété foncière se pose aussi bien pour les productions alimentaires que non alimentaires. Elle n'est pas spécifique aux productions de biomasses pour l'énergie. Et elle paraît ici presque secondaire.

3.2.4. Spécificités d'autres filières énergétiques

Parmi les technologies prometteuses pour la production d'électricité en N.-C., nous avons identifié la production thermodynamique solaire à concentration et le stockage par STEP (stations de transfert d'énergie par pompage), technologies qui requièrent une certaine occupation des sols.

On peut estimer qu'une usine de production d'énergie solaire thermodynamique à concentration (§ 2.2.5) nécessite environ 1 ha/MW ou encore 0,4 ha/GWh annuels variables selon les conditions d'ensoleillement et les capacités de stockage (thermique) mises en œuvre.

Une centrale de 50 MW aurait ainsi besoin de 50 ha pour une productivité annuelle d'environ 120 GWh.

Les centrales photovoltaïques au sol conduisent à des contraintes d'occupation du territoire d'environ 3 ha/MW mais, compte tenu de leur coût élevé d'investissement et le faible effet d'échelle sur le coût d'investissement, on peut se demander si elles sont bien adaptées à ce type d'usage.

Quant aux Step (§ 2.4.1) qui pourraient jouer un rôle très important pour accepter une proportion beaucoup plus forte de production photovoltaïque et éolienne, elles nécessitent des bassins pour accumuler l'eau. Si on considère la possibilité en bord de mer d'exploiter l'eau de mer, un seul bassin supérieur pourrait suffire. La quantité d'eau stockée (et indirectement la superficie occupée) est directement liée à l'énergie stockée. Typiquement pour un dénivelé de 100 m et une capacité de stockage de 1 GWh (50 MW x 20 h), il faudrait environ 4 millions de m^3, soit par exemple une superficie de 40 ha avec une profondeur de 10 m.

Ces ordres de grandeurs permettent de constater que les superficies requises par de tels systèmes ne posent pas de problèmes majeurs en termes de foncier.

3.3. Comment le contexte réglementaire influence-t-il le développement des ENR ?

Le processus par lequel les nouvelles technologies se développent avant de devenir compétitives et de pouvoir se diffuser largement sur le marché comprend plusieurs étapes (IEA, 2008a) :

- Recherche et Développement (R&D) : l'objectif est de réduire les verrous technologiques et de diminuer les coûts ; les perspectives commerciales sont à ce stade très incertaines.
- Démonstration : première réalisation en vraie grandeur (*in situ*) ; des contraintes techniques peuvent subsister et les coûts restent très élevés.
- Émergence : la faisabilité technique a été démontrée mais la diffusion ne peut s'effectuer sans soutien public en raison de barrières technologiques et non technologiques (économiques, réglementaires, etc.) ; l'apprentissage technologique lié à la diffusion va permettre de réduire ces barrières.
- Commercialisation : la technologie est compétitive sur des marchés niches ou plus largement ; peut encore nécessiter un soutien public mais ciblé et rapidement décroissant.

Dans le cas des nouvelles technologies de l'énergie, de nombreuses barrières techniques et non techniques contribuent à ralentir ce processus de diffusion (IEA, 2008a ; Martinot *et al.*, 2004). Face aux enjeux d'environnement global, de sécurité énergétique ou de développement économique, les pouvoirs publics considèrent justifié d'intervenir pour soutenir le développement de ces nouvelles technologies du fait des externalités positives qu'elles sont susceptibles de produire (réduction des émissions de CO_2, réduction de la dépendance énergétique, réduction de la volatilité des prix, création d'emplois…) (Haas, 2008).

Différents moyens sont à la disposition des États pour soutenir la diffusion des nouvelles technologies d'énergie selon le degré de maturité auquel elles sont arrivées depuis les programmes de R&D (publics ou privés) ou les projets de démonstration en amont, jusqu'à la mise en place pour les technologies matures de dispositifs visant simplement à informer le consommateur (type étiquetage énergétique). Entre ces deux extrêmes se situe la phase la plus critique qui correspond à l'émergence de la technologie. L'intervention publique y est décisive pour protéger la technologie émergente d'une concurrence frontale avec les technologies établies et lui permettre d'améliorer ses performances grâce à un processus cumulatif d'apprentissage. Ce sont les instruments destinés à soutenir la diffusion dans cette phase critique d'émergence que nous décrirons ci-après.

Pour mémoire, rappelons que d'autres moyens, indirects ceux-là, peuvent également contribuer à favoriser le développement des sources d'énergie renouvelable. C'est le cas en particulier des taxes sur les énergies fossiles, motivées par exemple par leurs externalités environnementales qui, en accroissant le coût de ces dernières, améliorent la compétitivité économique et donc la diffusion des énergies renouvelables.

De la même façon, l'introduction d'une valeur carbone (une taxe ou des quotas d'émission) accroit le coût d'utilisation des énergies fossiles et améliore la compétitivité relative des énergies sans carbone. On considère toutefois que ces actions, certes positives, ne peuvent suffire pour soutenir le développement des sources d'énergie renouvelable et que des moyens spécifiques sont indispensables (Watson 2008). C'est la raison pour laquelle l'Union européenne a, dans son Paquet énergie climat, introduit à la fois des objectifs de réduction des émissions de GES et des objectifs de développement des énergies renouvelables (CE, 2008).

3.3.1. Les dispositifs de soutien à la production d'électricité d'origine renouvelable

On distingue classiquement parmi les instruments dits économiques de soutien à la production d'électricité renouvelable :

– les soutiens à l'investissement ;

– les soutiens à la production.

a. Les soutiens à l'investissement

Les soutiens à l'investissement correspondent à des subventions allouées à l'investisseur sous forme de don ou de prêt à taux bonifié, d'exemption de charges ou de crédits d'impôts, qui visent à réduire le coût d'achat ou d'installation de la technologie.

Les dispositifs de soutien au développement de l'éolien au début des années 1980 se sont principalement appuyés sur ce type d'instrument (aux États-Unis notamment). On considère aujourd'hui qu'ils sont peu appropriés lorsqu'ils sont utilisés seuls car ils n'incitent pas à rechercher une meilleure productivité (RE-Xpansion, 2005) mais favorisent surtout l'installation de capacités de production supplémentaires (éventuellement avec de faibles rendements). Ils peuvent toutefois être utiles en complément d'instruments de soutien à la production pour réduire la contrainte initiale d'investissement.

Le crédit d'impôt appartient à la catégorie des soutiens à l'investissement. Il est aujourd'hui largement utilisé en France pour inciter les particuliers à s'équiper de chauffe-eau

solaires, chaudières à bois ou systèmes PV et à réaliser des investissements d'économie d'énergie. Dans ces cas spécifiques, le soutien à l'investissement (sous forme de crédits d'impôts ou pas) est efficace parce que les technologies qu'il promeut sont coûteuses mais rentables (biomasse, ECS solaire, isolation), ou parce qu'elles bénéficient d'incitations complémentaires (le tarif d'achat pour le PV).

b. Les soutiens à la production

À la différence des dispositifs de soutien à l'investissement, les soutiens à la production sont des dispositifs qui valorisent les kilowattheures produits et non les seules capacités de production.

Pour l'AIE, les dispositifs de soutien à la production sont clairement plus efficaces que le soutien à l'investissement : *"In overall terms, operating support – support per unit of electricity produced – for renewable electricity is far more significant than investment support. Production incentives promote the desired outcome, i.e. the generation of energy, while fiscal incentives can play an important role during the initial stage of the market introduction when necessary funds are still limited."* (IEA, 2008)

Les principaux instruments de soutien à la production utilisés aujourd'hui pour favoriser le développement de la production d'électricité renouvelable appartiennent à trois catégories :

– les prix d'achat garantis ;

– les enchères concurrentielles ;

– les quotas échangeables ou certificats verts.

Les prix d'achat garantis

Le principe de ce mécanisme consiste à imposer aux distributeurs le rachat de l'électricité produite par les producteurs d'électricité renouvelable situés sur leur zone de desserte à un tarif déterminé, imposé par les pouvoirs publics et garanti sur une certaine durée (en général de l'ordre de 15 ans). Le tarif est fixé à un prix généralement supérieur à celui du marché de gros de l'électricité et à un niveau qui autorise une certaine marge de rentabilité pour les investisseurs.

Avantage du dispositif, il peut être modulé en fonction de la maturité de la technologie : on peut ainsi instaurer un tarif d'achat proche du prix de marché pour une technologie mature tout en proposant un tarif plus élevé pour une technologie émergente encore peu développée (cf. tarifs d'achats éolien on shore versus off shore en France – tableau 7).

Tableau 7– Les tarifs d'achat garantis pour la production distribuée en France

Photovoltaïque	07/2006	20 ans	Métropole : 30 c€/kWh + prime intégration (25 c€) Corse et Dom : et 40 c€/kWh+prime 15 c€

Biogaz de décharge	07/2006	15 ans	Entre 7,5 et 9 c€/kWh selon la puissance + prime à l'efficacité énergétique entre 0 et 3 c€/kWh + prime méthanisation 2 c€/kWh
Cogénération	07/2001	12 ans	6,1 à 9,15 c€/kWh environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
Hydraulique	03/2007	20 ans	6,1 c€/kWh selon la puissance + prime 0,5 -2,5 c€/kWh petites instal. + prime 0 et 1,7 c€/kWh en hiver selon régularité production
Hydraulique marine	04/2007	20 ans	15 c€/kWh pour la production issue d'installations utilisant l'énergie houlomotrice, marémotrice ou hydrocinétique
Éolien on shore	07/2006	15 ans	8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis 2,8 à 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites
Éolien off shore	07/2006	20 ans	13 c€/kWh pendant 10 ans, puis 3 à 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites

Source : http://www.industrie.gouv.fr

L'Allemagne, le Danemark, l'Espagne, ou la France plus récemment, ont par exemple choisi de soutenir le développement de la filière éolienne par des systèmes de prix garantis, avec des résultats très favorables tant sur le plan des capacités installées que sur le plan industriel (Mitchell *et al.*, 2006 ; A. Held *et al.*, 2007 ; Fouquet *et al.*, 2008).

Les enchères concurrentielles

Les dispositifs d'enchères mettent en concurrence les producteurs spécialisés pour la production d'une quantité donnée d'électricité renouvelable ou plus souvent d'une capacité donnée de production à installer. La concurrence porte sur les prix du kWh proposés par les candidats lors des enchères ; les producteurs sélectionnés bénéficient d'un contrat d'achat de long terme (en général une quinzaine d'années) qui garantit le rachat de la totalité de leur production au prix qu'ils ont demandé.

Les dispositifs d'enchères diffèrent des systèmes de prix garantis parce qu'ils s'appuient sur des quantités (de kWh ou de kW) et non sur des prix et surtout parce qu'ils introduisent de la concurrence entre les opérateurs : la quantité ouverte aux enchères étant limitée, les producteurs qui proposent des prix trop élevés risquent de ne pas être retenus, alors que dans le cas des prix garantis, tous les producteurs peuvent en bénéficier.

Les enchères concurrentielles ont été utilisées en Angleterre dans le cadre du Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO) entre 1990 et 1998 et en France avec le programme Éole 2005. Elles ne subsistent plus aujourd'hui que comme instrument complémentaire ciblant une filière ou une technologie spécifique (l'éolien off shore par exemple, ou la production d'électricité à partir de biomasse).

Les quotas échangeables ou certificats verts

Dans un dispositif de certificats verts, la puissance publique impose des objectifs de production d'électricité renouvelable (quotas) aux entreprises électriques. Les certificats sont utilisés pour vérifier que les objectifs ont bien été atteints et constituent par ailleurs un système de flexibilité qui permet aux distributeurs d'atteindre leurs objectifs à moindre coût.

Les producteurs d'électricité renouvelable reçoivent des certificats verts correspondant à leur production (par exemple 10 MWh = un certificat). Ils vendent leur électricité au prix du marché et les certificats qu'ils détiennent aux distributeurs à un prix déterminé par l'offre et la demande. Pour réaliser leur quota, les distributeurs peuvent :

– produire de l'électricité renouvelable ;

– acheter de l'électricité renouvelable (contrat de long terme associant électricité et certificats) ;

– acheter des certificats à des producteurs renouvelables.

Si le quota n'est pas atteint, des pénalités proportionnelles au nombre de certificats verts manquants peuvent s'appliquer.

Comme pour les enchères, les dispositifs de certificats verts s'appuient sur des quantités (les quotas de production imposés par la puissance publique aux opérateurs). Ils mettent également en concurrence les producteurs renouvelables qui doivent vendre les certificats aux conditions imposées par l'offre et la demande.

Quelques pays européens ont adopté des dispositifs de certificats verts pour soutenir le développement des énergies renouvelables (Angleterre, Italie, Belgique, Pologne, Suède). Des dispositifs comparables ont également été adoptés par certains États américains sous le nom de Renewable Portfolio Standards.

3.3.2. Dispositifs de soutien en faveur des chauffe-eau solaires

Dans une majorité de pays, les systèmes d'ECS solaire sont une technologie mature, mais leur diffusion est encore largement conditionnée par des critères économiques défavorables. Les principales barrières économiques sont des coûts initiaux trop importants ou des temps de retour trop longs pour des investisseurs (résidentiel ou tertiaire) qui raisonnent sur des délais de quelques années au maximum.

Les mesures d'aide à la diffusion s'appuient principalement sur des instruments dits économiques (subventions, prêts à taux préférentiels, détaxation), mais des instruments de nature réglementaire (utilisation obligatoire de l'option solaire dans certaines villes) ont également fait leur apparition depuis quelques années ainsi que des programmes visant à l'information et la sensibilisation des consommateurs.

a. Les subventions directes

Les subventions sont destinées à réduire le prix d'achat des systèmes solaires et à améliorer le temps de retour de l'investissement qui reste les principales contraintes à la

diffusion de ces équipements. Elles offrent également la possibilité d'apporter un soutien différencié en fonction de critères de qualité portant sur les équipements eux-mêmes ou sur les installateurs. Enfin, elles attestent de l'intérêt que les autorités publiques portent à ces technologies ce qui avec l'annonce d'objectifs de développement ambitieux peut contribuer à mobiliser les professionnels de la filière et conforter les acheteurs sur la fiabilité des équipements.

b. Crédits d'impôts/incitations fiscales

Les incitations fiscales se présentent sous différentes formes : réduction des taxes (TVA par exemple) appliquées aux équipements ou à l'installation, réduction des taxes à l'importation le cas échéant, crédits d'impôts, amortissement accéléré, etc.

Les incitations fiscales sont dans les objectifs tout à fait comparables aux subventions directes ; en réduisant le coût d'investissement des systèmes d'ECS, elles en améliorent la rentabilité économique. Elles présentent l'intérêt pour les finances publiques de se traduire par une absence de recette plutôt que par une dépense supplémentaire. En revanche, le crédit d'impôts ne diminue pas, comme le font les subventions directes, la barrière de l'investissement (le remboursement intervient ex post) et ne permet donc pas de toucher les ménages à bas revenus.

c. Prêts à taux bonifiés

L'accès au crédit est un autre moyen d'abaisser la barrière de l'investissement à condition de proposer des taux plus avantageux que les taux habituels des prêts à la consommation. Un système d'éco-prêt à taux zéro a ainsi été institué pour aider les travaux d'économie d'énergie réalisés par les particuliers dans le cadre des propositions du Grenelle de l'environnement. Ces dispositifs de crédits sont souvent mis en place en complément des subventions directes et/ou crédits d'impôts pour réduire le coût restant à la charge des investisseurs.

d. Approches réglementaires

Même lorsque le marché a atteint une certaine maturité, les systèmes d'ECS solaire ne sont pas utilisés dans l'ensemble des situations qui pourraient le justifier sur le plan économique. Les raisons à cela sont nombreuses et bien connues : méfiance à l'encontre des nouvelles technologies, temps de retours longs et préférence pour le présent, notoriété/information insuffisante, absence de motivation/sensibilisation des décideurs, coûts de transactions élevés, problèmes propriétaire/locataire, etc. Dans ces conditions, la réglementation qui impose le recours aux énergies renouvelables est une solution pour élargir la diffusion et profiter de rendements croissants d'adoption.

La municipalité de Barcelone a adopté une réglementation de ce type en 1999 qui stipule que, dans tous les bâtiments soumis à la réglementation, 60 % des besoins de chaleur pour la production d'eau chaude doivent être fournis par l'énergie solaire. Suite à cette décision, la surface moyenne de capteurs installée chaque année est passée de 1 650 m² (soit 1,1 m²/hab.) avant l'Ordonnance à 19 600 m² (soit 13 m²/hab.) en 2004 (Pujol T., 2004).

3.3.3. Quelle efficacité des dispositifs existants ?

a. Instruments pour la promotion de l'électricité renouvelable

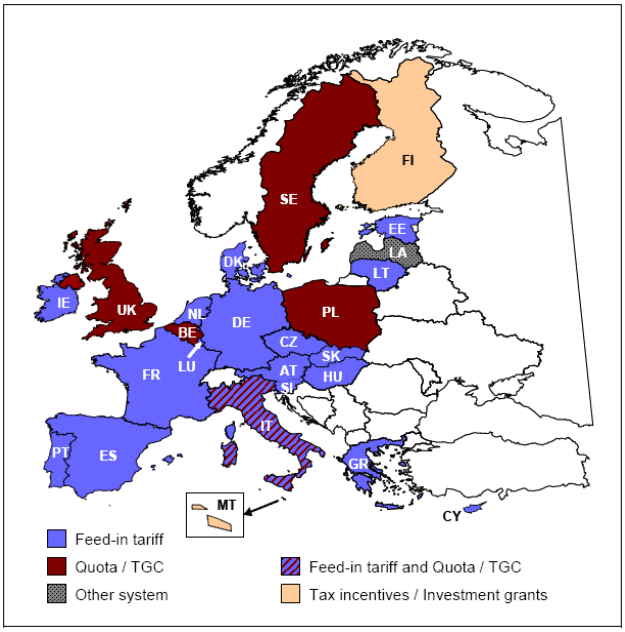
La comparaison de l'efficacité des instruments de soutien au développement de l'électricité renouvelable fait en Europe l'objet d'un âpre débat depuis plusieurs années, notamment dans le milieu académique (cf. par exemple Midttun *et al.*, 2007 ; Mitchell *et al.*, 2006 ; EWEA, 2005 ; Van Dijk *et al.*, 2003).

Des études récentes conduites notamment par la Commission européenne font toutefois apparaître un avantage comparatif clair en faveur des dispositifs de prix garantis notamment pour l'éolien et le photovoltaïque :

« for wind energy, …/… all countries with an effectiveness higher than the EU average use feed-in tariffs. This type of system currently has the best performance for wind energy. » (EC, 2005). Ces résultats sont confirmés par l'AIE : *« The group of countries with the highest effectiveness (Germany, Spain, Denmark and, more recently, Portugal) used feed-in tariffs (FITs) to encourage wind power deployment »* (IEA, 2008a).

En raison de leur plus grande efficacité, une majorité de pays européens ont aujourd'hui adopté les dispositifs de prix garantis (cf. figure 26).

Figure 26 – Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables en Europe



Sur la figure sont représentés en rouge les pays ayant adopté les quotas échangeables (Quota / TGC)) et en bleu les pays (très majoritaires) qui ont privilégié les prix garantis (Feed in tariff). En Italie, le dispositif est hybride entre prix garantis et quotas. En Finlande et à Malte, la politique de soutien aux renouvelables s'appuie sur les incitations fiscales. Source : Klein et al., 2006

L'efficacité des dispositifs de prix garantis est due aux bonnes perspectives de rentabilité des investissements qu'il offre aux investisseurs ainsi qu'à la faiblesse du risque encouru par les développeurs de projets ; avec les prix garantis, le risque de marché est nul du

fait de l'obligation d'achat et la rentabilité des projets dépend essentiellement du niveau des prix garantis et de la capacité des investisseurs à maîtriser leurs coûts. À l'inverse, les dispositifs d'enchères ou de certificats verts se caractérisent par un niveau de risque plus élevé pour les investisseurs en raison de la pression concurrentielle et de la variabilité des prix (prix de l'électricité et prix des certificats). Ce risque est évalué par les banques qui prêtent à des taux plus élevés que pour les dispositifs de prix garantis, avec pour conséquence un coût plus élevé en capital et donc des coûts complets plus importants (à projet identique) avec les enchères et certificats verts (Butler *et al*., 2008 ; European Commission, 2005).

Autre avantage essentiel des prix garantis, la possibilité de différencier les prix pour tenir compte de l'inégale maturité des technologies. Il est ainsi très facile de racheter le kWh produit par l'éolien off shore à un prix plus élevé que le kWh on shore pour que la rentabilité des deux investissements soit du même ordre et que l'incitation à investir dans les deux filières soit comparable. Sans cette possibilité, il faudrait racheter tous les kWh éoliens à un prix couvrant les coûts de l'off shore au risque d'allouer aux producteurs on shore une rente différentielle très importante. De même il est possible de définir un tarif d'achat spécifique pour le photovoltaïque, très supérieur à celui de l'éolien sans pour autant créer une rente en faveur de ces derniers.

Avec les systèmes d'enchères, il est possible d'organiser des appels d'offres différents pour chaque filière technologique, mais les coûts administratifs sont alors beaucoup plus importants qu'avec des prix garantis. Par ailleurs, l'expérience de la Grande-Bretagne notamment a fait apparaître les limites du dispositif pour ce qui concerne le développement industriel (effet de *stop and go*) ainsi qu'une forte pression à la baisse sur les prix finalement contre-productive[16] (Mitchell *et al.*, 2004).

Avec les dispositifs de quotas échangeables, la différentiation devient tout simplement impossible puisqu'il n'existe qu'un seul prix de certificat ; seules les technologies les plus matures profitent du dispositif (Menanteau *et al*., 2003). Ce dispositif, pour lequel les retours d'expérience sont encore limités, ne prend en réalité tout son sens que dans un espace économique élargi, par exemple à l'Union européenne. Les différences de coûts entre les États membres peuvent alors justifier la mise en place d'un système de flexibilité comme le permettent les certificats verts. Il reste toutefois extrêmement complexe à mettre en œuvre à la fois sur le plan administratif et politique (*ibid*.).

En contrepartie, on a reproché aux prix garantis de ne pas être totalement compatibles avec la libéralisation du marché électrique (l'obligation d'achat pour les distributeurs), de ne pas susciter la concurrence entre les producteurs renouvelables et en conséquence de coûter trop cher aux contribuables. L'expérience allemande montre toutefois qu'un dispositif de prix garantis bien pensé peut limiter les rentes entre producteurs et stimuler le progrès technique malgré l'absence de concurrence directe (Butler *et al*., 2008 ; Agnolucci, 2006).

Au final, les systèmes de prix garantis présentent une efficacité reconnue pour stimuler le développement des nouvelles technologies de l'énergie et une efficacité économique tout à fait comparable (sinon supérieure) à celle des enchères ou quotas échangeables (Butler *et al.*, 2008 ; European Commission, 2005). Il est à recommander pour les filières émergentes même

[16] Une proportion très significative et croissante des projets retenus n'a finalement pas été mise en œuvre en raison de prix d'enchères trop serrés conduisant à des rentabilités insuffisantes voire négatives.

si d'autres instruments peuvent intervenir de façon complémentaire (subventions à l'investissement, enchères concurrentielles). En amont, avec des technologies insuffisamment matures pour pénétrer le marché, les programmes de R&D et démonstration restent indispensables. En aval, pour les technologies proches de la compétitivité économique, des subventions à l'investissement peuvent être encore nécessaires, mais de façon temporaire car elles entraînent des perturbations sur les marchés nuisibles à terme (cf. exemple des capteurs plans ci-après).

b. Instruments des politiques d'aide au développement de l'eau chaude sanitaire solaire

Il peut être tentant de développer une filière locale de production de capteurs solaires et de la protéger, au moins provisoirement, de la concurrence extérieure en instaurant des taxes élevées sur les matériels importés. En Nouvelle-Calédonie, deux entreprises produisent ainsi des capteurs solaires sans être directement exposées à la concurrence internationale. Cette politique légitime de protection des emplois locaux peut être contre-productive pour le développement d'une filière technologique. La Tunisie avait ainsi, dans les années 1990, souhaité soutenir le développement d'une société nationale de production de capteurs en taxant les importations de matériels concurrents. Mais la société nationale a fait faillite en raison des performances insuffisantes des matériels commercialisés et de prix trop élevés. Cet exemple souligne la difficulté à protéger durablement une filière industrielle émergente comme celle-ci (sur laquelle le progrès technique est encore significatif) en établissant des frontières étanches avec la dynamique technologique internationale.

Les subventions directes sont efficaces pour stimuler le développement de la production d'ECS solaire mais elles ne suffisent pas seules à abaisser la barrière de financement (Menanteau, 2008). Pour les ménages à bas revenus notamment, la disponibilité de crédits à taux préférentiel, qui peuvent éventuellement prendre la forme de l'écoprêt à taux zéro popularisée par le Grenelle de l'environnement, est indispensable. Il est même possible de définir les remboursements des prêts en fonction des économies que le système d'ECS permet de réaliser pour ne pas limiter le pouvoir d'achat des familles les plus pauvres.

Le programme Prosol mis en œuvre en Tunisie, par exemple, organise le financement à crédit des systèmes d'ECS solaire et le remboursement des mensualités d'emprunt par le biais des factures d'électricité. L'opération débutée en avril 2005 a permis l'installation de 7 200 systèmes d'ECS solaire, soit l'équivalent de 23 000 m², sur une base annuelle ; à titre de comparaison, le maximum atteint au cours des années précédentes (2001 avait été la meilleure année) était de 14 000 m²/an (Usher *et al.*, 2006).

Il est important que les subventions incitent à l'achat d'équipement de qualité et favorisent les installateurs les plus compétents ; pour cela, elles doivent être conditionnées à des niveaux minimums de performance (labels de qualité).

Les subventions présentent cependant plusieurs inconvénients dont le principal est le coût pour les finances publiques lorsque les incitations portent sur un volume important et sur des durées longues. Elles peuvent aussi avoir des effets négatifs sur les marchés :

– impact négatif sur la demande, en cas de suppression trop rapide ;

– et possibles répercussions sur les prix, si les fabricants ou installateurs augmentent leurs prix en intégrant les réductions dont bénéficient les acheteurs.

Ce dernier point constitue un problème classique lorsque les fournisseurs ont la possibilité de s'entendre sur les prix. Une parade possible consiste comme en Grande-Bretagne à créer des « conseils de la concurrence » pour prévenir ou dénoncer les ententes éventuelles. Cette situation est d'autant moins facile à contrôler que le nombre de fournisseurs est limité et les possibilités d'entrée pour de nouveaux acteurs très encadrées.

La réglementation est un autre moyen pour élargir le marché des systèmes d'ECS solaire comme le montre l'exemple de Barcelone. Il faut toutefois veiller à imposer là aussi des niveaux de performance minimum (standards ou labels de qualité) pour éviter que l'obligation d'utiliser l'énergie solaire ne profite à des équipements à bas coûts, mais inefficaces. En complément, la mise en place d'incitations économiques peut être nécessaire pour que les surcoûts initiaux qu'impose la réglementation (au moins au début) n'entrainent pas une augmentation du coût de la construction et une difficulté d'accès à la propriété des ménages les moins fortunés.

3.3.4. Éléments de synthèse sur les instruments d'incitation pour l'électricité renouvelable et l'eau chaude solaire

Sur la base des analyses conduites ci-dessus, quelles recommandations peut-on faire pour la Nouvelle-Calédonie ?

En ce qui concerne les filières de production d'électricité d'origine renouvelable, et sur la base du retour d'expérience international en la matière, l'adoption d'un dispositif de prix garantis assorti d'une obligation d'achat par le distributeur nous semble être l'option à privilégier.

Le dispositif devrait concerner en priorité les technologies matures telles que l'éolien, l'hydraulique et le photovoltaïque. Ce qui signifie qu'il est encore prématuré de l'envisager pour des technologies telles que l'énergie des océans, la géothermie ou le solaire thermodynamique qui doivent s'appuyer sur des programmes plus classiques de R&D dans un premier temps puis de démonstration. Pour l'éolien off shore et la production d'électricité ex biomasse si cette dernière s'avérait être une option à considérer, des projets de démonstration peuvent être nécessaires dans une première phase avant de passer à la phase de diffusion plus large qu'autorisent les prix garantis.

Sur quelle base définir les niveaux de prix garantis ?

L'élaboration des tarifs d'achat des kWh d'origine renouvelable peut répondre à deux logiques :

– une logique de coûts évités qui conduit à proposer un prix correspondant au coût de production des moyens de production qui seront substitués par la production renouvelable ; coût de production auquel il convient d'ajouter les externalités environnementales évitées par la production renouvelable. C'est la logique suivie par la CRE dans son avis sur les tarifs d'achat de l'électricité éolienne en France (Commission de régulation de l'énergie, 2006);

– une logique de couverture des coûts de production du kWh d'origine renouvelable qui garantit une rentabilité minimum aux producteurs et incite donc au développement de nouvelles capacités de production ; l'élargissement de la diffusion

induit des processus d'apprentissage qui favorisent la baisse des coûts et l'amélioration des performances, ce qui se traduit en retour par une accélération de la diffusion.

La seconde approche conduit à des tarifs plus élevés que la première, mais elle se justifie pour des technologies émergentes qui bénéficient d'une dynamique de baisse de coûts favorable. Il doit bien entendu être tenu compte dans l'élaboration d'un tarif d'achat des aides complémentaires dont bénéficie la filière. En particulier dans le cas de la N.-C., le tarif d'achat devra intégrer l'existence de la double défiscalisation et son impact sur les coûts d'investissement pour éviter de créer des rentes en faveur des producteurs.

Un élément important des dispositifs de prix garantis, outre la différentiation entre filières, est la tarification dynamique qui se traduit par une diminution régulière des tarifs d'achat pour les nouveaux entrants et impose une réduction parallèle des coûts de production pour maintenir les marges. Négocié avec le constructeur d'éoliennes, un dispositif de ce type pourrait rendre visibles les baisses de coûts attendues sur la production éolienne en N.-C. et simultanément, la réduction des aides publiques sur ce secteur.

Pour la production d'eau chaude sanitaire solaire, l'expérience internationale suggère également les pistes à suivre pour soutenir le développement de la filière. Les subventions sous formes d'aides directes ont presque partout été nécessaires au décollage de la filière mais elles ne sont réellement efficaces que lorsque l'offre est suffisamment diversifiée (est-ce le cas en N.-C.?) et il faut être attentif aux éventuels effets contre productifs qu'elles peuvent engendrer (appropriation des aides par les vendeurs, pas d'incitation au progrès technique et à la baisse des coûts). Des dispositifs complémentaires aux aides directes sous forme de prêts bonifiés ou des systèmes de tiers investisseurs sont également efficaces dans certaines situations, notamment pour stimuler la diffusion auprès des ménages à bas revenus.

Le cas de l'eau chaude sanitaire solaire illustre surtout l'intérêt de mesures complémentaires telles que des subventions associées à des labels de qualité ou des aides directes complétées par un accès facilité au crédit.

Outre ces modes d'action classiques, l'approche réglementaire (obligation de recourir à l'option eau chaude solaire) pourrait être étudiée pour la N.-C.. Elle suppose une forte volonté politique mais présente l'intérêt d'une efficacité certaine. Compte tenu des temps de retour que présentent les installations d'ECS solaire en N.-C., l'instauration d'une contrainte réglementaire de ce type n'introduirait pas de surcoûts significatifs pour les ménages et présenterait des avantages importants, en termes d'environnement notamment. La mise en place d'une action de ce type nécessite toutefois d'agir à différents niveaux pour informer et sensibiliser la population, élargir l'offre disponible (soutien à l'innovation, aide au développement industriel, recherche d'économies d'échelle), améliorer la qualité (standards/labels), former les installateurs, modifier les règles d'urbanisme pour tenir compte de l'option solaire, etc., et plus largement motiver et impliquer l'ensemble des acteurs de la filière.

3.3.5. Cas des biocarburants

L'intérêt des biocarburants réside essentiellement dans le domaine des transports car c'est là que l'essence, le gazole et le kérosène sont le plus difficilement substituables.

Avant de s'interroger sur les instruments à mettre en œuvre, la première question d'une politique des biocarburants est de savoir si elle vise à favoriser leur seule utilisation, ou bien s'il s'y ajoute la volonté de développer leur production. Dans le premier cas, l'objectif est clairement de lutter contre l'effet de serre, dans le second cas, il peut s'agir de réduire la dépendance énergétique de la N.-C. ou de favoriser le maintien de populations rurales en développant une activé agricole.

Dans le cas de la N.-C., la manière la plus économique d'atteindre le premier objectif est sans doute d'imposer aux importateurs de produits pétroliers un contenu minimum de biocarburants dans les carburants qu'ils distribuent. Ils s'approvisionneront sur le marché international où les prix ont des niveaux bien inférieurs à ceux que pourrait atteindre une production locale qui ne bénéficie pas des mêmes avantages comparatifs (main-d'œuvre bon marché, vastes territoires exploitables à proximité des usines de traitement).

En deçà d'une certaine teneur (10 % ou 30 % selon les cas), l'utilisation de ces mélanges ne demande pas de modification des moteurs. Il se peut que le prix de revient de ces mélanges soit pour quelques temps encore supérieur au prix du carburant pur, mais cet écart de prix, comme une taxe carbone, serait une incitation à réduire la consommation.

Si l'objectif est seulement de subventionner le maintien de populations rurales en développant une activé agricole tout en réduisant marginalement la dépendance énergétique de la N.-C. , on peut imaginer de favoriser la production d'huiles végétales brutes, car si l'alcool anhydre et le biodiesel restent des produits industriels, les huiles végétales brutes peuvent, après filtrage poussé (1 •m à 5 •m) et neutralisation, être directement injectées dans un moteur diesel, souvent peu sensible au carburant utilisé, mais pas dans toutes les voitures diesels ni dans n'importe quelles conditions.

Les projets devront donc faire l'objet d'une évaluation au cas par cas pour juger de leur viabilité (économique et environnementale) et du niveau de subvention requis. Une première subvention consiste à exempter les carburants produits de toutes les taxes qui frappent les produits pétroliers.

4. Disponibilité des données

Les données concernant le rayonnement solaire et le vent sont relativement bien identifiées. Si la voie de la production d'électricité solaire thermodynamique à concentration s'avérait intéressante, il serait sans doute nécessaire de mieux identifier la part du rayonnement direct puisque la part diffuse ne contribue pas à cette production.

Les ressources géothermiques semblent faibles, mais n'ont pas vraiment été identifiées. La géothermie, en présence de sites favorables, permet d'obtenir à relativement bon marché une production d'électricité de base qui pourrait être très intéressante notamment pour l'industrie du nickel.

En ce qui concerne les ressources marines, les courants marins globaux sont assez bien identifiés mais les focalisations locales le sont moins. Toutefois, il est très peu probable que

les gisements soient significatifs et les rares lieux où les courants pourraient être suffisamment intenses (valeurs supérieures à 2 ou 3 m/s) sont exploités pour d'autres usages, notamment la navigation (dans les passes de la barrière de corail en particulier). Reste la ressource houlomotrice que la SRP (Société de recherche du Pacifique) a commencé à évaluer sur ses fonds propres[17]. Ces évaluations sont difficiles et coûteuses (milieu hostile), elles ont permis d'obtenir des séries de données encore incomplètes (problèmes techniques), mais laissant entrevoir qu'il existe un potentiel qui, sans être exceptionnel, semble non négligeable. Si la voie de la houlogénération devait être retenue pour la production d'électricité, il serait intéressant de mener des campagnes de mesures plus importantes, notamment sur des sites plus nombreux, sans doute au sud-est de la Grande Terre, voire tout le sud car les houles dominantes viennent du sud-est et sont atténuées par l'archipel.

Enfin, pour l'exploitation de l'énergie thermique de l'océan, procédé également très intéressant pour disposer d'une production de base peu fluctuante, il serait utile d'avoir une meilleure connaissance de la répartition en profondeur (jusqu'à environ 1 000 mètres) et dans le temps (au moins une année et variabilité interannuelle) des températures des eaux.

5. Quelles filières expérimenter en Nouvelle-Calédonie ?

Nous présentons ici des propositions hiérarchisées à la fois des points de vue temporels (court versus long terme) et des enjeux.

En ce qui concerne la production d'électricité, notamment sur la Grande Terre où le réseau est déjà largement présent, l'éolien est déjà largement exploité mais, semble-t-il avec une productivité inférieure à ce qui se fait en général (probablement à cause de problèmes de maintenance ou de gestion du réseau). À court et moyen termes, les coûts de production devraient encore diminuer pour être comparables à ceux de l'électricité thermique, surtout lorsque les coûts des combustibles augmenteront significativement.

Quant à la production photovoltaïque, elle commence seulement à se développer en situation raccordée au réseau en N.-C. Elle dispose également d'un potentiel important qui peut, par exemple, permettre de soutenir, voire de compenser, la consommation des climatisations électriques. Les prix sont encore élevés, mais, en particulier sous l'effet d'un marché mondial très soutenu, ils devraient baisser significativement et, à l'horizon d'une dizaine d'années, permettre des gains substantiels en économies de combustibles fossiles pour la production d'électricité. La production photovoltaïque peut se faire en toiture, sans consommation d'espace supplémentaire et en rapprochant la production de la consommation, mais également en fermes centralisées. Ces développements tiendront principalement aux incitations tarifaires éventuelles (à l'investissement et au rachat). Les deux situations (en toiture et en fermes) peuvent d'ailleurs faire l'objet d'incitations différentiées.

À court et moyen termes, nous préconisons un déploiement plus ambitieux des technologies éoliennes et photovoltaïques suffisamment matures pour ne pas prendre de

[17] Échanges de mails avec Guillaume Dréau, Ingénieur Énergies nouvelles à la SFP.

risques exagérés. Celui-ci nécessitera alors de mieux optimiser la gestion des réseaux, c'est-à-dire de mettre en œuvre des incitations tarifaires adaptées (effacement des pointes, tarifs heures de pointes/heures creuses…), une planification exploitant une prédiction météorologique avancée, et de faire en sorte que toutes les informations de productivité et de production soient transmises par les exploitants de façon totalement transparente au gestionnaire du réseau. Enfin, l'implantation de moyens de stockage devra accompagner ce déploiement si une importante augmentation du taux de pénétration d'une production intermittente est souhaitée (théoriquement au-delà de 30 %, en pratique sans doute avant).

Nous préconisons d'étudier plus particulièrement le stockage hydraulique gravitaire car le relief de la N.-C. semble bien s'y prêter. La possibilité d'exploiter l'eau de mer dans le cas de systèmes situés en bord de mer pourrait permettre une économie d'investissement substantielle à condition que le bassin supérieur de stockage garantisse une totale étanchéité pour éviter des pollutions de l'eau douce et des écosystèmes. Une étude technico-économique, prenant en compte la nécessité d'une minimisation des risques environnementaux et sismiques nous semble indispensable. Il est également envisageable de tester d'autres solutions de stockage (par exemple, sodium soufre), comme l'île de la Réunion l'a prévu actuellement.

En ce qui concerne la valorisation énergétique de la biomasse, deux ressources principales quoi que d'importances inégales sont à considérer : les déchets humides pour la production de biogaz et la biomasse ligneuse pour la production de chaleur et/ou d'électricité.

À court terme, nous préconisons une évaluation du potentiel de valorisation des déchets (ordures ménagères, abattoirs…) pour la production de biogaz (méthane), en particulier dans les zones à forte densité de population où une exploitation comme carburant exploitable pour des bus ou autres véhicules lourds. À priori, la petite méthanisation semble moins pertinente dans le sens où l'élevage se pratique en *ranching* et qu'il n'y a pas de concentration suffisante des déchets organiques pour les méthaniser.

À court et moyen termes, la transformation de la biomasse ligno-cellulosique en combustible exploitable pour la production de chaleur puis d'électricité dans des centrales thermiques pourrait être intéressante. Elle est en effet extrêmement simple et peu énergivore contrairement à la conversion de ces biomasses en biocarburant. Mais il ne faut pas, malgré tout, sous-estimer les contraintes économiques de ces filières comme le coût de mobilisation de la ressource, surtout sur les terrains en pentes, qui est relativement plus élevé par rapport à la valeur des produits, que pour le bois d'œuvre, dont la valeur par tonne est bien plus importante. La majeure partie du bois d'oeuvre consommé en N.-C., bien moins coûteux à récolter que le bois pour l'énergie, est en effet importé. Il faut donc comparer les options production de bois d'oeuvre et de bois énergie.

On cite parfois des productions dans des pays étrangers, ou encore dans l'étude Darley et Associate, 2007 (avec une productivité de 16 MWh électriques par hectare), comme l'Acacia mangium et l'Albiz(z)ia falcataria, qui forment la base des reboisements à croissance rapide à vocation papetière en Asie du Sud-Est. Ces espèces peuvent se passer d'apports d'azote (les Acacias mangium, tout comme les Leuçaenas déjà présents en N.-C. sont considérés comme envahissants), car elles fixent l'azote de l'air. Mais pour obtenir une production acceptable il faut malgré tout que les autres éléments minéraux indispensables à une croissance normale soient disponibles et surtout que les sols soient suffisamment

profonds. On peut par exemple utiliser l'Acacia mangium en Côte d'Ivoire sur des terres agricoles lors de leurs mises en repos (jachère destinée à reconstituer la fertilité des sols notamment en matière organique). On pourrait sans doute envisager de demander aux éleveurs de mieux gérer les Leuçaenas qu'ils utilisent déjà, c'est-à-dire de couper plus souvent leurs bosquets de Leuçaenas pour produire davantage de bois pour l'énergie. On peut aussi recommander de mieux cerner les capacités de production (courbes d'accroissement en matière sèche par hectare et par an, en fonction de l'âge, des stations, etc.) des Leuçaenas et d'autres espèces
Faute de chiffres sérieux et publiés, on ne peut ne peut pas affirmer sans étude supplémentaire, comme on le fait parfois, que les terrains miniers seraient de bons sites de productions de biomasses pour l'énergie. Il serait imprudent de confondre la revégétalisation des terrains miniers avec des terrains destinés à produire des biomasses récoltables.

Sur des terrains non miniers, une compagnie japonaise aurait réalisé jadis des essais intéressants avec des eucalyptus, un bien meilleur candidat pour les productions de biomasse pour l'énergie que les pins, car cette espèce rejette des souches. Cela évite, contrairement aux pins, d'avoir à engager des frais de replantations pendant au moins deux ou trois rotations. La production par ha et par an aurait été intéressante, mais nous ne connaissons pas les chiffres de production. Si cette production a été abandonné c'est semble-t-il pour deux raisons : les risques d'incendie et l'impossibilité de mobiliser des surfaces suffisamment importantes.

Des informations sur ces expérimentations pourraient être retrouvées dans les archives de l'IAC[18]. Il serait d'ailleurs souhaitable que l'on réalise une plaquette, scientifiquement validée, indiquant les productions que l'on peut obtenir sur les différents types de terrains en N.-C. si on veut pouvoir porter des appréciations sérieuse sur les potentialités de production de biomasses ligneuses ou herbacées (comme les Miscanthus) pour l'énergie dans les différentes stations (tenant compte des caractéristiques des sols, de la pluviométrie, etc.) de la N.-C.

Nous préconisons donc d'affecter du personnel de l'IAC à l'étude de cette question. Il faudrait au moins qu'une ou deux personnes soient en charge du suivi historique des expérimentations déjà réalisées et puissent réaliser de nouveaux essais en fonction des sites où des productions de biomasses ligno-cellulosiques herbacées ou ligneuses pour l'énergie pourraient raisonnablement être envisagées. Une synthèse scientifiquement validées des résultats déjà obtenus s'impose.

Nous préconisons également d'évaluer, sous les différents angles nécessaires à l'exploitation de ce type de ressource, ce potentiel qui pourrait se révéler particulièrement intéressant en termes d'indépendance énergétique, de réduction des émissions de GES et d'emplois. La technologie des centrales à lit fluidisé circulant présentant l'avantage de pouvoir substituer une part du charbon (ou lignite) actuel par de la biomasse ligno-cellulosique, on disposerait là d'un moyen significatif de réduire la dépendance énergétique de la N.-C. dans sa production d'électricité. Notons que cette possibilité a déjà été étudiée par la SLN, mais il a été estimé que le gisement calédonien était insuffisant et/ou insuffisamment organisé ; le rapport EEC (Darley et Associate, 2007) nous conduit à insister sur l'intérêt d'apporter un regard nouveau à ce sujet. Dans une note récente (SLN, *Projet Centrale C – Mémoire de réponse*, octobre 2008, pp.15-16), la SLN indique que sur ses nouvelles centrales

[18] IAC : Institut agronomique calédonien.

à charbon à lit fluidisé, des équipements seront installés pour pouvoir brûler jusqu'à 10 % de biomasse (soit 60 000 t) ce qui nécessitera la mise en place d'une filière d'approvisionnement adaptée. Par ailleurs, la SLN envisage la possibilité de compenser une partie des émissions de CO_2 liées à la combustion de charbon en développant des puits de carbone (nouvelles plantations).

Pour les sites isolés, le photovoltaïque reste la solution la plus pertinente (fiabilité, coûts), en configuration PV avec stockage pour les petites installations (comme aujourd'hui, les résultats d'exploitation d'Enercal sont d'ailleurs très positifs). Dans les îles, lorsqu'il s'agit de microréseaux, les configurations hybrides (PV et/ou éolien avec groupe électrogène, par exemple à l'huile de coprah, et avec stockage) présentent sans doute la meilleure solution du point de vue économique. Notamment sur la base des retours d'expérience actuels, nous préconisons d'étudier de telles solutions (en particulier celles qui permettent de profiter de la complémentarité éolienne photovoltaïque) dans les conditions météorologiques spécifiques des îles.

Les perspectives de valorisation de la biomasse sous forme de biocarburants nous semblent plus incertaines, même si l'expérience en cours de valorisation du coprah doit être poursuivie. Dans les îles, la production d'huile de coprah a de fait été techniquement démontrée ainsi que sa combustion dans des groupes électrogènes diesels. Malheureusement les nouveaux moteurs diesels ne peuvent plus brûler directement de telles huiles et il est nécessaire d'introduire une étape de transestérification pour obtenir un carburant compatible avec les moteurs modernes et leurs normes de rejets. Cette étape est techniquement réalisable à l'échelle d'une petite île. Il est également possible que certains fabricants relancent la production de moteurs adaptés aux huiles végétales brutes.

À moyen terme, les centrales solaires thermodynamiques à concentration semblent constituer une voie de production d'électricité particulièrement attrayante. Cette technologie, déjà relativement mature (centrales fonctionnant depuis plusieurs décennies et nombreuses constructions en cours), n'exploite que la part directe du rayonnement solaire, elle nécessite donc des sites bien exposés. Nous suggérons tout d'abord une recherche de sites privilégiés en termes d'insolation directe disponible sur le territoire (superficies nécessaires de l'ordre de 1 ha par MW pour une productivité comprises entre 3 et 5 GWh/ha). L'un des avantages majeurs de ces usines de production d'électricité réside dans la possibilité de réaliser un stockage intermédiaire de chaleur qui permet un certain découplage entre la production électrique et le rayonnement solaire, notamment la possibilité de produire de l'électricité la nuit. L'insertion dans le réseau pourrait être grandement facilitée. Enfin, la taille des unités actuellement en construction dans le monde est bien compatible avec les exigences du réseau de la Grande Terre. Celle-ci pourrait accueillir sur son réseau une telle centrale. Nous recommandons une veille active sur les réalisations en cours dans le monde, puis une étude plus précise pour évaluer les caractéristiques techniques et économiques appliquées à la N.-C. lorsque le retour d'expérience sera suffisant.

Globalement, une meilleure exploitation des ressources locales renouvelables passe par leur meilleure connaissance, c'est pourquoi, nous recommandons d'établir, dès maintenant, un atlas des ressources énergétiques, complémentaire ou mis à jour par rapport à l'existant.

À moyen terme et de façon encore plus marginale, on peut penser à valoriser la chaleur fatale des centrales thermiques de production d'électricité pour la production de biocarburants de première génération, si cette production se révélait possible. Cette chaleur permettrait d'améliorer le bilan énergétique de production de bioéthanol sachant que les étapes de distillation et de déshydratation consomment 65 % de l'énergie globale nécessaire. Il en résulterait une baisse de coût significative de l'éthanol produit. Celui-ci pourrait ensuite très simplement être incorporé à l'essence utilisée dans les transports automobiles dans les limites des possibilités des moteurs actuels (15 % d'éthanol sans modifications). Notons que cette filière nécessiterait le développement de cultures énergétiques dont il faudrait prendre la précaution de s'assurer qu'elles ne rentrent pas en compétition avec les cultures alimentaires.

À long terme, la production algale et l'hydrolyse des esters associés pourraient constituer une source intéressante de carburants liquides. Mais la chaîne des technologies nécessaires reste encore loin de la maturité et de nombreuses difficultés subsistent. Compte tenu de la situation maritime privilégiée des îles, nous recommandons une veille technologique sur l'exploitation des algues en vue de produire des carburants.

À long terme également, l'exploitation de l'énergie thermique des mers (ETM) pourrait constituer une voie intéressante pour la production de base et le remplacement des centrales à charbon, en particulier pour l'industrie du nickel. Pour bien évaluer le potentiel, nous recommandons une évaluation des gradients de température des eaux (jusqu'à environ 1 000 m) sur une durée de quelques années, afin de prendre en compte les fluctuations climatiques sensibles dans cette région ainsi qu'une veille technologique sur les centrales ETM. Une meilleure connaissance de la ressource et des technologies expérimentées permettrait de préparer l'éventuel accueil d'expériences de production ETM comme la Polynésie l'envisage depuis quelques années et semble vouloir franchir le pas actuellement (projet d'usine pilote de 5 MW à Tahiti). Notons également que DCNS, constructeur naval important, s'implique actuellement (2009) dans un projet de construction d'un démonstrateur de 1,5 MW à la Réunion. Les premiers dimensionnements font état d'une plateforme off shore de 7 000 tonnes, de 30 mètres de diamètre et 15 mètres au-dessus de la surface.

Bibliographie

ADEME/GDF, 1999 – « Le biogaz et sa valorisation - Guide méthodologique », réf ADEME 3104 / GDEO 2.56.B.03.98, mars, 63 p.

ADEME, ÉNERGIE CITES, 2000 – « La valorisation énergétique du Biogaz dans les transports urbains – Actions de villes européennes : État de l'art », Collection : connaître pour agir, réf ADEME 3838, octobre, 72 p., Accès aux fiches : http://www.energie-cites.org/page.php?lang=fr&dir=3&cat=3&sub=3 - 303

ADEME, OBSERV'ER, CIRAD-FORET, 2001 – « Pyrolyse, Gazéification de la biomasse pour la production d'électricité, Procédé et Acteurs », octobre.

ADEME, DIREM, 2002 – « Bilan énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants en France », décembre.

ADEME, PROVINCE SUD, 2006 – « Enjeux et orientations du schéma provincial de gestion des déchets en Province Sud », avril.

ADEME, 2007 – « Gisement et composition des déchets ménagers assimilés en Nouvelle-Calédonie », décembre.

AGNOLUCCI, 2006 – Use of economic instruments in the German renewable electricity policy Energy Policy, Volume 34, Issue 18, December 2006, p. 3538-3548.

AIEA, AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE ATOMIQUE, 2008 – *Common User Consideration (CUC) by Developing Countries for Future Nuclear Energy Systems*, Rapport.

AMPERE, 2000 – Rapport final de la commission, octobre, http://economie.fgov.be/energy/ampere_commission/Rapport_fr.htm

ASTIER S., 2008 – Convertisseurs photovoltaïques, *Techniques de l'ingénieur* D3936, mai, 24 p.

AVERY W.H., 2002 – "Ocean Thermal Energy Conversion, Otec", Encyclopedia of Physical Science and Technology, Vol. 11, pp. 123-160.

BABARIT A., 2005 – *Optimisation hydrodynamique et contrôle optimal d'un récupérateur d'énergie des vagues*, thèse de Doctorat de l'École centrale de Nantes, soutenue le 27 octobre.

BALLERINI D., 2006 – « Les Biocarburants, États des lieux, perspectives et enjeux du développement », IFP Publications, Éditions Technip, Paris.

BATAILLE C., BIRRAUX C., 2009 – *Évaluation de la stratégie de recherche en matière d'énergie*, rapport OPECST, 3 mars.

BAUKAL C.E., 1998 – "Oxygen-enhanced combustion", CRC Press LLC.

BECARE, CONCEPT ÉNERGIE, PIPET, 2008 – Audit des chauffe-eau solaires individuels en Nouvelle-Calédonie - Phase 2 : étude technico-économique.

BEDARD R. *et al.*, 2005 – "Survey and characterization tidal in stream energy conversion (Tisec) devices", Epri report TP-004 NA, novembre.

BIRRAUX C., LE DEAUT J.Y., 2001 – *Rapport sur l'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables*, Office parlementaire des choix scientifiques.

BRIDGWATER A.V., 1995 – "The technical and economic feasibility of biomass gasification for power generation" Fuel Vol 14 n° 5, pp. 631-653.

BRIDGWATER A.V., TOFT A.J. *et al.*, 2002 – "A techno-economic comparison of power production by biomass fast pyrolysis with gasification and combustion", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 6 181–248.

BURGER M., GARDNER F., 2005 – A wave energy converter performance standard WPS, Second CA-OE (Coordination Action on Ocean Energy) Work Shop, 5-6 April 2005, Aalborg Denmark.

BUTLER L., NEUHOFF K., 2008 – "Comparison of feed in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development", Renewable Energy, vol 33 pp. 1854-1867.

CASTALIA STRATEGIC ADVISORS, 2007 – *Audit de la Filière éolienne en Nouvelle-Calédonie*, Rapport préparé pour Dimenc, septembre 2007.

CHILDS B., BRADLEY R., 2007 – Biofuels, Plants at the Pump; Climate Change, and Sustainability, World Ressources Institute.

CLÉMENT A. *et al.*, 2002 – "Wave energy in Europe: current status and perspectives", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Pergamon, 6, p. 405-431.

COMMISSARIAT A L'ÉNERGIE ATOMIQUE, 2005 – L'hydrogène, les nouvelles technologies de l'énergie, *Clefs CEA*, n° 50-51.

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMISSION, 2005 – *The support of electricity from renewable energy sources*, COM 2005 – 627, Communication from the Commission.

COMMISSION DE REGULATION DE L'ÉNERGIE, 2006 – Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées par l'article 2 (2o) du décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000.

COMMISSION EUROPEENNE, 2008 – « Deux fois 20 pour 2020, Saisir la chance qu'offre le changement climatique », Communication de la Commission Européenne au Parlement Européen, au Conseil, au Comité Economique et Social Européen et au Comité des Régions.

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES, 2008 – "Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport", Second Strategic Energy Review, EU Energy security and solidarity action plan.

COUTURIER C., 2004 – *Potentiel et facteurs d'émergence de la récupération du biogaz et des gaz fatals, octobre*, Synthèse générale Solagro, septembre.

DAMIEN A., 1992 – Hydrogène par électrolyse de l'eau, *Techniques de l'ingénieur*, J6366, 12.

DARLEY et ASSOCIATE, 2007 – *Feasability Study for a Biomass Power Plant in Mont-Dore for Electricité et Eau de Calédonie SA EEC-Suez*, rapport juin (transmis par EEC).

DAVIAU J.-F., MAJASTRE H. *et al.*, 2004 – *Divers aspects de l'exploitation de l'énergie des courants marins*, Seatech Week Conf. Brest, octobre.

DGEC DIRECTION GENERALE DE l'ÉNERGIE ET DU CLIMAT, 2008 – Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique, MEEDDAT.

DUFLON P., FONKENELL J., 2002 – Ecobulb, une percée technologique, VA *Tech Hydro News*, novembre.

DUFLON P., 2004 – Ecobulb : le succès, VA *Tech Hydro News*, octobre.

ECOTEC, 2001 – *Renewable Energy Sector in the EU: its Employment and Export Potential*: A Final Report to DG Environment.

ENERDATA SERVICES, 2007 – Rapport final *Étude sur les mix de production électrique de la Nouvelle Calédonie à l'horizon 201*.

ENERDATA SERVICES, 2007 – *Étude sur les mix de production électrique de la Nouvelle-Calédonie à l'horizon 2015*, Rapport final, mars.

EWEA, 2005 – *Support Schemes for Renewable Energy : A Comparative Analysis of Payment Mechanisms in the EU*. Expansion project; final report to the EC.

FOUQUET D, JOHANSSON T.B., 2008 – European renewable energy policy at crossroads, Focus on electricity support mechanisms. Energy Policy 36.

GAUTHIER M., 2004 – L'énergie thermique des mers, revue trimestrielle du réseau *Ecrin* n° 57, septembre, pp. 16-19, http://www.ecrin.asso.fr

GELDRON A. 2003 – « État des lieux en Nouvelle-Calédonie », La gestion des déchets, ADEME, 11 mars.

GUYON E., HULIN J.P. *et al*., 2001 – « Hydrodynamique physique », EDP sciences.

HAAS R., 2008 – Promoting electricity from renewable energy sources – lessons learned from the EU, US and Japan, Lawrence Berkeley Lab. Working Paper.

HELD A., RAGWITZ M. *et al*., 2006 – On the success of policy strategies for the promotion of electricty from renewable energy sources for the EU, *Energy and Environment* vol 17. (6).

HENDERSON R., 2005 – "State of the Art Hydraulics for the Pelamis Wave Energy Converter", Second CA-OE, Work Shop, novembre, Uppsala.

HU W., FELDMANN C., 2007 – *Évaluation de la pertinence des systèmes de stockage de froid pour la climatisation*, rapport du Costic pour l'ADEME.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2002 – *Financing Mechanisms for Solar Home Systems in Developing Countries*, PV Power Systems Programm, Report IEA-PVPS T9-01.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2005 – *Projected Costs of Generating Electricity 2005* Update, IEA/OECD Paris.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2008a – *Deploying renewables effectiveness and efficiency of renewable energy policies*, Paris.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2008a – *Energy Technology Perspectives, Scenarios and strategies to 2050*, IEA / OECD, Paris.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2008b – *Deploying Renewables ; Principles for Effective Policies*, IEA / OECD, Paris.

JANCOVICI J.M., 2007 – « Bilan Carbone, Guide des facteurs d'émissions, version 5.0, calculs des facteurs d'émissions et sources bibliographiques utilisées », janvier, ADEME.

JONES A.T., FINLEY W., 2003 – Recent development in salinity gradient power, IEEE OCEANS 2003 Proceedings, Vol. 4, 22-26 Sept. 2003, pp.2284-2287.

KLEIN A, HELD A *et al*., 2006 – *Evaluation of different feed-in tariff design options, Best practice paper for the International Feed-in Cooperation*, A research project funded by the Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU).

KNOEF H., 2005 – "Handbook Biomass Gasification", Edited by H.A.M. Knoef, Pub. By BTG biomass technology group mail to: office@btgworld.com, ISBN : 90-810068-1-9.

KOHLER S., 2009 – *Pyrolyse rapide de biomasse et de leurs constituants. Application à l'établissement de lois prévisionnelles*, thèse de l'Institut national polytechnique de Lorraine, Disc. Génie des procédés, 1er avril.

KOORNNEEF J., JUNGINGER M. *et al.*, 2007 – Development of fluidized bed combustion, An overview of trends, performance and cost, Progress in Energy and Combustion Science 33.

KUO KENNETH K., 1986 – Principles of combustion, Wiley-Interscience Publication, John Wiley&son, ISBN 0-471-62605-8.

LAHAYE J., PRADO G., 1987 – "Fundamentals of the Physical-Chemlistry of Pulverized Coal Combustion", Nato ASI Series E, Applied Sciences, n° 137.

LAVY P., 2004 – Production d'électricité par petites centrales hydroélectriques, *Techniques de l'ingénieur*, D4009, 8.

LÉDÉ J., BROUST F. *et al.*, 2007 – "Properties of bio-oils produced by biomass fast pyrolysis in a cyclone reactor", Fuel 86 1800–1810.

LENNARD D., 2005 – "Ocean Thermal Energy Conversion", Survey of Energy Resources, Site web du World Energy Council, http://www.worldenergy.org

Les Techniques de l'ingénieur 2008 – Machines hydrauliques et thermiques, Éditions, ref. : BAL/151, 2008.

Les Techniques de l'ingénieur 2008 – Génie énergétique, Éditions Les Techniques de l'ingénieur, ref : BAL/200, 2008.

LEVY J.-M., DEMEESTRE F., 2007 – *Stockage de froid et place du ministockage*, Mines de Paris, rapport Isufere.

MACKIE G., 2004 – "Wavepower an operator experience", Seatech Week, Brest, CD-ROM proc., 20-21 octobre.

MARQUET A., LEVILLAIN C. *et al.*, 1998 – Stockage d'électricité dans les systèmes électriques, *Techniques de l'ingénieur* D4030 5-.

MARTINOT E., BECK F., 2004 – Renewable Energy Policies and Barriers, in Encyclopedia of Energy, Cutler J. Cleveland, ed.(Academic Press/Elsevier Science, 2004.

MENANTEAU P, FINON D. *et al.*, 2003 – Integrating intermittent energy sources in liberalised electricity markets: from technical costs to economic penalties as a result of market rules, International Association of Energy Economists, 26th Annual Conference, "New challenges for energy decision makers", Prague, 4-7juin, 2003.

MENANTEAU P., LAMY M.L. *et al.*, 2003 – Les marchés de certificats verts pour la promotion des énergies renouvelables : entre efficacité allocative et efficience dynamique, In Economie et Sociétés ; *Cahiers de l'ISMEA*, Tome XXXVII, n° 2-3, série « Économie de l'énergie », EN n° 9.

MENANTEAU P., 2008 – Policy measures to support solar water heating : information, incentives and regulations In Lapillonne B. (ed.), *Energy Efficiency Policies around the World : Review and Evaluation*. London : World Energy Council, p. 85-92 du rapport et p. 70-85 de l'annexe 1.

MENANTEAU P., 2008 – Policy measures to support solar water heating: information, incentives and regulations, In Lapillonne B. (ed.). *Energy Efficiency Policies around the World: Review and Evaluation*. London : World Energy Council, p. 85-92 du rapport et p. 70-85 de l'annexe 1.

MIDTTUN A., GAUTESEN K., 2007 – Feed in or certificates, competition or complementarity? Combining a static efficiency and a dynamic innovation perspective on the greening of the energy industry, Energy Policy 35 1419–1422.

MITCHELL and CONNOR, 2004 – Renewable energy policy in the UK 1990–2003, Energy Policy 32 (2004) 1935-1947.

MITCHELL C., BAUKNECHT D. *et al.*, 2006 – Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany, Energy Policy 34 297–305.

MOLENAT G., 2009 – (attaché scientifique à l'ambassade de France en Espagne) Bulletin Adit Espagne n° 81, 23 avril.

MULLANEY H., 2002 – "Technical, Environmental and Economic Feasibility of Bio-Oil in New Hampshire's North Country", UNH Project Numbers: 14B316, Chemical Engineering Dept., Project Period: December 15, 2001 to August 31.

MULTON B., RUER J., 2003 – « Stocker l'électricité : oui, c'est indispensable et c'est possible. Pourquoi, où, comment ? », Publication Ecrin (http://ecrin.asso.free.fr/pdf/energies.pdf) en contribution au débat national sur l'énergie, avril

MULTON B., ROBOAM X. *et al.*, 2004 – Aérogénérateurs électriques, *Techniques de l'ingénieur*, Traités de Génie électrique, D3960, novembre, 20 p.

MULTON B. *et al.*, 2006 – Systèmes de conversion des ressources énergétiques marines, Chapitre 7 du tome 1 du livre *Les Nouvelles Technologies de l'énergie*, Hermès Publishing, ISBN 2-7462-1376-1, 45 p.

MÜLLER J.C., 2007 – Électricité photovoltaïque. Principes. Filières et marché, *Techniques de l'ingénieur*, traités BE 8578 et 8579, 12 p et 9 p.

Observ'ER, 2008 – « La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde », 10e inventaire, 2008.

PACER PROGRAMME D'ACTION ENERGIES RENOUVELABLES, 1992 – « Petites centrales hydrauliques », Office fédéral des questions conjoncturelles suisse.

PARIS J.P., 1981 – *Géologie de la Nouvelle-Calédonie, Un essai de synthèse*, thèse, mémoires du BRGM n° 113 (cf. p. 245-246).

PATRY J., 2007 – « Le Stockage de froid : appliqué à la climatisation et aux centrales frigoriphiques », Éditions Parisiennes.

PERRIN S., 2003 – Petites Centrales hydrauliques, *Techniques de l'ingénieur* D3930 11.

PHILIBERT C., 2004 – *International technology collaboration and climate change mitigation.* Case study 1: concentrating solar power technologies. OECD / IEA, Paris.

POITRAT E., 2008 – « Élaboration d'un référentiel méthodologique pour la réalisation d'analyse de cycle de vie appliquées aux biocarburants de première génération en France », ADEME Dpt Bioressources, avril.

PUJOL T., 2004 – The Barcelona Solar Thermal Ordinance: evaluation and results, 9th Annual Conference of Energie-Cités, Martigny, 22-23 April.

RENTIZELAS S., KARELLAS E. *et al*., 2009 – "Comparative techno-economic analysis of ORC and gasification for bioenergy applications", Energy Conversion and Management 50 674–681.

RE- XPANSION PROJECT, 2005 – *Support Schemes for Renewable Energy : A Comparative Analysis of Payment Mechanisms in the EU*, Report to the EC's DG Energy and Transport.

RICHMOND A., 2004 – "Handbook of microalgal culture: biotechnology and applied phycology", Blackwell Sciences Ltd.

ROMPSARD O., LAMANDA N. *et al*., 2008 – Coconut Carbon Sequestration, Part 1/ Highlights on Carbon Cycle in Coconut Plantations, *International Journal on Coconut R&D*, (CORD), 24 (1) p. 1-14.

ROMPSARD O., HAMEL O. *et al*., 2008 – Coconut Carbon Sequestration, Part 2/ Strategies for the carbon market & Simulating potential incomes for coconut CDM projects on Cycle in Coconut Plantations, *International Journal on Coconut R&D* (CORD), 24, p. 15-35.

RUELLAN M., 2007 – *Méthodologie de dimensionnement d'un système de récupération de l'énergie des vagues*, thèse de doctorat de l'ENS de Cachan, Satie, CNRS, soutenue le 11 décembre.

EUROPEAN COMMISSION, 2005 – *Seaflow. Pilot project for the exploitation of marine currents*, Report n° EUR21606.

SER SYNDICAT DES ENERGIES RENOUVELABLES, 2005 – Conférence de presse du 1er février 2005, Énergies renouvelables et création d'emplois.

SIMS R., TAYLOR M., 2008 – *From 1st to 2nd biofuel generation technologies: an overview of current industry and R&D activities*, International Energy Agency Bioenergy, IEA / OECD Paris.

SOCIETE DE RECHERCHE DU PACIFIQUE, 2006 – « Étude de la ressource en énergie houlomotrice en Nouvelle-Calédonie appliquée au développement du convertisseur Pelamis », octobre 2006.

SOERENSEN H.C., 2004 – "World's first offshore wave energy converter Wave Dragon connected to the grid", proc. of 19th World Energy Congress, Sydney, septembre, 12 p.

SOLAGRO, 2001 – *La valorisation du biogaz en Europe, Contexte réglementaire, fiscal, économique et politique*, publication avec le soutien de l'ADEME et GDF, ISBN 2-9509837-3-1, juin 2001, 55 p.

SOLAGRO POUR L'ORDIF ET l'ARENE ÎLE-DE-FRANCE, 2003 – *Quelle place pour la méthanisation des déchets organiques en Ile de France ?* juillet, 144 p.
Rapport disponible sur http://www.ordif.com/documentation/etudes.htm,
Synthèse disponible sur http://www.areneidf.org/arene/actualites/synthese.meth.pdf

SOLAGRO DANS LE CADRE DE RECORD, 2004 – « Potentiel et facteurs d'émergence de la récupération du biogaz et des gaz fatals », octobre. Étude disponible sur http://www.record-net.org/site/etudes/c_etudes.htm

STEVENS P., NOVEL-CATTIN F. *et al*., 2000 – Piles à combustibles, *Techniques de l'ingénieur* D3340 8.

SYNDICAT DES ENERGIES RENOUVELABLES, 2005 – Énergies renouvelables et création d'emplois.

TEISSIE J., DE BOURGUES D. (TotalFinaElf), 2001 – « Le charbon », http://sfp.in2p3.fr/Debat/debat_energie/websfp/LE CHARBON.htm

TZIMAS E., FILIOU C. *et al.*, 2003 – *Hydrogen storage: state-of-the-art and future perspective* European Commission report, DG JRC, EUR 20995 EN.

USHER E., TOUHAM M., 2006 – Engaging the banks; Financing small-scale renewables in the developing; *Renewable Energy World*, May–June 2006.

VAN DIJK A.L. *et al.*, 2003 – *Renewable Energy Policies and Market Developments*, ECN Report.

VEGA L.A., 1999 – "Ocean Thermal Energy Conversion (Otec)", Otec, décembre, 24 p.

VEGA A., GANACHAUD A. *et al.*, 2005 – « Atlas climatologique satellite des courants, vent, élévation et température en surface dans la zone économique exclusive de Nouvelle-Calédonie, Élaboré par le Laboratoire d'études géophysiques et d'océanographie spatiale de l'Institut de recherche pour le développement (IRD), Nouméa, Nouvelle-Calédonie, novembre.

VTT 2007 – *Design and operation of power systems with large amounts of wind power*, State-of-the-art report, IEA Wind Task 25, VTT Working Papers 82.

WATSON J., 2008 – *Setting Priorities in Energy Innovation Policy: Lessons for the UK*, Harvard University, Energy Technology Innovation Policy, Discussion Paper 2008-07 October 2008.

ZONECO, 2005 – Rapport : *Ressources marines de la Nouvelle-Calédonie Programme ZoNéCo 2000-2005 : Bilan et Perspectives*, oct. 2005, 116 p.

Retour au Sommaire

LES EMISSIONS ET LES REDUCTIONS D'EMISSIONS DE GES EN NOUVELLE-CALEDONIE

Coordinateur :
A. Riedacker

Experts :
P. BABY, P. COUTERON, J.-M. MOST

1. Les émissions et les réductions d'émissions dans le monde d'ici à 2050

Les chocs pétroliers avaient fait prendre conscience de la nécessité de réduire les consommations d'énergies fossiles. Avec la menace climatique, il faut continuer à maîtriser ces consommations : non seulement parce que les énergies fossiles ne sont pas renouvelables, mais également parce que leurs consommations génèrent des quantités plus ou moins importante de GES, en particulier de gaz carbonique, par unité d'énergie primaire. Or ces gaz s'accumulent en partie dans l'atmosphère. Jusqu'au milieu du siècle dernier, les océans et les écosystèmes terrestres (forêts, prairies et cultures) étaient capables d'absorber ces excédents. Cela n'est plus le cas. L'augmentation des concentrations de ces gaz dans l'atmosphère augmente donc l'effet de serre. En cas de refroidissement rapide du climat, à la vielle d'une nouvelle glaciation cela aurait pu apparaître comme une bonne nouvelle. Nous ne sommes malheureusement pas dans cette situation.

En continuant à augmenter les émissions nettes de GES, le risque est aujourd'hui d'aboutir à des dérapages incontrôlables du climat.

C'est le rapport de 1990 du Giec (Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat) qui a alerté la communauté internationale sur la nécessité d'agir pour limiter le changement climatique provoqué par les émissions de GES.

Le Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat

(Giec ou IPCC)

Le Giec, mis en place en 1988 sous l'égide des Nations unies, dépend de l'Organisation mondiale de la météorologie (OMM) et du Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE). Il ne prescrit jamais ce qu'il faut faire, mais fait l'état des connaissances sur la question climatique pour les décideurs politiques : sur la climatologie (Groupe 1), sur les impacts et l'adaptation aux changements climatiques (Groupe 2), sur les moyens d'atténuer ces changements en réduisant les émissions de GES (Groupe 3) et sur les méthodes pour déterminer ces émissions (Groupe 4). Les trois premiers groupes publient tous les 4 ou 5 ans trois rapports de base, de 600 à 800 pages chacun, faisant l'état des connaissances sous la seule responsabilité des scientifiques rédacteurs, mais revus par d'autres scientifiques et par les gouvernements auxquels ils doivent dire comment ils ont pris en compte leurs remarques.

Ils rédigent aussi trois résumés techniques d'environ 50 pages. Et ils publient enfin pour les décideurs également trois résumés d'une dizaine de pages chacun, puis un résumé général, *co-écrits, ligne après ligne, par des scientifiques ayant rédigé les rapports* ***et*** *des représentants des gouvernements.* Approuvés par consensus, ces résumés ne peuvent pas faire mention d'éléments contraires aux rapports de base, ou n'y figurant pas. En revanche ils sont évidemment fortement édulcorés.

Cette architecture à trois niveaux garantit la qualité et l'indépendance des évaluations scientifiques de base. Le Giec qui a reçu le prix Nobel de la Paix en 2007, conjointement avec Al Gore, a eu successivement comme président Bert Bolin, (Suède), Robert Watson (États-Unis) et R.K. Pachaury (Inde).

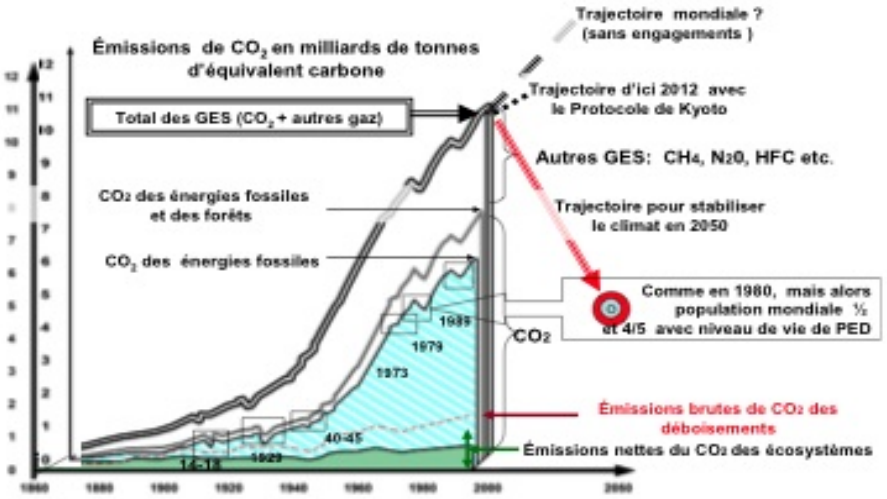
Pour ce qui concerne la N.-C., on notera également le rapport spécial sur la capture et la séquestration géologique du CO_2 paru en 2005.

Sur http://www.ipcc.int on trouve les rapports mentionnés ci-dessus ainsi que les rapports spéciaux. Cf. bibliographie.

Le rapport de 2007 du Giec, en se fondant sur les publications scientifiques parues jusqu'en 2005, ne prévoyait encore pour la fin du siècle, sous le double effet de la dilatation

thermique des océans et de la fonte des calottes glaciaires, qu'une élévation du niveau des mers de 18 à 59 cm. Les concentrations de ces gaz dans l'atmosphère sont en effet passés de 280 ppm au début de la révolution industrielle à près de 400 ppm aujourd'hui. D'après des travaux plus récents, le niveau moyen des mers pourrait même s'élever d'un mètre d'ici à 2100, si nous continuons avec le rythme actuel d'émissions de GES (Ramstorf, 2009). Mais par la suite, au-delà de l'an 2100, cette élévation se poursuivrait. Pour stabiliser le climat d'ici à 2050 il faudrait diviser les émissions mondiales actuelles par 2. (Giec 2007) ! En 2050 le climat serait alors plus chaud qu'actuellement d'environ 2 °C. En effet, même si on stoppait brutalement toutes les émissions anthropiques de GES, le réchauffement se poursuivrait encore pendant une trentaine d'années à cause de l'excédent de ces gaz déjà accumulé dans l'atmosphère. Mais du moins espère-t-on, en divisant ces émissions par 2, pouvoir éviter des changements encore beaucoup plus importants et plus menaçants qui, sinon, pourraient apparaître vers la fin de ce siècle et au XXII^{e} siècle ! Aussi les chefs d'États présents au sommet du G8 à Hokkaido au Japon, en juillet 2008, ont-ils adopté cet objectif de stabilisation du climat pour la communauté internationale.

Figure 1 – Évolutions des émissions de GES depuis la révolution industrielle



(1) de la totalité des GES considérés sous la convention climat, (2) du gaz carbonique provenant des combustibles fossiles, (3) des déboisements (18 à 20 % des émissions des combustibles fossiles) et (4) des émissions nettes des écosystèmes, qui comprennent les absorptions nettes de CO_2, notamment dans les forêts de l'hémisphère nord, mais qui sont très peu précises. À droite figurent l'évolution des émissions mondiales, d'une part sans mesures spécifiques, d'autre part avec le protocole de Kyoto, et enfin l'évolution souhaitable de la trajectoire des émissions pour que la température moyenne n'augmente pas de plus de 2 °C d'ici à 2050. Les rectangles indiquent les périodes de crises, depuis la première guerre mondiale, et les diminutions correspondantes des émissions provenant des énergies fossiles. Les émissions devront revenir, en 2050, au niveau de 1980, lorsque la population était la moitié de ce qui est attendu en 2050 et quand les 4/5^{e} de la population mondiale vivaient dans des pays en développement.

Source : d'après les données du Giec, 2007.

Quelles conséquences cela aura-t-il sur l'évolution des consommations énergétiques et sur les changements d'utilisation des terres ?

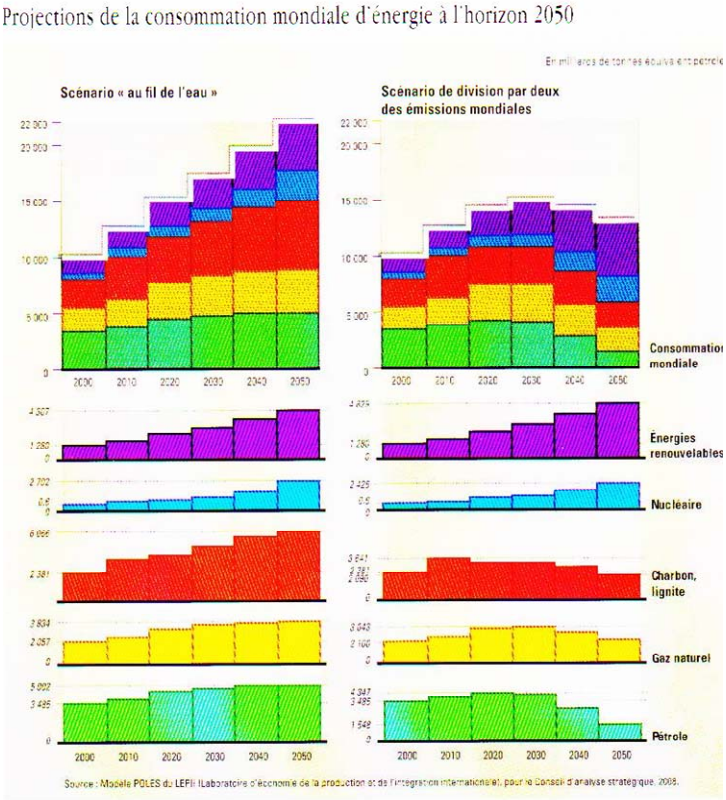
Quelles conséquences pour les consommations d'énergie fossiles ?

Il est toujours difficile de faire de prévisions. Très souvent dans le passé, celles des prévisionnistes de l'énergie ont dépassé les consommations réellement observées par la suite.

Pour situer les enjeux, on peut néanmoins s'appuyer sur deux scénarios extrêmes de modélisation des évolutions probables de ces consommations d'énergie (figure 2) obtenus au CNRS par l'équipe de P. Cricki (2009). Dans le premier scénario, appelé au fil de l'eau, car sans contrainte de réduction des émissions de GES, les consommations mondiales de charbon et de pétrole continueront à augmenter fortement et doubleront sans doute d'ici à 2050. Cela aura évidemment des effets sur les prix des combustibles.

Dans le second scénario, destiné à stabiliser le climat en divisant les émissions mondiales de GES par 2, ces consommations devront être, en 2050, inférieures de 40 % à ce premier scénario et n'atteindre que 13 Gtep au lieu de 23 Gtep ! Mais comme cela ne suffira pas pour stabiliser les émissions, sur les 16 milliards de tonnes CO_2 générés par ces combustibles, environ un tiers devra être capté à la sortie des grandes chaufferies et stocké dans la croûte terrestre. Sous ce scénario les énergies n'émettant pas d'émissions nettes de CO_2 représenteraient 55 % de la fourniture totale d'énergie en 2050. Dans les pays industrialisés, cette contrainte est encore plus forte. Selon la loi d'Orientation sur l'énergie approuvée en 2005, ces émissions devront en effet, à cet horizon, avoir été divisées par 4 en France métropolitaine (Radanne, 2004). Aux États-Unis et au Canada elles devraient avoir été divisées par 8 !

Figure 2 – Projections de la consommation mondiale d'énergie d'ici à 2050 d'après le modèle Poles pour un scénario sans contraintes de réductions de GES (à gauche) et pour un scénario ayant pour objectif la stabilisation du climat (à droite).



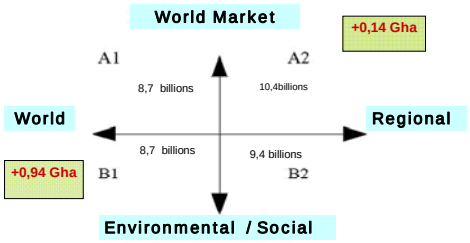
Source : d'après Cricki (2009).

Quelles conséquences pour la gestion des espaces ruraux du monde ?

Il faudra aussi tenter de préserver les stocks de carbone dans la végétation donc ralentir les déboisements et, si possible, favoriser les boisements de terres non cultivées tout en produisant des bioénergies. Pour limiter les déboisements on pourra souvent augmenter les

rendements par hectare de surface cultivée, de prairie et des forêts (Riedacker 2006, 2008a et c et 2009a). Il faudra également tenter de reboiser les terres agricoles qui pourront devenir disponibles d'ici à 2050 (Dameron *et al.*, 2005 ; Riedacker *et al.*, 2005). Sous les deux scénarios extrêmes (A2 et B1 de la figure 3) d'utilisation mondiale des terres agricoles, les terres devenant disponibles pourront aller de 140 M ha (scénario A2) à 940 M ha (scénario B1)[1].

Figure 3 – Surfaces cumulées des terres devenant disponibles d'ici à 2050 dans le monde, sous deux scénarios extrêmes du Giec



A2 à forte croissance de la population mondiale et une orientation vers le marché mondial et B1 avec une croissance démographique plus faible et une économie tournée vers le développement durable (moins de consommations énergétiques et de viande, mais très ouvertes aux innovations). Dans le scénario B1 les terres sont également utilisées plus efficacement grâce à l'adoption plus facile des innovations.

Source : Dameron *et al.*, 2050.

Les réductions cumulées des émissions de CO_2 (en GtC), d'ici à 2050, provenant de l'accroissement du stockage de carbone dans la végétation et des productions d'énergie (en Gtep) permettant de réduire les consommations d'énergie fossile sont également très différentes et dépendent des types de reboisement et d'utilisation des produits des terres agricoles ainsi boisés.

Tableau 1 – Réductions cumulées des émissions de CO_2 en GtC (en Gt CO_2), et production d'énergie* (en Gtep), d'ici à 2050, sous différents scénarios d'utilisation des terres agricoles et différentes gestions forestières des boisements installés sur des terres devenues vacantes, puis boisées en tenant compte des débouchés locaux.

Scénarios	A2	B1
Surface de terres devenant disponibles d'ici à 2050 en M ha	140	940
Plantations à courtes rotations pour la production d'énergie		
Réductions des émissions en GtC (en $GtCO_2$) Production totale d'énergie sous forme de biomasses (Gtep)	7,3 (26,8) 0.4	27.8 (102) 3.2
% d'utilisation des terres devenant disponibles	84 %	45 %
Plantation à courtes rotations pour la production de bois matériau		
Réductions d'émissions en GtC (en $GtCO_2$) Production d'énergie (Gtep)	2 (7,34) 0.1	4.1 (15) 0.9
% d'utilisation des terres devenant disponibles	6 %	2%
Plantations traditionnelles de forêts conduites en futaie		
Réductions d'émissions en GtC (en $GtCO_2$) Production d'énergie (Gtep)	2.1 (7,7) 0.0	5.4 (19,8) 0.3
% d'utilisation des terres devenant disponibles	37 %	9 %
Plantations forestières seulement destinées à accroître les stocks du carbone		

[1] Sans toutefois envisager des productions de biocarburant liquide à partir du bois, ni des productions de charbon de bois pour replacer le charbon minéral dans la sidérurgie.

Réductions d'émissions (GtC et en $GtCO_2$) Production d'énergie (Gtep)	3.4 (12,5) 0	27.9 (102,4) 0
% d'utilisation des terres devenant disponibles	100 %	100 %

Source : Dameron *et al.* 2005 ; Riedacker *et al.* 2005.

Signalons seulement, sans entrer dans les détails, que les résultats les plus intéressants pour le climat sont obtenus avec des plantations forestières à courtes rotations dont le bois est destiné à la production d'énergie. L'adoption de ce type de gestion implique cependant que le bois produit puisse être récolté. Sous cette réserve, c'est l'option la plus intéressante pour le climat et le développement : on aboutit à une réduction des émissions d'environ 100 $GtCO_2$ sous le scénario B1 et à une production potentielle d'au moins 3,2 Gtep. Sous le scénario A2 on obtient seulement le quart des réductions d'émissions et le huitième de cette production d'énergie ! Ce qui montre bien l'intérêt d'accroître l'efficacité territoriale dans les régions du monde partout où cela est encore possible, et ensuite d'utiliser d'abord les terres non nécessaires pour la production alimentaire pour les bioénergies. L'augmentation des stocks de carbone par plantations sans récolte réduit seulement les émissions de GES, mais ne permet pas de produire d'énergie et ne génère donc pas de revenus.

Dans l'hypothèse où le bois ne peut être converti économiquement en carburant liquide, ce qui est encore le cas aujourd'hui, la moitié des terres susceptible de devenir vacante sous ce scénario B1 (près de 470 Mha) ne serait pas reboisée quand on tient compte des débouchés locaux, et cela par suite d'une demande en bois pour la production de chaleur et d'électricité insuffisante. Seulement 15 % des terres agricoles d'Amérique latine devenant disponibles seraient alors à mobiliser pour couvrir les besoins locaux! Tant que le bois ne pourra être converti en carburant liquide, mieux vaut utiliser les terres devenant vacantes et susceptibles de ne pas être reboisées faute de débouchés, pour la production d'aliments, ou quand ces besoins sont satisfaits pour l'obtention de biocarburants à partir de la canne à sucre ou des palmiers à huile sous les tropiques bénéficiant de régimes pluviométriques satisfaisants pour ces cultures, ou à partir de maïs ou de blé et des betteraves à sucre en zone tempérée… Sous A2, le scénario le plus prometteur ne permet cependant que de compenser, d'ici à 2050, les émissions mondiales de GES d'une année, en 1990 ! Quand le bois peut être récolté et exporté, l'intérêt des reboisements sous les tropiques croît.

Mais quand les plantations ne sont pas exploitées et ne procurent pas de revenus, il est très difficile de les protéger, notamment contre les feux.

Hodgewicjk *et al.* (2004), dans un étude ne s'intéressant qu'aux productions de bioénergie, estiment de manière beaucoup plus optimiste que 130 à 270 EJ (40 à 70 % des consommations énergétiques mondiales en 2000), pourraient être couverts par des productions de biomasses des terres agricoles devenant vacantes d'ici à 2050, Mais cela suppose également que l'on augmente d'abord la productivités des terres pour l'agriculture quand celle-ci est basse, notamment dans l'ex URSS, en Océanie, en Afrique de l'Ouest et de l'Est et en Asie de l'Est.

Il reste à explorer la mise en oeuvre de ces scénarios, notamment les possibilités de développement des énergies renouvelables, d'augmentations des stocks de carbone dans les espaces ruraux ainsi que de stockage géologique, à des coûts acceptables, du CO_2 que l'on pourrait capter à la sortie des grandes unités des production.

Ces évolutions ne se réaliseront pas spontanément. Il faudra donc des interventions publiques fortes à divers niveaux : notamment au niveau des PNAQ (Plans nationaux d'allocations des quotas) dont dépendront les efforts de réduction des émissions demandés aux entreprises qui y sont soumises, ce qui déterminera le prix de la tonne de CO_2 sur les

marchés des droits d'émissions ; également au niveau des taxes carbones qui pourront rester fiscalement neutres, ou être affectées partiellement à la promotion d'économies d'énergies, de substitution d'énergie, d'intensification de l'agriculture pour éviter des déboisements, ou encore à des boisements pour stocker davantage de carbone et produire plus de biomasses pour l'énergie ; et enfin pour stimuler la R& D et ainsi tenter notamment d'abaisser par exemple les coûts des captages et de stockage géologique du CO_2 (cf. en Les perspectives d'évolution des coûts pour ces filières d'élimination du CO_2).

Dans cette partie 3 nous ne traitons que des questions scientifiques et techniques concernant le changement climatique. Les questions relatives aux négociations internationales, à la mise sur pied de la Convention sur le climat et du protocole de Kyoto, le premier instrument contraignant sous cette Convention, sont traitées dans « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie ».

• Dans le chapitre 1, nous donnons un bref aperçu sur les impacts du changement climatique et sur les émissions de GES, notamment en N.-C.

• Dans le chapitre 2, on considère ensuite plus particulièrement le captage et dans le chapitre 3 le stockage géologique du gaz carbonique (CSC), une option qui pourrait devenir particulièrement intéressante pour la N.-C. grâce à la présence de péridotites.

• Dans le chapitre 4, on s'intéresse aux possibilités d'utilisations des matières végétales (encore ou biomasses végétales) pour réduire l'utilisation du charbon (sans CSC) dans les industries du nickel de la N.-C. Cela suppose que les phytomasses puissent être produites dans l'espace rural (agricole ou forestier) néo-calédonien ou être importées. On examinera aussi le bénéfice, pour le climat, de la co-utilisation éventuelle du charbon et des biomasses avec le CSC.

• Dans le chapitre 5, on s'intéresse aux forêts de la N.-C. et aux autres formations végétales dont le stockage moyen de carbone pourrait varier et dont il faudrait, par conséquent, tenir compte. On envisage néanmoins de traiter ici cette question assez complexe suivant le découpage retenu sous le protocole de Kyoto, sous les articles 3.3 et 3.4. On y examine aussi les potentiels d'augmentation des stocks moyens de carbone ; par de nouvelles plantations, en sous-exploitant les forêts exploitées par ailleurs pour produire des bioénergies, en n'exploitant pas les forêts dans les zones inaccessibles ou encore en reverdissant des terrains miniers. Quand on ne récolte pas le bois, cela suppose tout de même de préserver ces stocks de carbone biotiques (des arbres, des arbustes) et la matière organique des sols contre les incendies et parfois aussi contre l'excès de gibier.

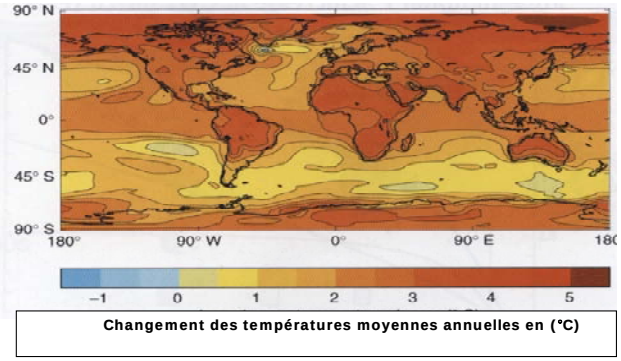
• Dans le chapitre 6, on examine les coûts de réduction du CO_2 notamment *via* le stockage dans la végétation et le stockage géologique et on récapitule les recommandations pour la N.-C. relatives de ce chapitre.

1.1. L'évolution du climat

1.1.1. L'évolution du climat dans le monde

Les augmentations de température provoquées par l'augmentation de l'effet de serre auront des effets très divers, directement sur les températures et indirectement sur les précipitations et l'élévation des niveaux des océans.

Figures 4 et 4 bis – Modifications des températures et des précipitations dans les différentes parties du monde entre 2000 et 2050



Source : Simulations de Met. Office Hadley Center.

Les petites îles du Pacifique à faible élévation pourraient disparaître. Toutes les zones côtières seront affectées ; les surfaces cultivables diminueront et les intrusions salines deviendront plus menaçantes dans les zones côtières en général fortement peuplées. Une fois enclenchée, la hausse du niveau de la mer pourrait se poursuivre : l'histoire du globe ne s'arrêtera pas en effet en 2100.

En d'autres endroits du globe, pas toujours facile à préciser dans l'état actuel des connaissances, les précipitations devraient diminuer. Ce qui, combiné au réchauffement et à des évapotranspirations potentielles plus élevées, augmentera l'aridité en certains endroits. Dans d'autres endroits, par exemple sous les hautes latitudes, par suite de l'allongement des saisons de végétation**,** les conditions pourraient devenir plus favorables pour les productions végétales.

1.1.2. L'évolution du climat et les petites îles (d'après le Résumé technique du Giec, groupe II 2007)

Les petites îles sont particulièrement vulnérables aux effets des changements climatiques, à la montée du niveau des mers et aux événements climatiques extrêmes.

Leur capacité d'adaptation est faible, et les coûts d'adaptation relativement élevés, compte tenu de leurs revenus. L'augmentation du niveau des mers aggravera vraisemblablement les inondations, les tempêtes et l'érosion côtière. Les cyclones augmenteront la vulnérabilité due à cette évolution. Dans les Caraïbes et dans les îles du Pacifique 50 % de la population vit à moins de 1,5 km de la côte Ce qui affectera les infrastructures aéroportuaires, maritimes et industrielles ainsi que les routes situées majoritairement en zone des zones côtières.

Les ressources en eau constituent un facteur limitant dans de très nombreuses îles. Dans tous les scénarios, les pluviométries d'été diminueront et ne seront en général pas compensées par l'augmentation de celles-ci en hiver. Les stress hydriques augmenteront. Il faudra donc aussi augmenter les capacités de stockage de l'eau.

La pêche commerciale et artisanale qui constitue une ressource importante pour bon nombre d'îles sera également affectée par la fréquence et l'intensité d'El Ninõ. Cela risque également d'augmenter le blanchiment des coraux. La capacité de régénération des forêts tropicales de ces îles, qui est en général lente, sera également affectée.

L'agriculture est menacée dans les zones côtières par l'élévation du niveau de la mer, les intrusions d'eau salée, la baisse des ressources en eau. Plus loin des côtes, elle sera probablement menacée par les événements extrêmes comme les sècheresses et les inondations. Dans certains cas il faudra dessaler l'eau.

L'érosion côtière augmentera, les coraux blanchiront, ce qui contribuera à la dégradation des zones côtières.

Dans les basses latitudes, le tourisme pourrait souffrir de ces changements (érosions côtières, blanchiments des coraux, etc.), ainsi que de l'augmentation des risques d'apparition de certaines maladies transmissibles par divers vecteurs (dengue, paludismes, filariose, schistosomiase, etc.). Dans les hautes latitudes les conditions pourraient au contraire devenir plus favorables.

1.1.3. L'évolution du climat en Australie et en Nouvelle-Zélande (d'après Résumé technique du Giec, groupe II 2007)

Depuis 1950 la température moyenne a augmenté entre 0,3 et 0,7 °C. Les vagues de chaleur sont plus fréquentes, les gelées plus rares. Les précipitations ont augmenté dans le nord-ouest de l'Australie et dans le sud-ouest de la Nouvelle-Zélande. Elles ont en revanche diminué dans le sud et l'est de l'Australie et dans le nord-est de la Nouvelle-Zélande.

Les sécheresses sont devenues plus extrêmes en Australie. Les glaciers se sont modifiés de même que les couvertures neigeuses, ce qui a eu un impact sur les régimes des eaux, les écosystèmes et l'agriculture.

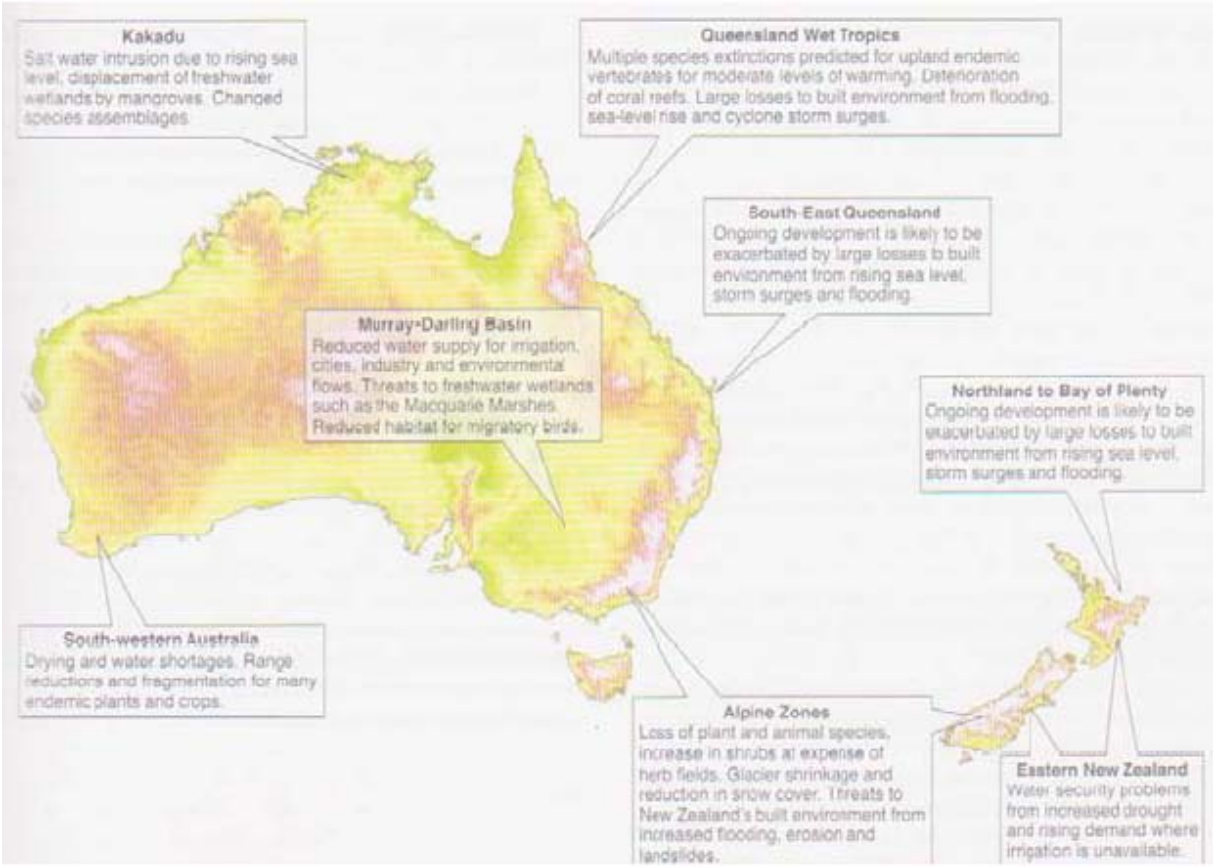
Au XXI^{e} siècle, les températures augmenteront très probablement, de même que l'intensité et la fréquence des vagues de chaleur et de sécheresse. En Australie et dans l'est de la Nouvelle-Zélande de grandes régions auront des sols avec moins d'humidité.

Cela pourrait conduire à une aggravation des conditions hydriques vers 2030 dans le sud et l'est de l'Australie, ainsi que dans le nord et certaines régions de l'est de la Nouvelle-Zélande. Dans ces régions, les productions agricoles et forestières pourraient décliner vers 2030. Mais au début, ces changements climatiques pourraient, grâce à un allongement des périodes de végétation et à la réduction des gelées, être bénéfiques dans l'ouest et le sud de la Nouvelle-Zélande. Mais l'est de la Nouvelle-Zélande devrait recevoir davantage de précipitations.

Dès 2020, il pourrait se produire une perte de biodiversité dans certaines régions.

Pour plus d'informations le lecteur pourra consulter la deuxième partie du 4^{e} rapport du Giec paru en 2007.

Figure 5 – Impacts des changements climatiques sur l'Australie et la Nouvelle-Zélande

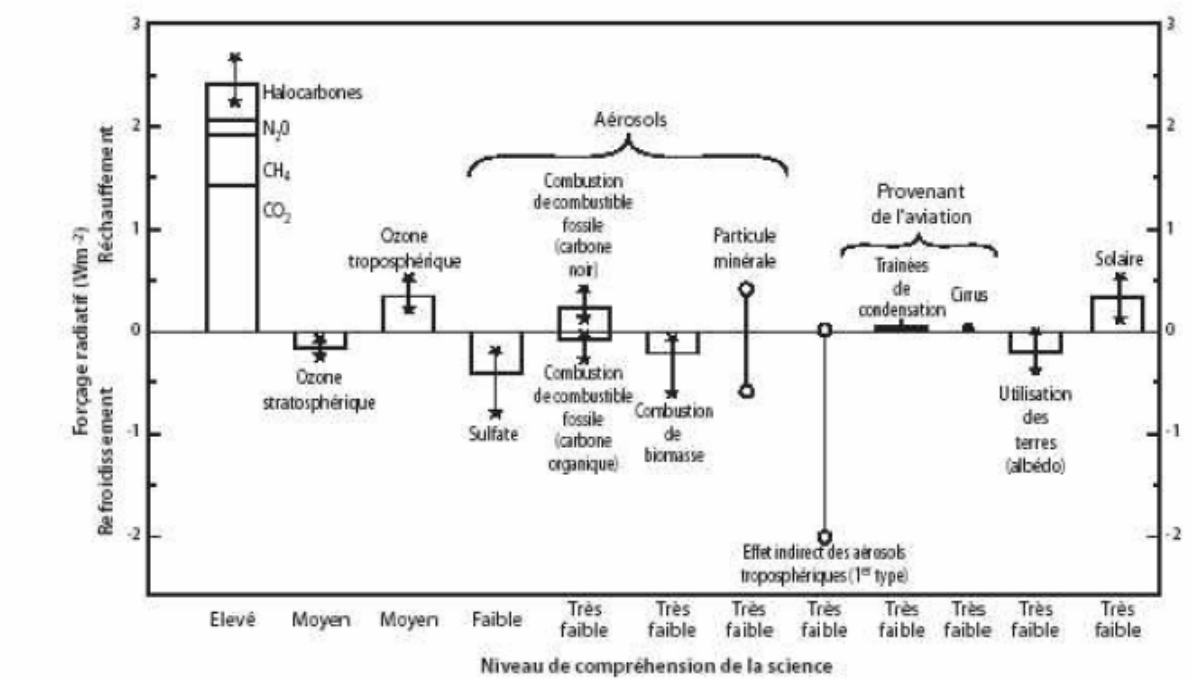


Source : d'après le résumé pour décideur du groupe 2 du quatrième rapport du Giec, 2007.

1.2. Les principaux gaz à effet de serre

Les principaux gaz, particules et autres facteurs soupçonnés être à l'origine du changement climatique sont indiqués dans la figure 6.

Figure 6 – Facteurs intervenant dans le forçage radiatif moyen (en Watt/m^2) du système climatique depuis 1750. Noter les précisions (et imprécisions) pour les différents groupes de facteur. Le niveau de compréhension diminue lorsqu'on va de la gauche vers la droite de la figure



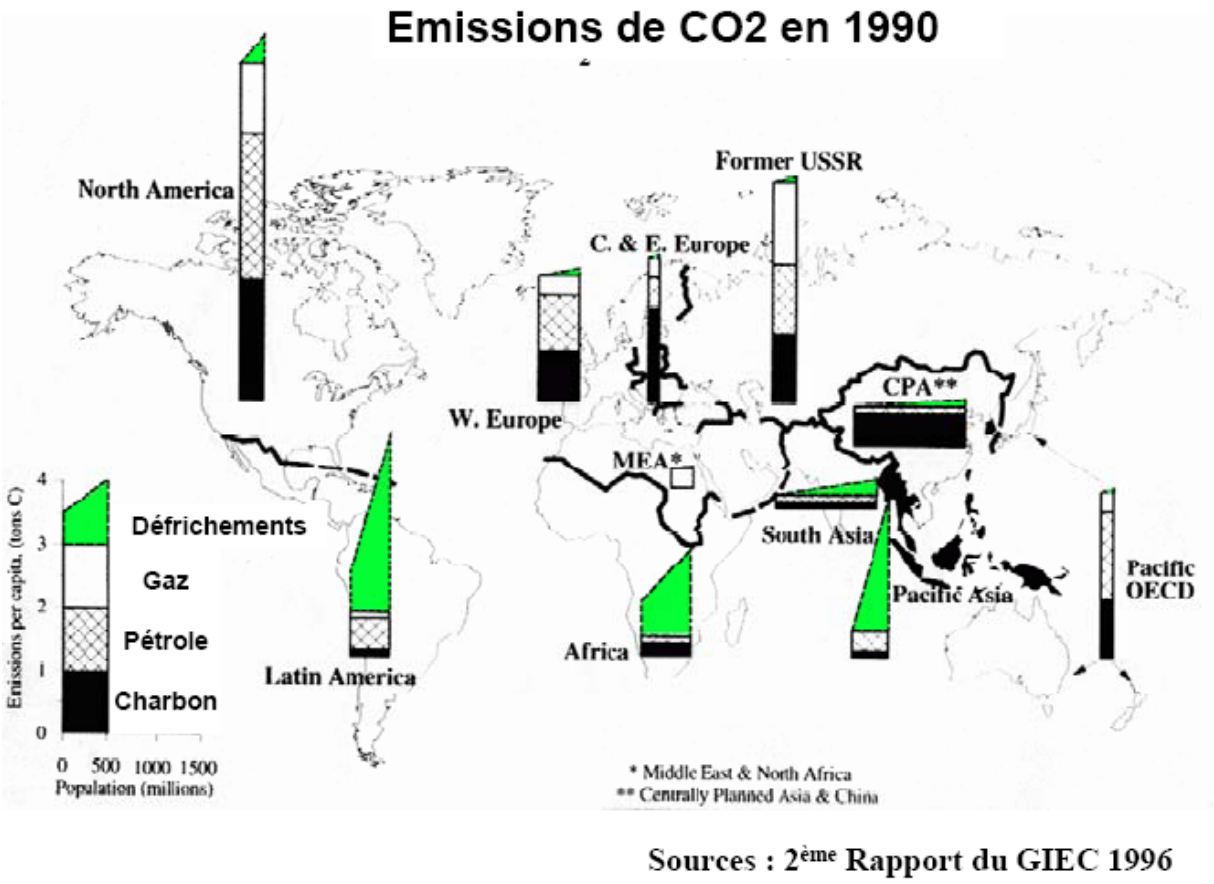
Source : d'après le troisième rapport du Giec de 2001.

En dehors de la concentration de vapeur d'eau dans l'atmosphère, sur laquelle on a peu de prise directe, le gaz carbonique est le plus important des GES.

1.2.1. Les émissions de gaz carbonique

Les émissions *nettes* de gaz carbonique proviennent essentiellement des combustibles fossiles dans l'hémisphère nord et des changements d'utilisations des terres dans les pays en développement (on entend par changement de l'utilisation des terres : la déforestation, la transformation des pâturages en terres labourées, l'urbanisation, mais aussi le reboisement, artificiel ou spontané de terres cultivées puis abandonnées, etc. (figure 7).

Figure 7 – Émissions annuelles totales de CO_2, en 1990, dans différentes parties du monde.

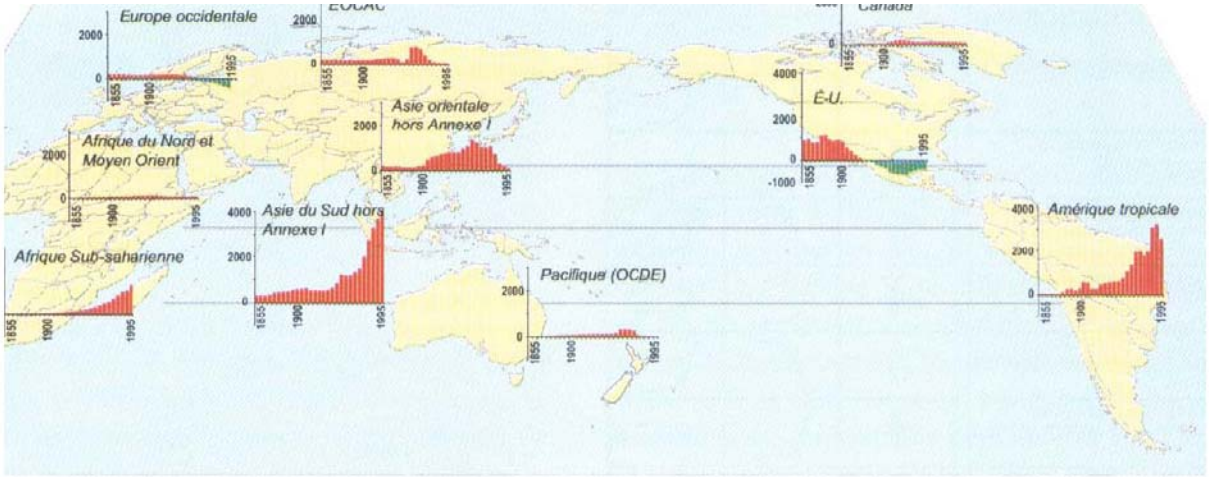


En abscisse figure le nombre d'habitants pour les diverses zones et en ordonnée les émissions, par habitant, provenant du charbon, du pétrole, du gaz naturel et des changements d'utilisation des terres (représentées sous forme de trapèzes à cause des fortes incertitudes). Celles provenant des changements d'utilisations des terres sont importantes, surtout dans les pays du Sud de la planète. En Afrique Sub-saharienne, les émissions d'origine fossile sont négligeables, alors que celles provenant des changements d'utilisation des terres pourraient avoisiner 1,75 tCO_2 par habitant.

Source : d'après le deuxième rapport du Giec (1996)[b].

La figure 8 montre l'évolution, depuis le début de la révolution industrielle, des émissions ou absorptions nettes de CO_2 des forêts des diverses régions du monde. On constate que les forêts des pays industrialisés, autrefois émettrices nettes de CO_2, ont maintenant des stocks de carbone qui augmentent (absorptions > émissions). En revanche dans les pays en développement, ces émissions n'ont augmenté significativement qu'au cours de la deuxième moitié du XX^{e} siècle.

Figure 8 – Les variations de stocks de carbone dans les forêts depuis le début de la révolution industrielles dans les différentes parties du monde



Source : Giec 2007.

1.2.2. Les cycles du carbone

L'augmentation des émissions de CO_2 dans l'atmosphère dépend tout à la fois des consommations de combustibles fossiles, de la substitution des combustibles fossiles par des biomasses végétales et d'autres formes d'énergie renouvelables, des variations de stocks de carbone dans la végétation (c'est-à-dire de la différence entre les émissions et les absorptions, ou des sources et des puits) et de la séquestration géologique du CO_2. Ces différents cycles sont imbriqués les uns dans les autres. Cette complexité conduit souvent à des approches partielles, parfois très éloignées de la réalité. Pour l'atmosphère, ce qui compte c'est la quantité nette de GES émises et les variations nettes de CO_2. C'est pourquoi nous détaillons ces cycles, car leur compréhension est nécessaire pour bien appréhender les points abordés par la suite : le captage et le stockage géologique du CO_2, (chapitres 2 et 3), le rôle des biomasses végétales comme source d'énergie (chapitre 4) et le rôle de variations de stocks en forêts (chapitre 5).

a. Les bilans des émissions de CO_2

En 1990 les émissions annuelles brutes de CO_2 d'origine fossiles s'élevaient à environ 6 milliards de tonnes de carbone (ou Pg de carbone), c'est-à-dire à 22 milliards de tonnes de CO_2,[2] Elles atteindraient maintenant 7,5 milliards de tC (27,5 milliards de tonnes de CO_2).

Les émissions brutes de la végétation sont environ 20 fois plus importantes que celles des combustibles fossiles, mais la végétation en reprend presque autant.

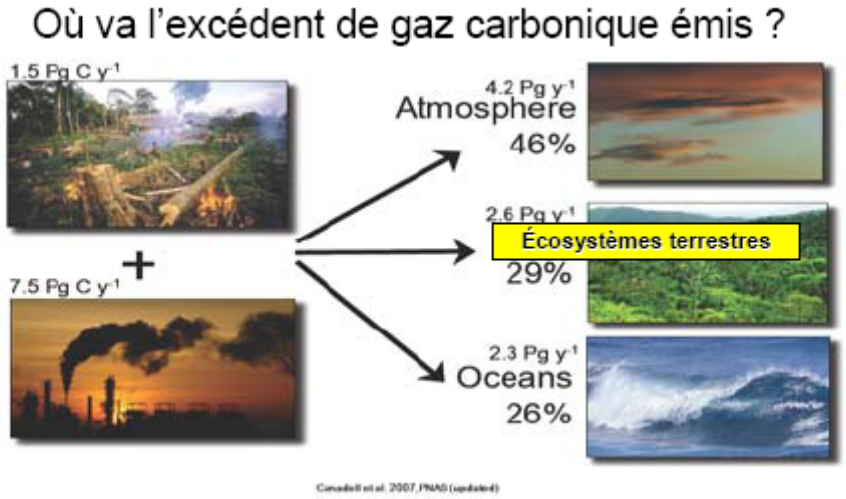
Celles provenant des défrichements atteindraient en revanche maintenant environ 1,5 milliard de tonnes de carbone (4,4 milliards de tonnes de CO_2) par an.

L'excédent de gaz carbonique émis dans l'atmosphère est repris en partie par les océans et la végétation terrestre, mais une partie reste dans l'atmosphère, ce qui accroît l'effet de serre (figure 9). Les absorptions annuelles nettes par la végétation du monde (par les forêts et les autres écosystèmes terrestres) s'élèveraient maintenant à environ 2,6 milliards de tC, soit environ 29 % des émissions nettes totales ; 1,5 $\pm$ 0,6 milliard de tC seraient absorbés dans l'hémisphère nord et 1,1$\pm$ 1 milliard de tC dans l'hémisphère sud.

[2] 1 tC génère 3,67 t de CO_2.

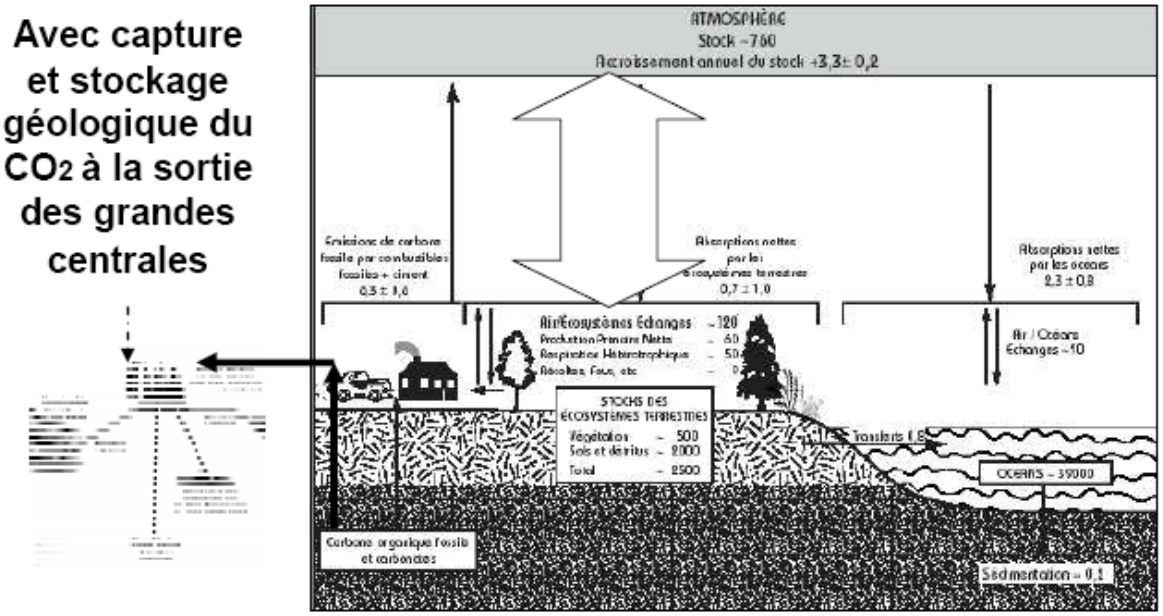
Les absorptions nettes par les océans atteindraient 26 %. Le restant, environ 46 %, resterait dans l'atmosphère, contribuant ainsi au renforcement de l'effet de serre (source : Ciais 2008).

Figure 9 – Une partie des excédents de CO_2 émis dans l'atmosphère est repris par les océans et les écosystèmes terrestres. Mais une partie reste dans l'atmosphère et augmente l'effet de serre.



La figure 10 montre les flux de CO_2 et les stocks de carbone dans les écosystèmes terrestres et marins. Les augmentations de stocks de carbone en forêt (ce que l'on appelle communément les « puits », mais il faudrait parler de différence entre « puits » et « source »), d'une part, et les stockages géologiques du CO_2 dans la croûte terrestre, d'autre part, devraient permettre d'absorber une partie des excédents des émissions de CO_2 qui s'accumulent dans l'atmosphère. Le stockage géologique sera certes en général plus coûteux que les déforestations évitées ou que l'augmentation des stocks en forêts. En revanche il est potentiellement beaucoup plus important.

Figure 10 – Les flux de CO_2 au niveau de la planète en 1990, sans stockage géologique (à droite) et avec le stockage géologique après captage du CO_2 à la sortie des grandes centrales et stockage (à gauche).



Les végétaux émettent environ 20 fois plus de CO_2 que les consommations de combustibles fossiles. Mais ce gaz carbonique est réabsorbé par la végétation. Le stockage géologique qui figure à gauche pourrait se réaliser dans des aquifères salins, dans d'anciens puits de pétrole ou de gaz. Les océans pourraient également servir au stockage du gaz carbonique, mais cette dernière solution n'est actuellement plus guère envisagée à cause des impacts sur les écosystèmes marins et du risque de non permanence du CO_2 dans les océans. Noter que les dimensions des rectangles représentant les stocks de carbone ne sont pas proportionnelles aux grandeurs réelles de ces stocks.

Source : d'après IPCC- Giec 2000.

b. Les émissions de CO_2 résultant de changements d'utilisation et d'affectation des terres

Lorsqu'il y a des changements d'utilisation des terres, les stocks de carbone dans la végétation et dans les matières organiques des sols varient également.

La figure 11 indique des stocks moyens de carbone en zones tempérées, dans les forêts, dans les prairies et dans les cultures, notamment en France en 1990. Le passage d'une forêt à une prairie fait perdre en moyenne 60 t de carbone (220 t de CO_2) par hectare au niveau de la végétation. En passant à une culture, on perd en outre de la matière organique au niveau des sols, environ 25 t de carbone par ha, mais beaucoup plus lentement à raison d'environ 1 t de carbone par ha et par an (figure 12).

L'examen de la figure 12 montre que, pour limiter le changement climatique, il est préférable d'éviter de déboiser avant de penser à boiser des terres. On montre par ailleurs aussi que lorsqu'il faut augmenter les productions alimentaires, mieux vaut d'abord augmenter les rendements, quand cela est localement et agronomiquement possible, plutôt que de mettre des forêts et des prairies en culture (Riedacker, 2008a et 2009b).

Le stock moyen de carbone d'une forêt sous-exploitée pourra augmenter pendant un certain nombre d'années. Mais, à long terme, le stock de carbone d'une forêt non exploitée et non perturbée par des incendies, des tempêtes ou des insectes ravageurs, n'augmente plus guère.

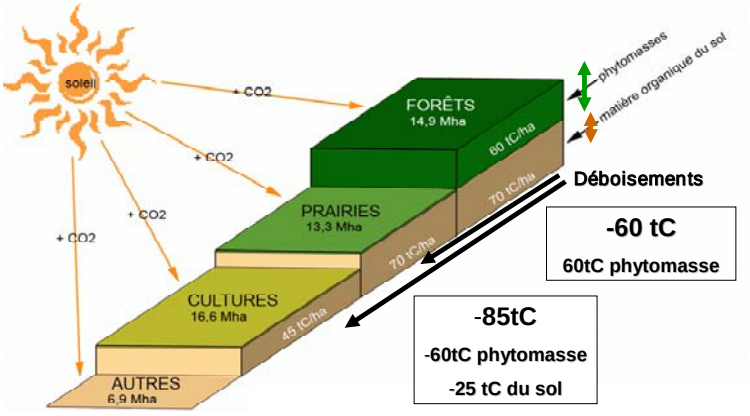
En revanche le stock de carbone d'une forêt sur exploitée diminue. Mais on continuera de l'appeler « forêt » tant que le couvert végétal à l'âge adulte sera potentiellement supérieur à un certain niveau (10 à 30 % selon les définitions), c'est-à-dire tant qu'elle ne sera pas défrichée pour faire place à une culture ou une prairie.

Sous les tropiques humides les stocks moyens de carbone des forêts vierges peuvent atteindre 150 à 200 t, trois fois plus en moyenne que dans les forêts exploitées des zones tempérées. Mais quand on commence à exploiter la forêt, le stock moyen diminue (figure 13). Les récoltes moyennes par ha et par an en forêts tropicales naturelles sont cependant généralement bien inférieures à celles en zones tempérées. En revanche les plantations d'eucalyptus peuvent maintenant fréquemment atteindre des productions moyennes supérieures à 20 t de MS par ha et par an, nettement supérieures aux productions moyennes de peupliers en zones tempérées.

Les stocks de carbone des forêts surexploitées (dégradées) sur des surfaces qui seront ensuite défrichées sont en général plus faibles. Ainsi dans l'arc de la déforestation de la forêt amazonienne du Brésil, les stocks moyens des forêts surexploitées, qui seront ensuite remplacées par des cultures de soja, sont inférieurs à ceux de la forêt française ! On y récolte en général les essences intéressantes à bois durs et de densité élevée, en délaissant celles peu intéressantes, souvent de très faible densité. Pour passer aux cultures, on y met alors généralement le feu. Ce qui non seulement déstocke le carbone restant, mais génère également du méthane et du monoxyde de carbone intervenant directement, ou indirectement *via* la formation d'ozone troposphérique, dans le renforcement de l'effet de serre.

En fin de compte au lieu de passer à des cultures de soja, on peut également passer à des palmeraies à huile (sauf sur tourbières) qui non seulement stockent plus de carbone que les cultures annuelles, mais produisent également plus d'huile que le soja. Cette huile peut être utilisée à des fins alimentaires, (l'essentiel des destinations des productions de l'Asie du Sud-Est), ou encore comme biocarburant (figures 13 et 14).

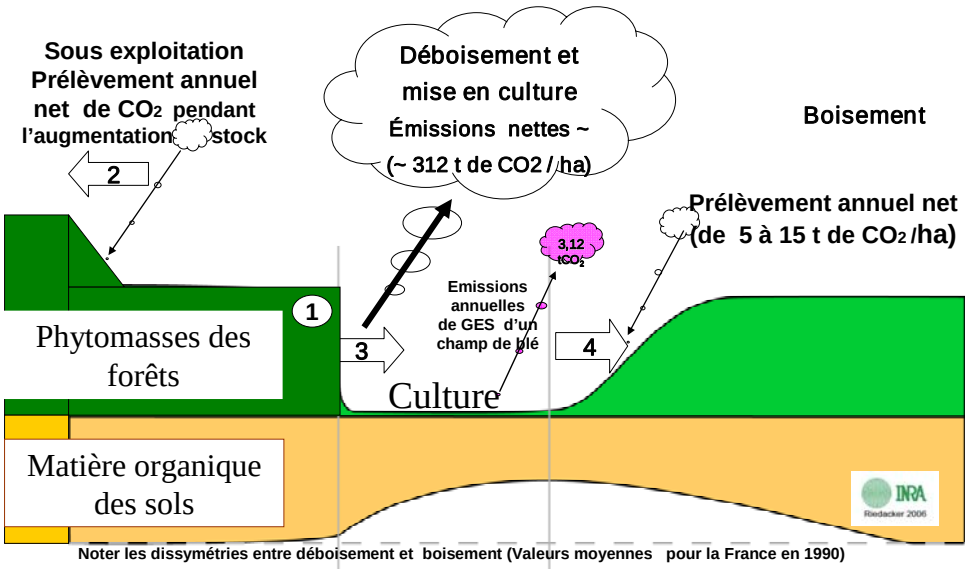
Figure 11 – Stocks moyens de carbone par hectare dans les biomasses végétales et dans les matières organiques des sols dans divers écosystèmes français.



Les changements d'utilisation des terres modifient les stocks moyens de carbone. En passant d'une forêt à des prairies ou à des cultures, on assiste à des émissions nettes de CO_2, alors que le boisement ou le retour à la prairie de terres cultivées conduisent à des absorptions nettes de carbone, donc de CO_2.

Valeurs moyennes pour la France métropolitaine, cf. Riedacker rapport à l'ADEME 2006 et Riedacker, 2006.

Figure 12 – Évolution des stocks moyens de carbone par ha dans les biomasses végétales et dans les matières organiques des sols pour diverses gestions et divers changements d'utilisations des terres :



1. lors d'une gestion durable des forêts, c'est-à-dire ne prélevant que l'accroissement moyen annuel des forêts de manière à ce que le stock moyen de carbone dans les arbres reste constant ;

2. lors d'une sous-exploitation des forêts (prélèvements moyen annuel inférieur à la croissance) ;

3. lors d'un défrichement, c'est-à-dire d'une conversion d'une forêt en terre cultivée. Le stock de carbone des biomasses des arbres diminue presque instantanément, alors que celui des matières organiques des sols ne diminue qu'à raison d'environ 1 t de C par ha et par an, mais pendant environ 25 ans. Lorsqu'on y installe une culture de blé correctement conduite donnant 75 quintaux de blé par ha, on obtient une émission de GES d'environ 3,12 t d'équivalent CO_2 par ha et par an, c'est-à-dire environ 100 fois plus faible que celle résultant d'un défrichement d'un hectare de forêt moyenne.

4. lors d'un boisement d'une terre précédemment cultivée. Les stocks moyens de carbone augmentent alors de nouveau, mais très lentement. L'augmentation des stocks dans les matières organique augmente à une vitesse environ deux fois plus faible, en valeur absolue, que la diminution du stock après défrichement.

Source : Riedacker, 2006.

Figure 13 – Ordres de grandeurs, sous les tropiques humides et en zone tempérée, des stocks moyens de carbone dans les biomasses végétales et dans les matières organiques des sols pour diverses formations ligneuses qualifiées de « forêts » sous le vocabulaire de la convention sur le climat. Des ordres de grandeurs pour les récoltes de biomasses (en t de matière sèche pour le bois, ou en tonne d'huile) sont également indiquées.

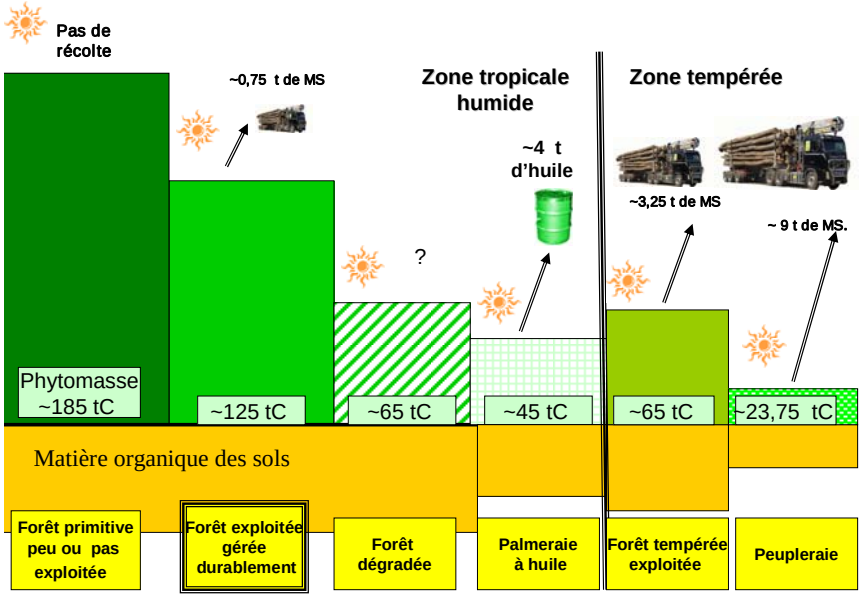
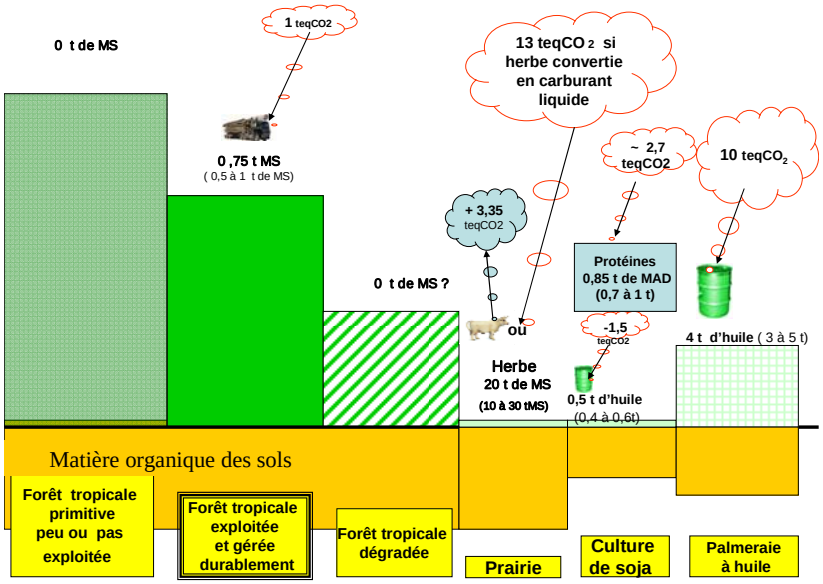


Figure 14 – Diverses utilisation des terres sous les tropiques humides et conséquences pour les émissions de GES, quand les stocks moyens de carbone des phytomasses et des sols restent constants. Y figurent également les pâturages et la culture de soja.



Source : Riedacker, 2009 b.

c. Les émissions lors des utilisations de combustibles fossiles ou de biomasses végétales dans la production d'énergie, avec ou sans captage et stockage géologique du CO_2

Les utilisations des biomasses végétales renouvelées pour la production d'énergie n'augmentent pas les concentrations de CO_2 dans l'atmosphère, puisque le CO_2 émis par les conversions de biomasses est réutilisé pour fabriquer de nouvelles biomasses végétales grâce à la photosynthèse. À stock moyen de biomasses constant, les émissions nettes de CO_2 sont nulles, peu importe que les biomasses proviennent de forêts, de plantes herbacées ou d'algues. Il n'y a alors qu'une bioconversion de l'énergie solaire en énergie biochimique avec recyclage du CO_2 (émis lors des combustions ou des décompositions à l'air libre) des biomasses récoltées (figure 14).

Les combustibles fossiles et les biomasses renouvelées (alimentaire ou non alimentaires) présentent deux différences fondamentales ; contrairement aux énergies fossiles l'utilisation de ces biomasses ne génère pas d'émissions nettes de CO_2 (figures 15 et 16), mais leurs productions requièrent des surfaces pour convertir l'énergie solaire. Ces différences doivent être soulignées. Elles sont particulièrement importantes au niveau planétaire notamment pour les pays n'ayant que peu de surfaces agricoles cultivables et de faibles superficies de forêts exploitables. Quand les biomasses alimentaires ou non alimentaires sont importées, leur production exige également des surfaces, mais dans d'autres parties du monde, ce que l'on ne peut ignorer.

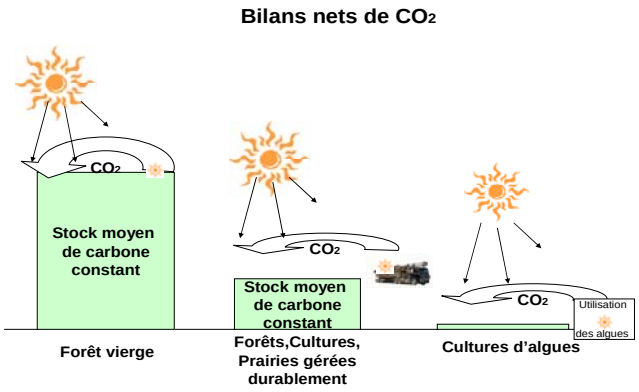
Quand le CO_2 capté dans les centrales puis stocké dans la croûte terrestre est issu de biomasses renouvelées, il y a un prélèvement net de CO_2 dans l'atmosphère (figure 16). En revanche quand il provient des combustibles fossiles, les émissions ne sont seulement nulles (figure 17). Dans les deux cas, il est nécessaire de consommer de l'énergie (jusqu'à 30 % de l'énergie produite) essentiellement pour capter le CO_2 émis par les centrales, mais aussi pour transporter ce gaz puis le stocker dans la croûte terrestre. Le captage et le stockage du CO_2 issu des biomasses sera donc surtout intéressant quand l'énergie supplémentaire nécessaire à cette fin peut être fournie par du charbon. Sinon il faut produire davantage de biomasses, ce qui en général nécessite d'y consacrer des surfaces plus importantes. Il peut également devenir intéressant de capter et de stocker dans ces conditions le gaz carbonique issu de la conversion du sucre en éthanol, près de la moitié du carbone des sucres partant en CO_2 lors de cette fermentation.

C'est pour ces diverses raisons qu'il est toujours préférable de réduire d'abord les besoins en énergie[3], surtout quand celles-ci proviennent de combustibles fossiles ou de biomasses renouvelées. Quand elles proviennent de biomasses non renouvelées (ou qui pourraient être détruites pas des incendies, il peut être préférable de les utiliser même avec un rendement moins élevé (ce qui peut éviter ou abaisser les coûts d'investissement) plutôt que de ne pas les utiliser. Il faut alors également tenir compte de la demande énergétique locale.

Quand, au lieu de consommer des biomasses renouvelées, on utilise des biomasses issues par exemple de défrichements, les émissions nettes de CO_2 par tep à la sortie de la chaufferie sont voisines de celles du charbon (plus de 4 t de CO_2 par tep). Mais quand on se place au niveau planétaire, comme cela s'impose quand on veut lutter contre les changements climatiques, si ces biomasses devaient de toute façon se dégrader – être brûlées ou pourrir à l'air libre – mieux vaut les utiliser à la place de charbon ou de pétrole.

[3] C'est également vrai pour l'énergie alimentaire.

Figure 15 – Les émissions nettes de CO_2 des bioénergies à partir des biomasses.



Quand le stock moyen de carbone dans les biomasses et dans le sol des forêts, des prairies, des champs ou des algues des lagunes reste constant, l'utilisation des biomasses n'induit pas d'émissions nettes de CO_2, Il a seulement une bioconversion de l'énergie solaire. En récoltant les accroissements nets des plantes et des algues on peut, en revanche, remplacer des énergies fossiles et ainsi réduire les émissions nettes de CO_2.

Figure 16 – Les émissions nettes de CO_2 des biomasses, sans ou avec stockage géologique du CO_2 émis par les chaufferies

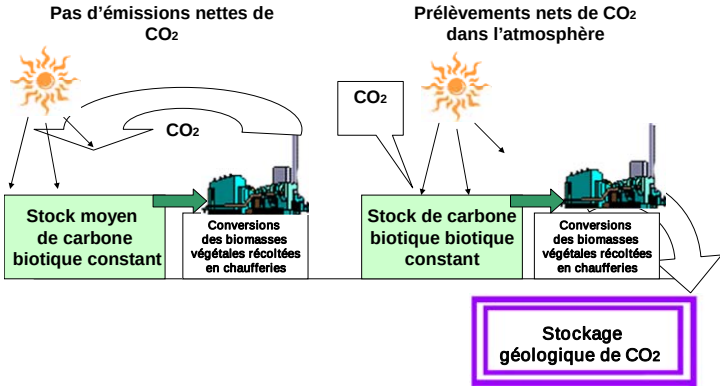
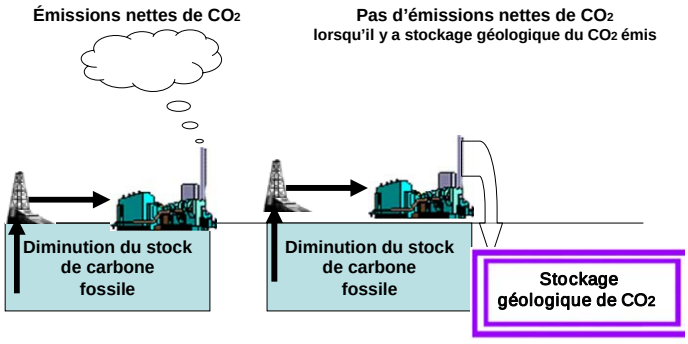


Figure 17 – Les émissions nettes de CO_2 des énergies fossiles, sans ou avec stockage géologique du CO_2 émis par les chaufferies



1.2.3. Les autres gaz à effet de serre (cf. figure 6)

Le gaz carbonique est le plus important GES. Il sert de référence pour comparer les effets radiatifs des divers autres gaz émis. Le Giec donne des valeurs pour caractériser les

effets radiatifs des autres gaz en équivalent CO_2 mais en tenant compte des durées de vie différentes de ces différents gaz : cela implique aussi d'indiquer l'*horizon auquel on se réfère.*

a. Le méthane

À 100 ans son effet est, à poids égal, 23 fois plus important que celui du CO_2. (PRG à 100 ans, ou Potentiel de réchauffement global à l'horizon de 100 ans). Mais pour un horizon de 20 ans, ce PRG est 62. À 50 ans, le nouvel horizon apparu depuis 2001 avec l'obligation de stabilisation du climat, d'ici à 2050, ce PRG est de 42, c'est-à-dire presque deux fois plus important que ce que l'on considérait jusqu'à présent en prenant un horizon de 100 ans (Le Treut, Dessus et Laponche, 2008).

La réduction des émissions de méthane issues des décharges, des mines et des élevages prend ainsi un poids plus important.

b. Le protoxyde d'azote

Ce gaz a durée de vie semblable au gaz carbonique. À l'horizon de 100 ans son impact est, à poids égal, 296 fois plus actif que celui du gaz carbonique[4]. Les émissions de ce gaz sont importantes dans la fabrication du nylon et dans l'industrie des nitrates, où l'on peut les réduire moyennant des consommations d'énergie légèrement plus élevées. On peut aussi éviter les émissions de ce gaz en traitant correctement les lisiers des élevages industriels.

c. Les CFC, les HFC et les autres gaz de synthèse

Les chlorofluorocarbones (CFC) de l'industrie du froid et des mousses isolantes, les hydrofluorocarbones (HFC) fabriqués tout comme les perfluorocarbones (PFC) pour remplacer les CFC à cause de leur moindre nocivité pour la couche d'ozone, ainsi que l'hexafluorure de soufre (SF6) utilisé dans l'industrie électronique sont des gaz de synthèse à potentiel de réchauffement beaucoup plus important que ceux des gaz évoqués précédemment. Leur PRG peut être plusieurs milliers de fois plus important. Les CFC sont seulement comptabilisés sous le protocole de Montréal et non sous la Convention sur le climat. Mais ils sont peu à peu éliminés, à cause des engagements pris sous le protocole de Montréal, et remplacés par des HFC. Ces derniers sont moins nocifs pour la couche d'ozone, mais ont des PRG également très élevés et sont comptabilisés sous la convention climat (Giec et GTE 2005).

d. L'ozone troposphérique

L'ozone troposphérique est également important à considérer même si ce gaz n'a pas été retenu dans la liste des gaz à réduire sous le protocole de Kyoto, car sa formation est difficile à prévoir. Le monoxyde de carbones (qui résulte des mauvaises combustions des voitures, des chaudières et surtout des feux de forêts et de savane) est en partie responsable de sa formation.

Les émissions de protoxyde d'azote et de gaz de synthèse, (hors ceux, comme les CFC comptabilisés sous le protocole de Montréal, et d'ozone troposphérique auraient été responsables en 1990 de l'ordre de 20 % de l'effet de serre additionnel comptabilisé sous la Convention sur le changement climatique.

[4] Pour la première période d'engagement sous le protocole de Kyoto, les comptabilités des Nations unies utilisent encore les PRG publiés en 1996, un peu différents de ceux publiés par le Giec en 2001.

e. Les autres facteurs impliqués dans le réchauffement : les aérosols, l'albédo et l'évaporation

Les aérosols – Ce sont de fines particules (de 0,01 à 10 µm) en suspension dans l'air : des sulfates émis par les volcans, des cristaux de sodium et de chlore formés à partir de l'assèchement des embruns marins, des particules émises par les centrales thermiques, par les feux de savanes et de forêts, etc. Ils modifient également le bilan thermique de la planète : les sulfates émis par les volcans réfléchissent la lumière incidente du soleil et refroidissent donc localement le climat : les éruptions volcaniques, comme celle du Pinatubo en Indonésie, ont permis de le confirmer. Les suies ou poussières noires absorbent au contraire les rayonnements et contribuent par conséquent au réchauffement. À la différence des GES, ils ne s'accumulent cependant pas dans l'atmosphère. Leur durée de vie n'est en général que de quelques jours : ils sont éliminés par les pluies. L'effet direct des aérosols est globalement négatif. Sans eux le réchauffement attendu par suite de l'augmentation des concentrations de GES dans l'atmosphère pourrait être plus important. Le forçage négatif dû aux effets indirects des aérosols sur les nuages peut être important, mais il est encore mal quantifié. C'est pourquoi les aérosols n'ont pas été pris en compte pour la première période d'engagement sous le Protocole.

L'albédo des couvertures végétales et les bilans thermiques – Les corps noirs absorbent tous les rayonnements qu'ils reçoivent, alors que les surfaces blanches (la neige, les glaciers, les toits blancs des maisons des régions chaudes) en réfléchissent une très grande partie ; c'est ce qu'on appelle l'albédo. La disparition des glaces augmentera le réchauffement en réduisant cette réflexion. Les changements de couverture végétale des sols modifient simultanément l'albédo et l'évaporation, donc les bilans thermiques locaux

f. Les bilans des émissions provenant des utilisations et des changements d'utilisation des terres

Il faut toujours considérer les bilans à l'échelle de tout l'espace rural et de toute la planète. Les approches ne considérant que les variations au niveau des champs conduisent généralement à des diagnostics erronés pour le climat (Riedacker, 2008b et c).

L'augmentation des rendements en blé en France a augmenté un peu les émissions de protoxydes d'azote et de CO_2 attribuable à la production et au transport des engrais. Mais sans ces augmentations de rendements, il aurait fallut défricher plus de 13 M ha de terres, pour augmenter de manière identique la production totale de blé. Il aurait donc fallut défricher, en France ou ailleurs dans le monde, une surface comparable à celle des forêts de la France métropolitaine. En cas de défrichement de la forêt cela aurait conduit à l'émission de plus de 4 milliards de tonnes de CO_2 et supprimé toutes les récoltes annuelles de bois sur cette surface (Riedacker, 2006 et 2008a).

La diminution des émissions de ce gaz doit donc être recherchée en appliquant mieux les engrais organiques et minéraux, mais en évitant de le faire au détriment des rendements, et plus généralement au détriment de l'efficacité territoriale.

Quand il faut augmenter les productions de biomasses végétales alimentaires, on peut en effet soit augmenter les rendements agricoles soit défricher des prairies ou des forêts. Les émissions annuelles de GES résultant de cultures, même fortement fertilisées, sont cependant en général relativement faibles, environ une centaine de fois inférieures aux émissions résultant des changements des stocks de carbone consécutifs à un défrichement moyen. Aussi est-il préférable, quand il s'agit de limiter ou de retarder les émissions de GES, de chercher tout d'abord à maximiser les productions des cultures agricoles et forestières par ha,c'est-à-

dire leur efficacité territoriale, sous réserve que cela soit acceptable pour l'environnement local et la santé humaine. (Riedacker, 2008).

Sans entrer davantage dans les détails il convient d'insister ici sur le fait que les émissions de GES provenant des cultures ne doivent pas être considérées de la même façon que celles résultant des autres activités, notamment des élevages ou des activités industrielles.

1.3. Les émissions de GES de la Nouvelle–Calédonie

Les inventaires des émissions de GES de la France au titre de la Convention cadre des Nations unies sur le changement climatique (CCNUCC) sont réalisés par le Citepa (http://www.citepa.org).

La couverture géographique de ces inventaires pour la CCNUCC comprend la métropole (MT), les départements d'outre-mer (DOM), c'est-à-dire la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique et la Réunion, les Collectivité d'outre-mer (COM) c'est-à-dire Mayotte, Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis-et-Futuna, et la Polynésie française) ainsi que la N.-C. Mais seule la métropole et les DOM entrent dans le périmètre retenu sous le protocole de Kyoto.

En 2007 le PIB de cet ensemble atteignait 1938,4 milliards d'€, dont 1892,2 milliards d'€ en métropole, (soit près de 97,6 % du PIB total), 34,4 milliards d'€ dans les DOM (environ 1,8 % du PIB total), et 11,7 milliards dans l'ensemble « COM et N.-C. » (0,6 % du PIB total). Le PIB du périmètre Kyoto (métropole + DOM) est donc de 99,4 % de l'ensemble de la couverture géographique considérée pour la France.

Avec un PIB 5,8 milliards d'€, la N.-C. atteint 0,3 % de l'ensemble, soit pratiquement la moitié de l'ensemble « N.-C. + COM).

Les données utilisées sont extraites du rapport du Citepa remis en mars 2009 (Rapport CCNUCC, Ref. Citepa 770 / Convention MEDDAT n° 696) http://www.citepa.org). Mais elles ont été présentées de manière différente, avec des calculs complémentaires, afin de faire apparaître la place des émissions de l'ensemble « N.-C. et des Communautés d'outre-mer » (N.-C. + COM).

Les émissions de GES fournies par la France à la CCUNCC concernent, d'une part, le périmètre de Kyoto (métropole et DOM), la métropole, les DOM (non individualisés dans le tableau ci-dessous) et l'ensemble « N.-C. + COM ». Mais il faut souligner que ces valeurs ne tiennent pas compte des émissions ou réductions d'émissions pour l'utilisation des terres, les changements d'utilisation des terres et les forêts (UTCF) mentionnées seulement dans le tableau 3.

Entre 1990 et 2007, les émissions de GES ont diminué de 5,6 % pour l'ensemble soumis à la contrainte Kyoto (métropole + DOM), de 6,5 % en métropole, mais elles ont augmenté de 73,4 % dans les DOM et de 63,5 % dans l'ensemble « N.-C. + COM ».

Par habitant (mais cet indicateurs doit être utilisé avec de fortes réserves[5]), les émissions de GES ont, entre 1990 et 2007, fortement diminué ; de 13,6 % pour l'ensemble soumis à la contrainte Kyoto (métropole + DOM), de 20,6 % en métropole. Elles ont en

[5] Cette valeur est à prendre avec précautions pour les petits ensembles où dominent, comme en Islande, au Groenland ou en N.-C., des industries très intensives en carbone. Cela ne reflète pas les émissions réelles des consommations de ces ensembles, car les produits de ces industries sont exportés. Ces comptabilités ne prennent pas non plus en compte les émissions des produits importés. Les paradis fiscaux ou les pays spécialisés dans les activités bancaires ont, de ce fait, des émissions par habitant plus faibles, car elles n'ont pas d'industries lourdes ou fortement intensives en carbone. De plus elles ne comptabilisent pas les émissions des produits importés. (Cf. également « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie »).

revanche augmenté de 36,8 % dans les DOM et de 10,7 % dans l'ensemble « N.-C. + COM ». Elles sont passées respectivement de 9,6 à 8,3 teqCO_2, dans le périmètre de Kyoto, de 9 à 7,2 teqCO_2 en France métropolitaine, de 5,7 à 7,8 teqCO_2 dans les DOM et de 6 à 6,6 teqCO_2 dans l'ensemble « N.-C. + COM ».

On notera que les émissions pour l'ensemble des Communauté d'outre-mer et la N.-C. représentent moins de 1 % de l'ensemble des émissions « métropole + DOM » déclarées sous le protocole de Kyoto. En 1990 elles ne représentaient que 0,5 % de ces émissions. C'est pourquoi les émissions ne sont pas détaillées davantage dans les inventaires du Citepa. Dans cet ensemble 70 à 90 % des émissions de CO_2 proviennent vraisemblablement de la N.-C. (communication personnelle).

Les émissions de Nouvelle-Calédonie et des COM sous le format UNFCCC

Hors prise en compte des changements d'utilisation des terres, les émissions de la N.-C. et des COM ont augmenté de 63 ,5% (+1,8 Mt d'équivalent CO_2) entre 1990 et 2007. Dans cette comptabilité l'essentiel de cette augmentation est attribuable à l'augmentation des émissions de gaz carbonique (+1,7 Mt), c'est-à-dire à l'industrie, aux transports et à la production d'électricité.
Les émissions de méthane provenant des décharges et des fermentations entériques des ruminants ont peu varié.
Les émissions de HFC, comptabilisés sous la Convention climat, ont augmenté de 0,1 Mt d'équivalent CO_2. Cela provient du fait qu'ils remplacent des CFC, comptabilisés seulement sous le protocole de Montréal malgré leur contribution au réchauffement climatique et non sous le protocole de Kyoto. Il conviendrait donc de suivre plus précisément l'évolution des émissions des HFC et de chercher à réduire les fuites.
Ces inventaires pourraient être précisés davantage par le Citepa[6].

D'après le MEDDAT (cf. Présentation des défis énergétiques : économies d'énergies et développement des énergies renouvelables - Sous direction climat et qualité de l'air, 26 mai 2009) les émissions de la France atteignent actuellement environ 550 MteqCO_2 avec une consommation de 276 Mtep. Celles de l'Union européenne atteindraient environ 5 000 MteqCO_2 avec une consommation de 1 815 Mtep. Les émissions mondiales atteindraient environ 40 000 MteqCO_2 pour une consommation de 11 434 tep.

D'après ces comptabilités, les émissions de GES de la N.-C. représentent donc moins de 1 % des émissions de la France, moins de 0,1 % de celles de l'Union européenne et moins de 0,01 % de celles du monde.

[6] Cet organisme peut, sur commande, réaliser des inventaires plus précis, notamment pour les collectivités territoriales.

Tableau 2 – Émissions en France, en 1990 et en 2007, des six GES retenus sous le protocole de Kyoto

	Émissions de GES			
Types de GES et évolution entre 1990 et 2007	**(1) Sous le protocole de Kyoto (métropole + DOM)**	**(2) En métropole**	**(3) En « Nouvelle-Calédonie + COM»**	
			en valeur	**en % de l'ensemble « métropole + DOM »[7]**
Émissions sous le protocole de Kyoto[8] en 1990 en Tg CO_2eq	564	556	2,9	0,5 %
Émissions sous le protocole de Kyoto en 2007 Tg CO_2eq	531	520	4,7	0,9 %
Évolution 2007/1990 (en %)	-33 (-5,6 %)	-36 (-6,5 %)	+1,8 (+ 63,5 %)	
Émissions de CO_2eq , en Tg, en 1990	393	391	2,2	0,6 %
Émissions de CO_2 en Tg, en 2007	397	388	3,9	1 %
Écart des émissions de CO_2, 2007/1990 en Tg (en %)	+4 (+0,3 %)	-3 (-0,8 %)	+1,7 (+ 79,4 %)	
Émissions de CH_4[9], en 1990, en Tg CO_2eq	68	64	0,4	0,6 %
Émissions de CH_4 en 2007, en Tg CO_2eq	54	53	0,4	0,7 %
Écart des émissions de CH_4, 2007/1990 en Tg CO_{2e} (en %)	-14 (-17,6 %)	-11 (-17,6 %)	Inchangé	
Émissions de NO_2, en 1990 hors UTCF (avec UTCF), en Tg CO_{2e},	93	91 (95)	0,3	0,3 %
Émissions de NO_2, en 2007 hors UTCF (avec UTCF), en Tg CO_{2e}	64	64 (66)	0,2	0,3 %
Écart des émissions de NO_2 hors UTCF, 2007/1990 en Tg CO_{2e} (en %)	-29 (-30,1 %)	-27 (30,2 %)-	-0,1 -9,5 %	
Émissions de HFC, en 1990 en Tg CO_{2e}	3,7	3,7	0	0 %
Émissions de HFC en 1997 en Tg CO_{2e}	14,3	14	0,1	0,6 %
Écart des émissions de HFC, 2007/1990 en Tg CO_2eq (en %)	+10,6 (+290 %)	+10,3 (+282 %)		
Émissions de PFC en 1990 en Tg CO_2eq	4,3	4,3	0	0 %
Émissions de PFC en 1997	0,9	0,9	0	0 %

[7] Ces pourcentages ont été arrondis, compte tenu de l'imprécision des mesures de certaines émissions dont le poids total, par rapport à l'ensemble des émissions, est faible.
[8] Déclarées par la France pour la métropole et les DOM, donc sans les COM ni la N.-C. Ces valeurs ne tiennent pas compte des émissions ou réductions d'émissions – pour l'utilisation des terres, les changements d'utilisation des terres et les forêts (UTCF) – qui sont prises en considération à part pour la période 2008-2012.
[9] Ces valeurs sont peu différentes des émissions de CH_4 avec UTCF.

en Tg CO_2eq				
Écart des émissions de PFC, 2007/1990 en Tg CO_2eq (en %)	-3,4 (-78 %)	-3,4 (-78 %)		
Émissions de SF_6 en 1990 en Tg CO_2eq	2,1	2	0	0 %
Émissions de SF_6 en 1997 en Tg CO_2eq	1,1	1,1	0	0 %
Écart 2007/1990 des émissions de SF_6 en Tg CO_2eq (en %)	-1 (-47 %)	-0,9 (-47 %)		

Émissions en Mt d'équivalent CO_2 (Mt d'équivalent CO_2 ou Tg de CO_2eq) ; (1) au titre du protocole de Kyoto, (France métropolitaine + départements d'outre-mer ou DOM, (2) pour la métropole et (3) pour l'ensemble « Communautés d'outre-mer et N.-C. » ou « COM + N.-C. ».

Source : d'après le rapport du Citepa 2009.

Les valeurs du tableau 3 permettent d'avoir un aperçu de la contribution des forêts et des changements d'utilisation des terres dans la lutte contre le changement climatique. Mais elles ne sont pas pertinentes pour la comptabilité très spéciale des variations de stocks de carbone sous le protocole de Kyoto, entre 2008 et 2012, comme cela est précisé par ailleurs dans le chapitre 5 et dans « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie ».

Tableau 3 – Évolutions, entre 1990 et 2007, des émissions de GES (six gaz) exprimées en Mt d'équivalent CO_2 ou Tg de CO_2eq, avec UTCF, (mais non pertinentes pour le protocole de Kyoto entre 2008 et 2012)

Types de GES et évolution entre 1990 et 2007	Sous le Protocole (métropole +DOM)	En métropole	Dans les DOM	Dans les « COM + Nouvelle-Calédonie »	
CO_2eq avec UTCF en 1990	35110	344	1,2	8,2	2,2 %
CO_2q avec UTCF en 2007	321	309	7,6	8,5	2,6 %
Écart 2007/1990 pour le CO2 avec UTCF (en %)	-30 (-8,6 %)	-35 (-10,3 %)		+0,3 (+6,2 %)	

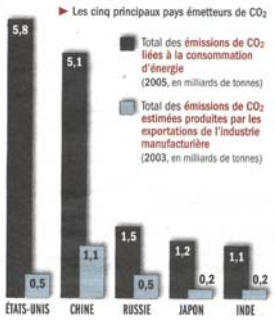
Il faut aussi préciser que ces inventaires ne recensent pas les émissions des produits importés et ne soustraient pas les émissions des productions réalisées pour l'exportation. Le Japon importe en bois l'équivalent de la production annuelle de la forêt de la France métropolitaine, c'est-à-dire ce qui est produit sur environ 15 M ha. L'Union européenne importe par ailleurs l'équivalent de 15 M d'ha de soja. En toute rigueur, il faudrait comptabiliser les émissions qui résultent des productions de soja dans ces pays et des déboisements correspondants. La Chine importe aussi des produits, par exemple du soja produit sur des surfaces égales à celles utilisées pour la production d'éthanol-carburant, ex canne à sucre au Brésil, etc.

De même on ne soustrait pas dans cette comptabilité les émissions de produits exportés. La figure 18 ci-dessous montre que, même pour des grands pays, les émissions résultant de production destinées à l'exportation de produits manufacturés peuvent ne pas être

[10] Valeurs ne concernant pas le protocole de Kyoto (cf. « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie ». pour la comptabilité spéciale).

négligeables. Les délocalisations des industries fortement intensives en carbone réduisent également les émissions dans les pays où ces activités disparaissent, mais elles augmentent ailleurs.

Figure 18 – Les émissions de CO_2 des cinq principaux émetteurs de GES en 2005 résultants de la consommation d'énergie fossile et les estimations produites par les exportations des industries manufacturières.



Source : *Courrier international*, 2007.

En N.-C., il faudrait comptabiliser les émissions des produits alimentaires importés comme celle des laitages et autres, et défalquer les émissions liées à la production de nickel, qui n'est évidemment pas consommé par les habitants de la N.-C.

Il ne faut donc pas confondre les inventaires des émissions de GES sous le format des Nations unies, destinés à permettre l'obtention de réductions d'émissions vérifiables, avec les inventaires des émissions réelles moyennes par habitant dans un pays ou sur un territoire donné (cf. également « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie »).

Bibliographie

RAPPORTS du GIEC – http://www.ipcc.int/

QUATRIEME RAPPORT D'EVALUATION, 2007

Rapport de synthèse des groupes I, II et III (en français), 102 p.

Rapports des groupes de travail

Groupe III – *L'atténuation du changement climatique, Résumé à l'intention des décideurs et résumé technique* (en français) 119 p. *Mitigation of Climate Change* Complete Report with 13 chapters (Rapport complet seulement en anglais) 841 p.

Groupe II – *Impacts, adaptations et vulnérabilité*, Résumé à l'intention des décideurs et résumé technique (en français) 93 p. Impacts, Adaptation and Vulnerability, (Rapport complet seulement en anglais).

Groupe I – *Les bases scientifiques et physiques*. Résumé à l'intention des décideurs et résumé technique (en français). *The Physical Science Basis*, (Rapport complet seulement en anglais).

TROISIEME RAPPORT D'EVALUATION, 2001 (même structure que pour le 4e rapport).

DEUXIEME RAPPORT D'EVALUATION, 1995 (structure peu différente des autres rapports).

+ Document de synthèse des informations scientifiques et techniques relatives à l'interprétation de l'article 2 de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques Contributions des Groupes I, II et III.

PREMIER RAPPORT D'EVALUATION, 1990.

RAPPORT SPECIAUX DU GIEC (liste non exhaustive)

– *Piégeage et stockage du dioxyde de carbone*, 2005 – Résumé pour décideur et Résumé technique (en français), 52 p. *Carbon capture and storage* (Rapport complet seulement en anglais).

– *Préservation de la couche d'ozone et du système climatique planétaire : Questions relatives aux hydrofluorocarbures et aux hydrocarbures perfluorés*, 2005 – Résumé pour décideur et Résumé techniques (en français) 52 p. (Rapport conjoint du Giec et du Gete) *Safeguarding the Ozone Layer and the Global - Climate System : Issues Related to Hydrofluorcarbons and Perfluorocarbons* (Rapport complet seulement en anglais).

– *Utilisation des terres, changements d'utilisation d'affectation des terres et foresterie*, 2000 – Résumé pour décideur et Résumé techniques (en français) *Land use, Land-Use Change and Forestry*, (Rapport complet seulement en anglais).

– *Scénarios d'émissions*. Résumé pour décideur et Résumé techniques (en français) *Emissions Scenarios*, (Rapport complet seulement en anglais).

RAPPORT METHODOLOGIQUES ET DIRECTIVES TECHNIQUES DU GIEC (liste non exhaustive) – Lignes directrices 2006 du Giec pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (5 volumes pour les divers secteurs d'activités et la méthodologie générale).

C'est, depuis 2006, le document de base pour déterminer les émissions de GES.

DOCUMENTS TECHNIQUES DU GIEC (liste non exhaustive), 2002 – Les changements climatiques et la biodiversité, Document technique n° 5 du Giec.

DOCUMENTS SUPPLEMENTAIRES DU GIEC (liste non exhaustive), 1992 – *Global Climate Change and the Rising Challenge*.

Autres documents

CIAIS P., 2008 – Forest and the carbon cycle. Conférence européenne sur les forêts. International Conference "The European Forest-Based Sector: Bio-Responses to Address New Climate and Energy Challenges?" 6-8 November 2008, Nancy, France, Organized under the auspices of the French Presidency of the European Union (philipe.ciais@cea.fr), à paraître.

CITEPA, 2009 – *Inventaire des émissions de gaz à effet de serre en France au titre de la convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques* (Rapport CCNUCC, Ref. Citepa 770 / Convention MEDDAT n° 696 100 p.), http://www.citepa.org/

COURRIER INTERNATIONAL, 2007 – La pollution chinoise vient de l'Occident. Extrait du *Wall Street Journal* d'après l'AIE, World Resource Institute, l'Université norvégienne de Science et Technologie, *Courrier international* n° 891, 2007, p. 15.

CRICKI P., 2009 – Vers une rupture profonde du modèle énergétique mondial. La Documentation Française, Questions internationales *Le climat risques et débats* n° 38 juillet-août 2009, 67-75.

DAMERON V., BARBIER C. *et al.*, 2005 – Les réductions potentielles d'émissions de CO_2 par des plantations forestières sur des terres agricoles dans le monde à l'horizon 2050, *Cahier du Clip* n° 17 septembre 2005, 41-91.

DENEUX M., 2001 – *Évaluation de l'ampleur des changements climatiques, de leurs causes et de leurs impacts prévisibles sur la géographie de la France à l'horizon 2025, 2050, 2100*, Rapport du sénateur Marcel Deneux, Office des choix scientifiques et technologiques. Sur CD (http://www.senat.fr opecst@senat.fr).

ELLERMAN A., CONVERY F., PERTHUIS C. (de), 2010 – *Le prix du carbone. Les enseignements du marché européen du CO_2*, Paris, Pearson, 325 p.

HODGEWICJK M., FAAIJ A. *et al.*, 2004 – Exploration of the range of the global potential of biomass for energy. Biomass and bioenergy 25 (2003) 119-133.

LE TREUT, H., DESSUS B. *et al.* 2008 – Réchauffement climatique : importance du méthane, *Les cahiers de Global Chance*, n° 24, p. 44-49, mars.

RADANNE P., 2004 – « La division par 4 des émissions de dioxyde de carbone en France d'ici à 2050 », Introduction au débat Mission interministérielle de l'effet de serre, ministère de l'Écologie et du Développement durable, 35 p., http://www.effet-de-serre.gouv.fr

RAMSTORF S., 2009 – Plenary Speech in Congress on Climate Change Global risks, Challenges & Decisions 10-12 March 2009, University of Copenhagen (Ramstorf est de l'Institut de recherche sur le climat de Potsdam).

RIEDACKER A., DAMERON V. *et al.*, 2005 – "An integrated approach to stabilize greenhouse gas concentration in the atmosphere: the impact of aforestation of agricultural land becoming available in the world", 14th European Biomass Conference and Exhibition Biomass for Energy Indusdry and Climate Protection 17-21, octobre, Paris, 5 p.

RIEDACKER A., 2008a – "Reconsidering Approaches for Land Use to Mitigate Climate change and to Promote Sustainable Development", In Global Warming and Climate Change Ten Years after Kyoto and Still counting Editor Velma Grover United nations University Science Publishers Enfield, 387- 424.

RIEDACKER A., 2008b – « Pourquoi passer maintenant des Analyses de cycles de vie (ACV) aux Évaluations environnementales intégrées (EEI) pour évaluer les mérites des biocombustibles et des biocarburant ? », Conférence Sifée, 8 au 11 septembre 2008, Québec, http://www.sifee.org/

RIEDACKER A., 2008 c – « L'Évaluation environnementale planétaire intégrée : l'ÉPI, un outil d'aide à la décision pour le développement planétaire durable », Conférence européenne sur les forêts, International Conference "The European Forest-Based Sector: Bio-Responses to Address New Climate and Energy Challenges?" 6-8 November 2008, Nancy, France, Organized under the auspices of the French Presidency of the European Union.

RIEDACKER A., 2009a – Increasing efficiency of land use and phytomass conversion to mitigate climate change until 2050, Speech in Congress on Climate Change Global risks, Challenges & Decisions 10-12 March 2009, University of Copenhagen.

RIEDACKER A., 2009b – « L'Initiative climat et développement boisements et déforestations évitées. Les défis », Congrès de l'ACFAS, mai 2009, Ottawa, 13 p.

2. Le captage du gaz carbonique en vue de son stockage géologique

2.1. Présentation générale de la problématique sur le stockage géologique du CO_2

Comme on l'a mentionné plus haut, le captage et le stockage durable du gaz carbonique peuvent être obtenus par voie géologique (CSC, pour Capture et stockage du gaz carbonique ou CCS en anglais pour Carbon dioxide Capture and Storage).

Cette approche se distingue sur bien des points de la capture et du stockage de CO_2 par et dans la végétation que nous rappelons brièvement ici.

La végétation peut en effet également capter le CO_2 de l'atmosphère et le stocker, mais seulement temporairement, pendant moins d'un an dans les plantes annuelles ou pendant plusieurs siècles dans les phytomasses des arbres. À la différence de la CCS la capture du CO_2 s'accompagne par une bioconversion de l'énergie solaire. Cette énergie solaire est alors stockée sous forme biochimique dans les phytomasses. Lors des combustions, ces dernières libèrent cette énergie solaire précédemment convertie. Ce qui permet de remplacer des énergies fossiles et donc de diminuer les émissions nettes de CO_2. Nous examinons plus loin, dans le chapitre 4, une de ces possibilités.

Tant que les arbres croissent, les stocks de carbone dans leurs phytomasses augmentent : cette augmentation est rapide quand les arbres et les peuplements sont jeunes, mais en vieillissant ces stocks augmentent de moins en moins vite et finissent presque par ne plus augmenter. Il y a donc une limite à l'augmentation des stocks de carbone dans la végétation, c'est-à-dire à ce que l'on appelle parfois la fonction « puits » de la végétation. Celle-ci est, du moins théoriquement, très inférieure au stockage géologique de CO_2. Dans le chapitre 5 on examine ce que l'on sait des potentialités d'augmentation des stocks de carbone dans la végétation forestière de la N.-C.

Quand les phytomasses se décomposent elles libèrent à nouveau le CO_2 qu'elles avaient précédemment, durant leur croissance, prélevé dans l'atmosphère. Cette décomposition peut être biologiques (pourrissement des arbres morts décomposés par les bactéries et les champignons) ou thermique (décomposition par le feu lors des incendies ou dans les chaudières). À la différence du stockage géologique du CO_2 (CCS) le stockage du CO_2 dans un arbre n'est pas permanent.

Le captage et le stockage géologique de CO_2 demandent en revanche un supplément d'énergie fossile, alors que la bioconversion de l'énergie solaire par la végétation demande essentiellement de l'énergie solaire renouvelable.

Enfin le CO_2 stocké géologiquement ne peut plus fournir d'énergie (c'est du CO_2 et pas du charbon ou du pétrole), alors que l'accroissement du stock de carbone dans les phytomasses qui résulte de prélèvements du CO_2 dans l'atmosphère et de la bioconversion de l'énergie solaire, donne des matières végétales dont la décomposition thermique ou biologique fournit de nouveau de l'énergie.

Ces options ne sont pas exclusives l'une par rapport à l'autre. Le stockage géologique paraît cependant aujourd'hui incontournable pour stabiliser le climat bien que les technologies industrielles envisagées de captage du CO_2, entraînent une surconsommation énergétique non négligeable qui pourrait induire, hors coût du transport et du stockage du CO_2, des baisses de rendement de la centrale de l'ordre de 6 à 12 points. Mais même si cette technologie parvenait assez rapidement à maturité technologique et économique, c'est-à-dire vers 2020 ou 2030,

elle ne pourrait en aucun cas remplacer les efforts de réductions des émissions envisagés pas d'autres moyens dans les autres secteurs.

Nous présentons donc ci-dessous l'état des connaissances pour la capture du CO_2, puis la possibilité de stockage du CO_2, notamment en N.-C.

Signalons aussi que le bulletin « Greenhouse Issues » de l'Agence internationale de l'énergie (IEA Greenhouse Gas R&D Programm) publie chaque année plusieurs numéros d'un bulletin, de 20 à 30 pages, qui permet de s'informer régulièrement de l'avancée des connaissances techniques, économiques et juridiques relatifs au captage et au stockage géologique du CO_2 (http://www.ieagreen.org.uk).

En dehors du rapport spécial du Giec, on pourra également consulter *Carbon Capture and Storage. R& D Technologies for Sustainable Energy Future* édité par M. Goel, B. Kumar et S. N. Charran, 242 p., Narosa Publishers, 2008.

2.2. Le captage du CO_2

Parmi l'ensemble des mesures visant à réduire les émissions de GES, la séquestration géologique d'une partie du CO_2 s'affirme comme une option forte du développement de vecteurs énergétiques et procédés industriels à moindre contenu en carbone.

L'option visant à capturer puis à stocker durablement le CO_2 dans le sous-sol semble une solution prometteuse en terme de quantité de CO_2 stockée et en terme de durée de stockage. Selon l'AIE (Agence internationale de l'énergie), les potentiels sont de 920 Gt pour les gisements épuisés de gaz ou de pétrole, compris entre 400 et 10 000 Gt pour les réservoirs salins profonds et supérieurs à 15 Gt pour les mines de charbon inexploitables. Le potentiel total est à comparer avec les émissions totales de CO_2 estimées entre 2000 et 2050 qui sont de l'ordre de 26 Gt/an (scénario *Business as usual* /Projection IS92a du Giec).

On pense également qu'il pourrait être possible de séquestrer le CO_2 dans des péridotites (roches présentes dans de nombreux bassins dans le monde, en particulier dans le bassin d'Oman et en N.-C.), ce processus naturel, connu des géochimistes, devrait permettre la minéralisation du dioxyde de carbone au contact de la péridotite et de l'atmosphère en profondeur. Cette possibilité est détaillée dans le chapitre 3.

Actuellement, le captage et le stockage du CO_2 ne sont envisagés que pour des sources importantes et localisées (principalement les centrales thermiques et les industries lourdes avec des rejets supérieurs à 100 000 tCO_2/an, à comparer aux installations de NC qui émettent 3,5 $MtCO^2$/an pour Doniambo, 1,1 M tCO^2/an pour Prony et Goronickel).

Aussi, d'un point de vue structurel, les émissions de CO_2 par le secteur des transports et du résidentiel sont diffuses et ne peuvent pas faire l'objet d'une capture en l'état.

Les procédés à mettre en œuvre sont complexes et actuellement encore trop coûteux. Mais on estime que leur coût pourrait être abaissé et devenir acceptable sous contrainte climatique forte et à condition d'en abaisser encore significativement le coût, c'est-à-dire après 2020 Cette question est précisée plus loin, dans le chapitre 6. Il reste donc encore à prouver la faisabilité industrielle de ces procédés, la sûreté d'un stockage à long terme et à abaisser les coûts.

Pour attester l'intérêt croissant de développement de recherches dans le domaine de la CCS, le ministère de la Recherche français a demandé à l'ANR (Agence nationale de la recherche) de financer de 2005 à 2008 un programme de recherche sur « Le captage et le stockage du CO_2 ». Puis en 2009, un nouveau programme sur « L'efficacité énergétique des

systèmes industriels » a été initié, il intègre les problématiques de capture du CO_2. Les objectifs de ce programme seront donc :

- de valider des solutions technologiques et géologiques permettant de traiter durablement le CO_2 avec un coût acceptable (réduction d'un facteur de 2 à 3, ce qui correspondrait à doubler le prix de l'électricité produite à partir de charbon) ;
- de surveiller les stockages souterrains (absence de nuisances et de danger en cas de fuites). Les étapes de la recherche comprendront la validation, à la fois des procédés de CCS développés en laboratoires et sur des pilotes, puis l'évaluation du coût économique avant le déploiement industriel. Déjà des plates-formes sont soit envisagées, soit construites par les grands groupes industriels de par le monde, mais aucune technologie ne s'impose encore actuellement.

Ce rapport trace un état de l'art des différents procédés envisagés pour le captage du CO_2 à des fins de stockage géologique à long terme. Lors de son déploiement, le procédé industriel doit prendre en compte les contextes économiques (coût de l'installation, de son fonctionnement incluant la maintenance), énergétiques (efficacité énergétique globale), sans oublier les aspects sécuritaires et d'acceptabilité par les populations. Il doit également comporter une approche systémique globale incluant la ressource énergétique (types de combustibles et comburants employés), le procédé industriel de conversion chimique de l'énergie et enfin la gestion des effluents (polluants tels que les oxydes d'azote (NOx), de souffre (SOx), COV (composés organiques volatils), les particules et aérosols (actions sur la santé), bruit. Dans les paragraphes suivants, un panorama des différentes technologies de captage, puis de stockage géologique du CO_2 sera présenté avant de proposer une stratégie plus adaptée au parc industriel de la N.-C.

Simultanément à une réduction des émissions de GES par une amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes, il faut considérer le procédé dans sa globalité : quelle ressource (comburant/combustible) doit être utilisée, quel procédé de conversion de l'énergie doit être considéré, quel processus industriel adopter, afin de réduire les coûts du captage du CO_2 puis son stockage (CCS), en préservant la sécurité à toutes les étapes ?

2.2.1. Grandes orientations technologiques pour réduire le coût du captage du CO_2

Dans la chaîne de CCS, le coût le plus important est celui du captage du CO_2, il consiste à séparer le CO_2 des autres produits de combustion : l'azote pour des combustions à l'air, l'oxygène non consommé (combustion pauvre), l'eau, les polluants (hydrocarbures imbrûlés, les oxydes d'azote (NOx) et de soufre (SOx), les particules, les suies, les composés organiques volatils (COV). Dans une combustion avec de l'air, il s'agira donc d'extraire le CO_2 qui est en concentration faible (6 à 12 % en masse) des autres produits, en particulier de l'azote après séchage des fumées. Pour s'affranchir de cette séparation, un des procédés envisagés est d'effectuer une combustion dans de l'oxygène pur (oxy-combustion), ou dans de l'air enrichi en oxygène, de façon à obtenir en postcombustion, et après séchage des fumées, une forte concentration en CO_2 qui peut alors être capté plus facilement. Le coût énergétique de la production doit inclure la production d'oxygène.

Sans une diminution drastique du coût de capture du carbone, l'applicabilité du procédé peut être remise en cause.

2.2.2. Procédés en cours de maturation pour le captage du CO2 des centrales thermiques

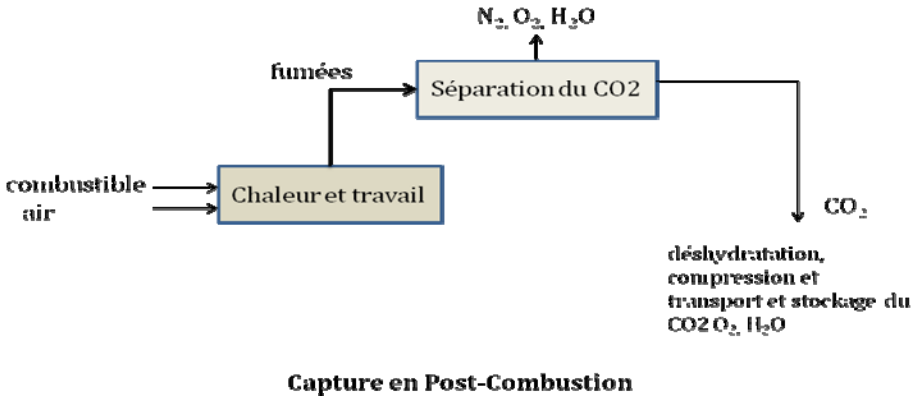
Plusieurs approches pratiques et théoriques du procédé CCS ont été recherchées depuis 15 ans. Elles ont révélé que la CCS peut être une technologie permettant réellement de réduire les émissions de CO_2. Parmi les étapes de captage, transport et stockage du CO_2, c'est le captage qui déterminera le coût global de la CCS avec une contribution aux alentours de 75 % du coût global du procédé. Cela pourrait augmenter le coût de production de l'électricité de 50 %. C'est donc sur la capture que doit porter l'effort majeur de réduction du coût énergétique et économique pour rendre cette option acceptable pour l'industrie de l'énergie. Trois options technologiques de capture du CO_2 sont développées :

2.2.2.1. Le captage en postcombustion

a. Principe général

Le CO_2 est capté dans les fumées à basse pression (1 bar) avec une faible concentration (3 à 20 %) en général. L'opération de captage consistera donc à extraire le CO_2 d'un mélange gazeux composé principalement de CO_2, d'azote et d'oxygène. L'influence des impuretés telles que les oxydes d'azote, de soufre ainsi que les particules doit être prise en considération (figure 19).

Figure 19 – Technologie de capture du CO_2 en post combustion



Capture en Post-Combustion

Réactions de combustion

Charbon : $C + Air \Rightarrow CO_2$

Gaz naturel $CH_4 + Air \Rightarrow CO_2 + H_2O$

Principe : Élimination du CO_2 des fumées

b. Les systèmes de captage

Il s'agit d'adjoindre une unité de captage du CO_2 à une centrale conventionnelle (chaudière ou turbine à gaz). Le challenge consiste à séparer le CO_2 des fumées avec un coût énergétique moindre. Dans ces procédés en postcombustion, le CO_2 est séparé des autres constituants des fumées au moyen de techniques d'absorption (chimique et physique), d'adsorption, cryogéniques ou membranes.

Capture en postcombustion d'un procédé avec chaudière ou LFC : le combustible (lignite ou biomasse) est injecté avec l'air dans le foyer de la chaudière. Les échangeurs thermiques de cette dernière élèvent la température de la vapeur d'eau (700 °C) qui se détend dans une turbine à vapeur pour produire l'électricité grâce à un alternateur couplé. Les

cendres sont récupérées dans la partie inférieure de la chaudière. Les fumées sont dépoussiérées, désulfurées, dénitrifiées, refroidies, l'eau de combustion est condensée. Puis le CO_2 est capturé par absorption par un solvant aux amines, ammoniac ou autres. Le solvant est régénéré par chauffage et relâche le CO_2 qui est alors compressé puis introduit dans le réseau de transport vers le lieu de stockage.

Capture en postcombustion pour une turbine à gaz avec cycle combiné : le principe est semblable si ce n'est qu'en lieu et place de la chaudière ou du LFC, une turbine à combustion, ou turbine à gaz (TAG), fonctionnant au gaz naturel à l'hydrogène (technologie non mature) est utilisée et couplée à un alternateur. Pour accroître le rendement du procédé, une turbine à vapeur, couplée à un second alternateur, est utilisée pour valoriser la chaleur des gaz de sortie de la TAG (cycle thermodynamique combiné). Le procédé de captage reste identique à celle de la technologie précédente.

c. Commentaires et potentiel d'application à la Nouvelle-Calédonie

Ce procédé est le seul capable de s'adapter directement sur une installation existante, sans modifications majeures, dès que les effluents du procédé de combustion sont suffisamment épurés pour satisfaire aux conditions de compression, de liquéfaction, de transport et de stockage géologique du CO_2. Il faut s'assurer de cela pour coupler les centrales de Prony et Doniambo ainsi que sur l'usine pyrométallurgique à une unité de capture des effluents.

Par contre, l'étude préliminaire peut imposer d'adjoindre des unités de dénitrification et de désulfurisation des fumées avant de penser au captage du CO_2. Ces équipements nécessitent un investissement très important qui augmentera le coût de la tonne de CO_2 évitée.

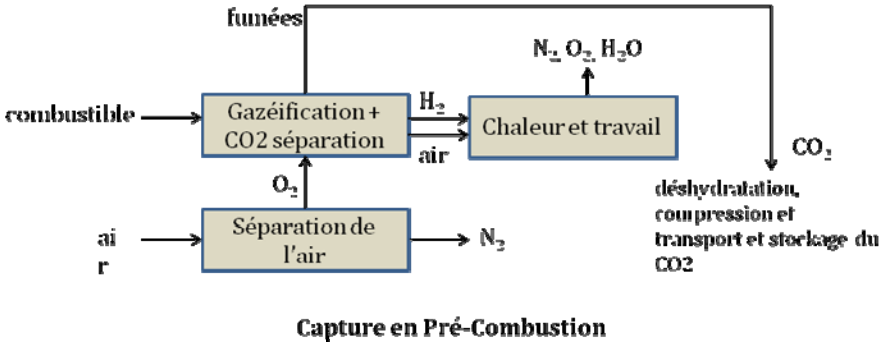
2.2.2.2. La capture en précombustion

a. Principe

L'objectif de ce procédé (figure 20) est de capturer le CO_2 en précombustion afin d'effectuer la combustion à l'air d'un combustible non carboné (hydrogène) produit.

Pour cela, dans une première étape il sera effectué une gazéification du combustible (charbon, lignite, biomasse), généralement à la pression atmosphérique ou à haute pression (15 à 40 bars) en présence d'oxygène pur (le procédé n'exige de l'oxygène que pour la gazéification, oxydation ménagée), donc beaucoup moins d'oxygène que pour une oxy-combustion classique). Les produits de gazéification sont appelés gaz de synthèse ou *syngas*, ils sont composés majoritairement d'un mélange CO/H_2. Ce rapport est ajusté en fonction de l'application, il varie avec le combustible utilisé et la quantité d'eau introduite sous forme de vapeur (apport d'hydrogène) dans le gazéifieur. La deuxième étape consiste à oxyder le CO en CO_2 (réaction de shift), le CO_2 se retrouve alors en forte concentration (15 à 40 %), il est alors séparé de l'hydrogène. Les gaz peuvent contenir également du CO, du H_2S ou d'autres composés sulfureux. Dans une dernière étape, l'hydrogène est brûlé avec de l'air dans une turbine à gaz.

Figure 20 – La capture en précombustion



Capture en Pré-Combustion

L'avantage majeur de cette technique est la production à grande échelle d'hydrogène. Si la séparation CO_2/H_2 est facilitée à haute pression, la séparation avec de l'azote avant la gazéification à l'air exige de l'apport d'énergie, bien que ce procédé nécessite encore une démonstration et un bilan énergétique et économique.

Réaction de combustion

Charbon $C + O2 \Rightarrow CO$ et $CO + H_2O \Rightarrow CO_2 + H_2$

Gaz naturel $CH_4 + H_2O \Rightarrow CO_2 + H_2$

Principe : Combustion de gaz de synthèse sans carbone

b. Présentation de la technique de la gazéification

C'est une oxydation partielle (ou ménagée) du combustible (charbon, lignite, biomasse). Lors de cette étape, le combustible est pyrolysé puis oxydé afin de former des gaz de synthèse syngas *composés d'un mélange de CO et de H_2. Le rendement de la gazéification est augmenté si elle est effectuée sous pression et en présence d'oxygène pur.*

Une première filière consiste à produire à partir de gaz de synthèse épurés et au moyen du procédé catalytique Fischer Tropsch, des hydrocarbures lourds (chaînes linéaires possédant plus de 20 atomes de carbone) qu'il faudra ensuite raffiner (cf. « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie » portant sur les biocarburants de seconde génération).

Une seconde filière va consister à valoriser les gaz de synthèse (mélange CO_2/H_2). Par la réaction de *shift* avec injection de H_2O en présence d'un catalyseur, le CO est oxydé en CO_2 qui est alors séparé de l'hydrogène sous pression au moyen d'une technique de lavage par solvant ou toute autre technique (adsorption, membrane) applicable au traitement de gaz sous pression. Le CO_2 est ensuite conditionné pour un transport vers le lieu de stockage. L'hydrogène est épuré.

L'hydrogène est alors brûlé soit dans une chaudière, soit dans une turbine à gaz fonctionnant avec ou sans cycle combiné (combinaison de turbines à gaz et à vapeur). De telles turbines à gaz ne sont toujours pas opérationnelles, les instabilités de la combustion restent toujours un verrou à résoudre préalablement au déploiement de la technique (maîtrise du mélange H_2/N_2/air avec fort effet de densité, formation des NOx thermiques, adaptation des modèles de combustion turbulente, sécurité…).

Par rapport au captage du CO_2 dans les fumées d'une centrale à la pression atmosphérique, le procédé à haute pression va permettre de réduire la taille du gazéifieur et de limiter la perte de rendement (surtout pour une absorption physique à haute pression). En

conséquence, c'est un gaz très riche en hydrogène qui sera brûlé dans la turbine à combustion. Le CO_2 capté est très propre (85 %), il faut néanmoins éliminer la vapeur d'eau et les traces d'absorbant qu'il peut contenir avant compression et transport vers son lieu de stockage. Ce procédé est dénommé IGCC *Integrated Gasification Combined Cycle.*

Cette technique est la seule qui ouvre la voie à des centrales émettant peu de CO_2 et pouvant produire : de l'électricité, de la chaleur, de l'hydrogène et des carburants de synthèse.

c. Commentaires et potentiel d'application à la Nouvelle-Calédonie

Ce procédé utilisant un cycle combiné a pour objectif de produire, avec peu d'émission de CO_2, de l'hydrogène pouvant être soit brûlé dans une chaudière ou dans une turbine à gaz couplée à une turbine à vapeur afin d'atteindre un rendement voisin de 50 %, soit utilisé pour alimenter une pile à combustible. Il ne peut s'implanter que sur des installations neuves et pour des grandes capacités de production centralisée avec co-génération électricité-chaleur à partir de gaz naturel (la gazéification devient dans ce cas un réformage pour la production d'hydrogène), de charbon, d'huiles lourdes ou de biomasse.

Les technologies de base sont disponibles. Il reste néanmoins à intégrer de façon optimale l'ensemble des étapes en vue d'une injection de CO_2 dans le sous-sol à des fins de stockage. Différentes études ont été engagées, ou sont prévues, notamment dans le cadre des projets européens du 6^{e} PCRD (projet Encap, propositions Cachet et Dynamis consultables sur le site http://www.encapco2.org).

Pour être opérationnel avec un rendement correct, des résultats de la recherche sont encore nécessaires pour améliorer la disponibilité des centrales IGCC, diminuer le coût et de la consommation énergétique de l'unité de production d'oxygène, développer de meilleurs catalyseurs pour la conversion *shift* du CO en CO_2, mettre au point des solvants plus performants pour l'absorption physique, et enfin maîtriser des méthodes performantes nouvelles pour la séparation CO_2/H_2.

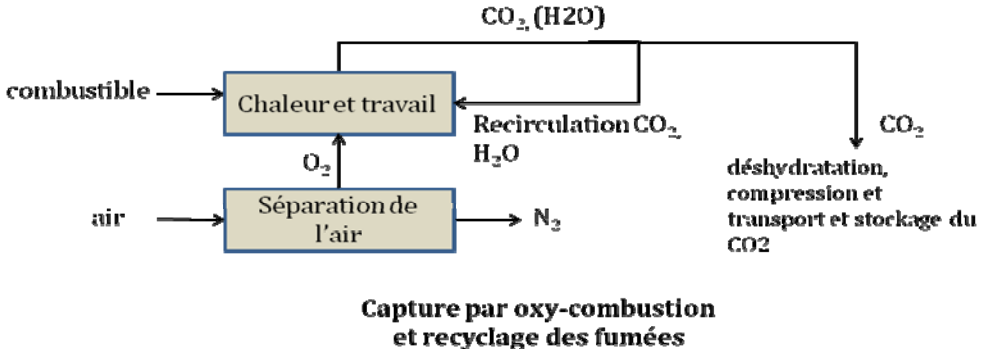
En conclusion, la technique IGCC est actuellement la plus chère, aussi bien lors de l'équipement, qu'en fonctionnement (rendement légèrement plus faible) ; son grand avantage est de mener à une combustion très propre. Son déploiement en N.-C., et dans le monde, exige encore des validations sur pilotes et démonstrateurs. La N.-C. ne présente pas de débouchés pour un marché de l'hydrogène. Le fonctionnement d'un procédé IGCC utilisant de la biomasse n'est sans doute envisageable en N.-C. qu'avec du bois importé (cf. chapitre 4), car la ressource végétale locale est insuffisante, comme cela est indiqué dans ce rapport dans « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie ».

2.2.2.3. Les procédés d'oxy-combustion

a. Principe

La plupart des combustions ont lieu avec comme comburant l'air ambiant (21 % oxygène en masse dilué dans 79 % d'azote). L'objectif de ce procédé (figure 3) est d'obtenir un flux de CO_2 très concentré à la sortie de la chambre de combustion afin d'éviter d'avoir à le séparer de l'azote après la combustion. Pour cela, l'azote est exclu du système avant ou pendant les étapes de combustion/conversion. Le procédé va consister à produire un flux gazeux à très haute teneur en oxygène obtenu à partir de la séparation de l'air en oxygène et azote avant de l'introduire dans le foyer. C'est donc une combustion dans l'oxygène quasi pur : oxy-combustion.

Figure 21 – La capture lors d'un procédé d'oxycombustion



Capture par oxy-combustion et recyclage des fumées

Réactions de combustion:

Charbon $C + O_2 \Rightarrow CO_2$

Gaz naturel $CH_4 + O_2 \Rightarrow CO_2 + H_2O$

Principe: Production d'un flux de CO_2 pur

b. Présentation de l'oxy-combustion et de la combustion en air enrichi

La combustion à l'oxygène est une technologie utilisée avec succès depuis de nombreuses années pour améliorer les performances des procédés industriels (en particulier les fours verriers). La combustion à l'oxygène de combustibles fossiles, ou de biomasse, dans des chaudières industrielles pour la production de vapeur et/ou d'électricité est une des voies majeures pour la réduction des émissions de CO_2. En effet, les produits de combustion sont alors essentiellement constitués de vapeur d'eau et de CO_2 dont la séparation s'effectue dans un premier temps par condensation. Plus précisément, l'étape de séparation du CO_2/azote dans les fumées en aval du procédé est remplacée par une étape de séparation d'air en amont du procédé.

Nous venons de montrer que l'accroissement de la concentration en oxygène du comburant réduit le coût du captage, ce dernier étant quasi nul lorsque la fraction massique en CO_2 dans les fumées est proche de 1. Bien sur s'ajoutent ici les coûts de la séparation de l'oxygène de l'air. Dans ces conditions, la combustion en air enrichi en oxygène ou en oxygène pur est un procédé particulièrement attrayant qui est de plus en plus envisagé ; de plus il réduit d'un facteur proche de 3 à 5 la taille des fours ou foyers, augmente les transferts radiatifs flamme/cible (échangeurs thermiques), diminue le bruit d'écoulement. Par contre les oxy-flammes sont très chaudes (T_{flamme}>2800K, l'azote n'étant pas présent dans le réacteur, il ne s'échauffera pas et n'absorbera pas d'énergie, ce qui pose des problèmes de tenue des matériaux et engendre une production de NOx très importante dès que la moindre trace d'azote sera présente dans le four. Des techniques complexes de combustion étagée ou de dilution des réactifs dans des produits de combustion (CO_2-eau) avant combustion doivent être alors employées. Pour cela, une recirculation des produits de combustion est générée soit à l'intérieur de la chambre de combustion, soit à l'extérieur. Un avantage supplémentaire à cette technique est que toutes les impuretés sont capturées en même temps que le CO_2 en sortie de chambre, le procédé étant découplé des produits de combustion. L'optimisation de ce régime de combustion est encore au stade de recherche.

L'oxy-combustion ne requiert pas de modifications majeures de l'installation et peut être envisagée pour modifier une centrale existante. Pour les applications énergie dans le cas du charbon pulvérisé, des tests sur pilote (1.5 $MW_{thermique}$) avec recirculation des fumées ont prouvé la faisabilité technique du procédé.

Quelques problématiques spécifiques restent à résoudre telles que la formation des suies, l'oxy-combustion diphasique, l'oxydation des parois en milieu oxydant à haute température, la filtration des effluents, les couplages thermo-acoustiques ainsi que la maîtrise des instabilités de combustion (fluctuations de pression, bruit, détérioration du système) dans les turbines à gaz.

c. Oxy-combustion du charbon pulvérisé (CP)

Le combustible est brûlé dans une chaudière à charbon pulvérisé (CP) fonctionnant avec un mélange d'oxygène (environ 25 % volume, valeur qu'il reste encore à optimiser) et fumées recirculées (essentiellement du CO_2), un *rétrofit* est possible sans modification importante de la géométrie de la chaudière. Ce procédé permet une adaptation simple à la technologie actuelle du CP à l'air ; des gains énergétiques importants sont possibles sur les systèmes de post-traitement des fumées avec lavage aux amines. Les briques technologiques sont disponibles pour la séparation de l'air et le conditionnement du CO_2.

Un des verrous principal reste la production d'oxygène à grande échelle et à bas coût. L'ensemble production d'oxygène et le post-traitement du CO_2 représente environ 35 % de la production d'électricité de la centrale. L'injection du mélange O_2/CO_2 combinée à celle du CP reste également un verrou pour une application à grande échelle.

Des analyses technico-économiques préliminaires sont actuellement réalisées pour des unités de 450 $MW_{electrique}$ ainsi que pour le dimensionnement d'une installation à charbon pulvérisé en oxy-combustion supercritique de 1 200 $MW_{electrique}$.

Commentaires et développement en Nouvelle-Calédonie

Cette technique, quand elle sera disponible commercialement, sera adaptable à la centrale de lignite pulvérisé de Prony sans modification majeure de la chaudière, seul une unité de séparation d'air est à rajouter. Les fumées nécessiteront le cas échéant une épuration avant un conditionnement et leur transport vers le lieu de stockage.

Le délai de disponibilité commerciale de ce procédé est d'environ 10 ans. Mais il faudra probablement adapter les technologies à la relative petite taille des unités de l'usine de Prony (2 x 40 $MW_{electrique}$).

d. Oxycombustion dans une chaudière à lit fluidisé circulant LFC

Le domaine d'application de cette technologie reste identique : la production d'électricité avec capture *in situ* du CO_2 pour une récupération assistée et un stockage.

Le combustible (charbon, lignite, biomasse ou boues de stations d'épuration) est brûlé dans un LFC compact fonctionnant avec un mélange oxygène (70 %vol.) et de fumées recyclées (essentiellement CO_2). Seul, une adaptation simple de la technologie actuelle du LFC à l'air par extrapolation des lits extérieurs est nécessaire. Des gains importants peuvent être réalisés sur les coûts en raison d'une diminution importante de la taille de l'îlot chaudière comparée à une version LFC à l'air, ainsi que sur le système de post-traitement des fumées type lavage aux amines. Ce procédé utilise des technologies déjà éprouvées telles que la production d'oxygène par unité de séparation d'air et un système de traitement de gaz (pour produire un CO_2 compatible avec une application de récupération assistée).

Des analyses technico-économiques préliminaires ont déjà été réalisées pour des unités de 40 et 250 $MW_{electrique}$ et un développement est en cours pour le dimensionnement d'un LFC oxy-combustion supercritique de 400 $MW_{electrique}$ et de 600 $MW_{electrique}$.

Au niveau du LFC, l'extrapolation des lits extérieurs et le traitement des incondensables sont les priorités du développement.

e. Commentaires et potentiels d'application à la Nouvelle-Calédonie

Il n'y aurait pas d'obstacle à l'adaptation des installations industrielles calédoniennes à une oxy-combustion puisque ce procédé s'applique aussi bien sur une chaudière à charbon pulvérisé, à lit fluidisé ou une turbine à gaz. Des modifications de la géométrie interne de la chambre sont tout de même à réaliser, en particulier pour optimiser les recirculations internes ou externes permettant la dilution des réactifs dans les produits de combustion. Ce contrôle aérodynamique évite ainsi la formation les pics à hautes températures favorables à la formation des oxydes d'azote d'origine thermique.

L'implantation de l'option d'oxy-combustion sur les centrales électriques de Doniambo et Prony serait réalisable avec des adaptations modérées, mais une pré-étude économique et énergétique devra valider le procédé.

2.2.3. Les procédés de séparation et de captage

Parmi les procédés de captage en post et précombustion, le CO_2 est séparé des autres constituants des fumées au moyen de techniques d'absorption (chimique et physique), d'adsorption, cryogénique ou membranes. Ces méthodes sont sélectionnées en fonction des caractéristiques des fumées (température, pression, concentration (5 % en volume sec pour une combustion au GN et 15 % en volume sec pour la combustion du charbon pulvérisé) et du débit volumique (tonnage de CO_2 à traiter quotidiennement).

2.2.3.1. Séparation du CO_2 par absorption aux amines

Ce procédé consiste à capter le CO_2 au moyen d'un solvant physique ou chimique dans une phase d'absorption. Il s'applique préférentiellement au captage de 85 à 95 % du CO_2 présent dans les fumées, la pureté sera supérieure à 99,95 %. Pour optimiser le procédé, le choix de l'amine (mol CO_2/mol amine) s'effectue en fonction de sa concentration dans la solution aqueuse (limitation d'une corrosion excessive), de la chaleur de la réaction et de gazéification, de la cinétique chimique, du niveau de température de régénération, de la corrosion… L'optimisation du procédé découlera d'un compromis entre les différents solvants disponibles. Le solvant est ensuite régénéré par apport énergétique (augmentation de température ou abaissement de la pression). Le CO_2 libéré lors de la régénération est ensuite compressé puis dirigé vers son stockage. Le solvant régénéré est renvoyé pour la phase d'absorption. Des recherches sont conduites sur les amines en Australie (CSIRO Energy Centre 10 Murray Dwyer Circuit Steel River Industrial park Mayfield West).

Les solvants physiques utilisés sont du méthanol polyéthylène glycol froid, de l'oxyde de calcium de propylène carbonate, l'hydroxyde de sodium ou de potassium. Ces solvants sont plus actifs à haute pression que sur des fumées à pression ambiante. On citera le Rectisol de Lurgi, le Selexol d'UOP ou l'Ifpex 2 de l'IFP.

Les solvants chimiques, type_MEA (mono-éthanol amine) de Fluor Engineering sont mieux adaptés au traitement des fumées atmosphériques. Les animes KS-1, KS-2 et KS-3 développées par Kansai Electric Power Compagny and Misubishi Heavy Industries semblent présenter un bon potentiel par un différentiel de charge important, une température de régénération faible, une chaleur de réaction basse et une faible corrosion de l'acier à 130 °C en présence d'oxygène.

Pour espérer le déploiement du procédé de captage aux amines, il faudra améliorer les techniques permettant de réduire fortement l'énergie de régénération (trouver de nouveaux

solvants ayant une faible chaleur de réaction et récupérer de la chaleur du système), de réduire la taille (actuellement, ce procédé ne peut s'appliquer que sur de petites unités) et le coût énorme des installations de capture, de limiter les pertes de solvants (coût du produit, pollution) et enfin résoudre les problèmes de corrosion dus à la présence d'oxygène et de CO_2. Il faut également prendre en considération la dégradation du solvant par la présence d'oxygène, des SOx (réaction irréversible avec le MEA), des NOx (corrosion et destruction), des cendres volantes (aggloméras corrosifs et abrasif dans le solvant), des suies (brume d'amine au-dessus de la zone d'absorption) et enfin des déchets d'animes dégradées à éliminer.

Ce procédé est le plus attractif pour une capture du CO_2 sans modification du procédé de combustion.

2.2.3.2. Séparation du CO_2 par adsorption sur un solide

Le procédé consiste à adsorber le CO_2 contenu dans les fumées sur un solide en mode continu (technologie type FCC) ou discontinu (PSA, TSA). Ce dernier est alors régénéré par un apport énergétique caractérisé par une élévation de la température ou par une baisse de la pression. Le CO_2 libéré lors de la régénération est dirigé vers son stockage. Le solide régénéré est ensuite réutilisé en adsorption. La limitation principale de ce procédé tient à la sélectivité et à la capacité des absorbants ainsi qu'à la réduction des surfaces adsorbantes afin de diminuer la taille des installations.

La recherche des solides destinés à la captation du CO_2 fait toujours l'objet d'intenses recherches, aussi bien au Japon avec l'utilisation d'orthosilicate de Lithium Li_4SiO_4 à une température de 700 °C, qu'aux États-Unis, Battelle avec des silices greffées avec des groupements amines ou de polyamides particuliers appelés dendrimères. La mise en œuvre envisagée est aussi celle du TSA. L'IFP (Institut français du pétrole) possède une solide expérience de ce type de solides pour des applications autres que la capture du CO_2. Alstom envisage l'utilisation de solides greffés de formulation $[CU_3(TMA)_3(H2O)_3]_n$ où TMA est relatif à un groupement triméthylamine.

Comme précédemment, des recherches restent indispensables pour minimiser le coût énergétique de la régénération, la dégradation de l'absorbeur en présence de CO2 et d'oxygène, et pour réduire la taille des installations et le prix de l'adsorbeur.

2.2.3.3. Séparation du CO_2 par membranes

Ce procédé consiste à effectuer une séparation par perméation membranaire. Ces dernières sont composées de matériaux polymères ou métalliques, ou zéolithiques et ont une épaisseur pouvant varier de quelques nanomètres à quelques millimètres d'épaisseur. Cette technique peut être considérée comme une sorte d'absorption avec la réalisation d'aires interfaciales importantes ce qui permet de réduire la taille des équipements. Cette technologie est difficilement applicable pour la séparation du CO_2 dans des fumées atmosphériques du fait de la trop faible pression partielle du CO_2. Pour devenir compétitive, ce système doit être utilisé sur des fumées riches en CO_2 correspondant par exemple au cas d'une combustion à l'air enrichi.

Les contacteurs membranaires ont été étudiés par le GTI aux États-Unis et par Kvaerner et le TNO en Europe. Le GTI a pu mettre en œuvre ce type de contacteur sur des unités pilote de décarbonatation et de déshydratation du gaz naturel. Kvaerner a étudié ce type de contacteur sur une installation pilote en Norvège (pilote de Kårst opéré par Statoil). Dans ce cas, il s'agissait d'un traitement de fumées. Le solvant utilisé était la MEA (mono-éthanol amine) et la membrane était réalisée en téflon. Le TNO Néerlandais a réalisé des études de

décarbonatation de fumées à l'échelle du laboratoire sur la base de solvants de type acides aminés et d'une membrane en polypropylène.

Les verrous restent liés au développement de nouvelles membranes plus perméables au CO_2 dont le prix et à la tenue mécanique (percement), thermique (tenue aux hautes températures) et chimique (corrosion) de la membrane seraient améliorés. Ce procédé devient compétitif dès que la différence de pression et de concentration entre les côtés de la membrane augmentent.

2.2.3.4. Séparation du CO_2 par procédé cryogénique (procédé givrage/dégivrage Armines)

Ce procédé développé par Armines consiste à givrer le CO_2 à pression atmosphérique sur des surfaces à basse température (-120 °C) après avoir condensé la vapeur d'eau présente dans les fumées. Ce procédé pour être économiquement performant doit être utilisé pour des fumées à haute teneur en CO_2.

L'avantage de ce procédé est d'être applicable à des installations existantes de combustion de tout secteur industriel, il assure une bonne pureté du CO_2 et permet le passage direct du CO_2 solide au CO_2 liquide qui peut être introduit dans les pipelines ce qui est un avantage important du point de vue énergétique.

2.2.3.5. Unité de séparation de l'air - Technologies de production d'oxygène

Trois principales technologies sont disponibles pour la production d'oxygène : la distillation cryogénique, l'adsorption (avec régénération par variation de pression ou sous vide) et les membranes polymères. Les critères de choix portent sur la pureté requise et le débit à produire.

Pour les applications « énergie » la distillation cryogénique apparaît aujourd'hui comme la seule voie susceptible d'être appliquée pour des unités commerciales d'oxy-combustion à l'horizon 2015. En effet, les débits requis sont très importants (ordre de grandeur : 1 000 tO_2 par jour pour une centrale au charbon de 50 $MW_{electrique}$), ce qui rend impensable actuellement l'utilisation des autres procédés. Les technologies cryogéniques existantes atteignent des tailles de 5 000 tO_2/jour, et des études de conception en cours ont établi que des tailles de l'ordre de 7 000 tO_2/jour (grâce à un train de compression d'air) seront atteintes dans les années à venir sans rupture technologique majeure. L'accès à la production d'oxygène sur le sol calédonien est donc envisageable.

La maîtrise de la technologie de production d'oxygène pour la production d'énergie est primordiale, mais d'autres aspects jouent un rôle non moins important et doivent être intégrés à la feuille de route pour la capture du CO_2 :

– la fiabilité, la disponibilité et la maîtrise de l'opération, en particulier si l'on envisage d'équiper les technologies de capture du CO_2 à des unités de production électrique de base ;

– la maîtrise des risques liés à l'utilisation d'oxygène ;

– la possibilité d'intégration plus ou moins importante de l'unité de production d'oxygène dans le schéma global de production d'énergie (par exemple, valorisation de l'azote).

Bien que très attrayante, vraisemblablement écologique (cycle naturel) et plus efficace que la captation du CO_2 par les végétaux supérieurs, l'utilisation des algues n'est qu'à une étape de faisabilité. Des PBR doivent être conçus et des surfaces très importantes doivent être

mobilisées pour une capture en temps réel des émissions des centrales thermiques. Cette technique n'a pas atteint un degré de maturité pour être envisagée sur le territoire calédonien avant une vingtaine d'années.

2.2.3.6. Conclusions sur les techniques de piégeage du CO_2 en Nouvelle-Calédonie

Pour le procédé de capture du CO_2 en postcombustion, toutes les techniques de capture présentées précédemment (membranes, cryogéniques, absorption aux amines ou adsorption sur un solide) sont connues, mais aucune d'entre elles n'a atteint un degré de maturité suffisant pour être implantée sur une unité industrielle. Leur validation nécessite encore le développement de plateformes et de démonstrateurs. Leurs limitations ont été connues et des efforts de recherche doivent encore être fournis. Les constructeurs devront proposer des solutions pour 2015 en livrant des centrales thermiques *CO_2 Capture Ready*.

*En ce qui concerne la N.-C. et étant donné la quantité relativement faible de CO_2 rejetée dans l'atmosphère (Prony : 2*40$MW_{electrique}$: 4270tCO_2/jour soit ~1,0GtCO_2/an et Doniambo : 3*70$MW_{electrique}$ 11200tCO2/jour soit ~2.8GtCO2/an, (pour les rejets annuels, le coefficient de disponibilité a été évalué à 0,7 de la puissance maximale)), le déploiement de telles technologies de capture ne peut pas être décidé avant leurs validations sur des installations industrielles.*

Bibliographie

FERON P.H.M., HENDRIKS C.A., 2005 – CO_2 Capture Process Principles and cost, Oil & Gas Science and Technology, Rev. IFP, Vol 60, n° 3, pp 451-459.

METZ B., 2005 – *Piégeage et stockage du dioxide de carbone*, Résumé à l'intention des décideurs et Résumé technique, Rapport spécial du Giec, ISBN 92-9169-219-0.

TONDEUR D., 2004 – *Capture par adsorption de CO_2 dans des gaz de centrales thermiques et leur injection en puits de pétrole*, Rapport final de Programme Énergie du CNRS.

VGB – CO_2 Capture and storage, VGB Report on the State of the Art, Published by VGB Power Tech e.V., http://www.vgb.org/

ZEP, 2008 – European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Zero Emission Platform : CO2 capture and storage matrix of technologies, 28 july (V5), http://www.zero-emissionplatform.eu/

2.2.3.7. Les filières innovantes de captage du CO_2

Le piégeage du CO_2 est considéré comme l'étape de la CCS dont le coût est le plus important. D'autres technologies que celles présentées plus haut sont actuellement envisagées. Parmi celles-ci, le procédé de cycle thermochimique ou *chemical looping* possède des atouts certains, en particulier sur le sol calédonien qui pourrait devenir un véritable terrain d'expérimentation et de validation de la méthode.

a. Captage du CO_2 par cycle calcium

Le procédé consiste à effectuer un cycle du calcium qui absorbe le CO_2 contenu dans les fumées pour former un carbonate de calcium. Ce dernier est régénéré sous forme de chaux après craquage dans un réacteur à LFC fonctionnant en oxy-combustion. Une simple condensation de l'eau conduit ensuite à un courant de CO_2 pratiquement pur qui peut ensuite

être comprimé et transporté vers le lieu de stockage. Il est possible de produire un ciment de type bellite à partir des pertes de produits calciques. Les nombreux avantages sont liés au faible prix du calcaire, à une technologie LFC bien maîtrisée, une quantité d'oxygène faible à disposer. L'adaptation sur une installation existante est aisée.

Le procédé est encore à l'état de la recherche. Les verrous restent liés au dépôt de calcaire sur un métal (Cu, Ni…) pour en assurer sa tenue mécanique lors de la réaction, à la durée de vie du composé calcique, le contrôle de la porosité lors des boucles chimiques, les écoulements de solides dans les réacteurs et les barrières d'azote.

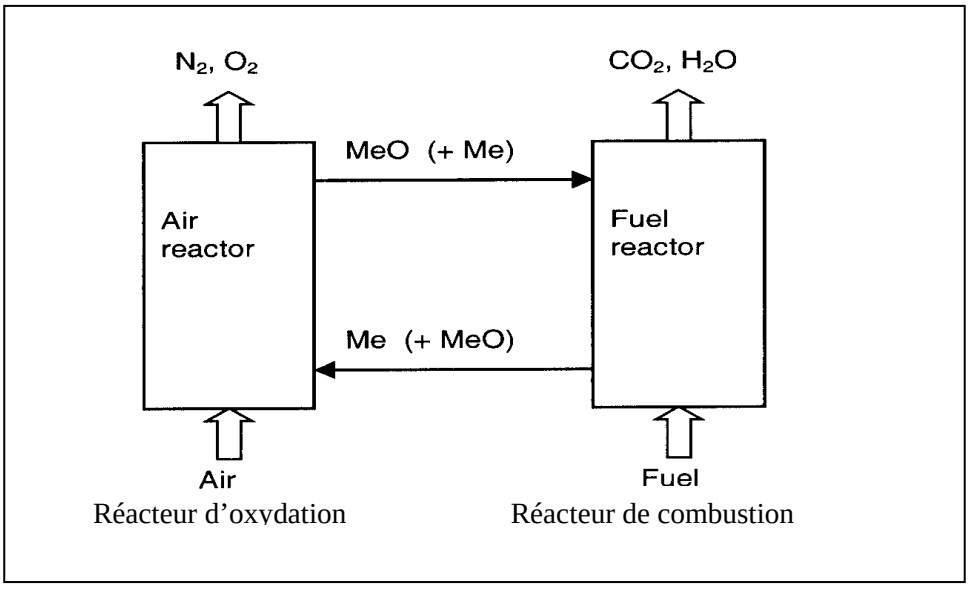
b. Cycle chimique (lit fluidisé circulant)

Le domaine d'application de cette technologie est la production d'électricité avec capture *in situ* du CO_2 pour une récupération assistée et un stockage du CO_2.

Le principe de ce procédé (figure 22) est une combustion indirecte du charbon (ou du gaz naturel) par cycle chimique. Des solides vecteurs d'oxygène, qui pourraient être des oxydes de nickel, de fer ou de manganèse par exemple, réalisent l'oxydation complète du combustible dans un LFC (réacteur de combustion) en un mélange gazeux contenant principalement CO_2 et H_2O. Une simple condensation de l'eau conduit ensuite à un courant de CO_2 pratiquement pur qui peut ensuite être conditionné et transporté. Les solides appauvris en oxygène subissent une oxydation complète dans un second LFC fonctionnant à l'air (réacteur d'oxydation) avant d'être réinjectés dans le réacteur de combustion.

Le nickel pourrait être ce vecteur d'oxygène.

Figure 22 – Le procédé de cycle chimique *chemical looping*



Cette technologie présente un avantage économique clairement identifié. La technologie du LFC avec cycle chimique ou *chemical looping* est très proche de la technologie actuelle du LFC. L'oxygène est apporté au réacteur de combustion sans la pénalité énergétique d'une unité de séparation d'air. Le coût d'investissement associé à l'unité de production d'oxygène (séparation d'air ou membrane) est ainsi supprimé.

Les principaux verrous identifiés de la technologie résident dans la mise au point d'une barrière de carbone entre les deux LFC, la durée de vie des oxydes (tenue mécanique et

tenue aux impuretés charbon) et la méthode d'élaboration de ces oxydes à grande échelle. L'adaptation au charbon constitue un pas important du développement et de l'intérêt de la filière. Le procédé est à un stade initial de développement, une application commerciale résidus lourds/charbon est envisagée vers 2015.

Bibliographie

DENIS J.S., 2009 – Chemical Looping Combustion: One answer to sequestering carbon dioxide, Review, 4th European Combustion Meeting, Vienne Univ. of Techn. 14-17th April 2009.

ZEP, 2008 – European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Zero Emission Platform: CO_2 capture and storage matrix of technologies, 28 july 2008 (V5), http://www.**zero-emissionplatform**.eu

2.2.4. Conclusion générale concernant le captage du CO_2 en Nouvelle-Calédonie sur les sites de production d'électricité et de traitement du nickel

L'adjonction d'unités de capture de CO_2 sur les sites de Prony et de Doniambo sera couteuse étant donné la faible puissance des centrales, même en tenant compte des décisions prises et des investissements engagés (Prony : deux fois 40 $MW_{electrique}$;soit 80 MW électrique ; Doniambo : trois fois 70 MW, soit 210 $MW_{electrique}$). En comparaison les nouvelles centrales dans le monde sont de 1 200 $MW_{electrique}$. Les coûts de la tonne de carbone évitée risquent donc d'être supérieurs à ceux des permis d'émission ou des prix de vente de la tCO_2. Cela ne doit pourtant pas empêcher de dessiner des perspectives d'équipements envisageables.

Des technologies existent et sont potentiellement adaptables sur des installations existantes en N.-C. ; il devra être effectué une veille scientifique et une participation active à des programmes de recherches nationaux, européens ou mondiaux dans ce domaine.

Les paragraphes suivants sont « à dire d'expert », c'est-à-dire que les idées émises sont le résultat d'une rapide prise de connaissance avec les données de la N.-C., confrontée aux expériences de l'expert.

2.2.4.1. Adaptation sur les installations actuelles

Pour la centrale de Prony à charbon pulvérisé, malgré l'emploi de lignite pauvre en soufre, la capture par absorption aux amines ou ammoniaque conduirait, sans installation de dénitrification et de désulfuration, à une pollution et une dégradation rapide du solvant. Un résultat identique sera obtenu avec des membranes qu'il serait difficile à régénérer.

La seule solution envisageable serait d'effectuer une oxy-combustion. Pour cela, il est nécessaire d'ajouter une unité de séparation de l'air en amont des brûleurs à CP et d'effectuer un re-design du foyer de la chaudière ce qui permettrait de favoriser les recirculations internes ou externes des produits de combustion afin de diluer les réactifs et de s'affranchir ainsi de la présence de zones trop chaudes. On stabiliserait ainsi un régime de combustion diluée. Les effluents privés d'azote, pourraient, après conditionnement (compression, épuration) être directement transportés vers leur lieu de stockage.

Pour l'usine pyrométallurgique de Doniambo, il semble difficile de capter les effluents du four rotatif. Par contre, des systèmes de réchauffage fonctionnant au fioul

pourraient être transformés en chauffage à induction électriques, la récupération de chaleur des scories conduisant à une température trop faible du liquide caloporteur pour assurer la coulée du minerai. Le chauffage électrique n'a de sens que si la centrale thermique est équipée d'une unité de captage du CO_2 pour ne pas augmenter encore ses rejets et qu'elle valorise l'ensemble des déchets de chaleur par préchauffage des réactifs. Les options concernant le recours massif à l'électricité dans les prochaines années sont souvent évoquées afin de concentrer plutôt que de multiplier les sources d'émission de CO_2.

2.2.4.2. Développement d'un cycle chimique sur la future centrale thermique à charbon pulvérisé de Doniambo avec zéro rejet de CO_2

La future centrale thermique à charbon pulvérisé de Doniambo présente, quant à elle, de bonnes opportunités pour intégrer un captage du CO_2.

Configuration actuelle de la centrale en projet

Il s'agit d'un foyer à lit fluidisé circulant. Le combustible et le comburant (air) sont introduits dans la chambre de combustion dont les parois sont constituées de matériaux réfractaires. Une gazéification du charbon se produit alors et il y a combustion entre ces produits de dégradation du charbon et l'air ambiant à une température de l'ordre de 920 °C. Les effluents chauds passeront alors dans une chaudière pour élever la température de la vapeur qui servira à faire fonctionner la turbine à vapeur. On rappellera que ce type de combustion est particulièrement bien adapté à une centrale ilienne (puissance adaptée pour un LFC, flexible au combustible utilisé – charbon, biomasse (bois, déchets verts), boues d'épuration…) peu polluante grâce à l'injection de calcaire broyé qui piège les oxydes de soufre, peu de rejets de NOx étant donné la faible température de combustion, rejets de N_2O satisfaisant aux normes européennes… Malheureusement, le rendement devrait être légèrement plus faible que celui d'une chaudière à flamme CP car le cycle thermodynamique s'établit avec une température légèrement plus faible.

Modification innovante pour la transformation du LFC en une unité de captage intégré de CO_2

Rappel de la technique du cycle chimique ou *chemical looping*

La technique proposée est celle du cycle chimique ou *chemical looping* présentée précédemment et qui est particulièrement bien adapté au LFC de Doniambo. Le cycle thermochimique a pour principe d'oxyder dans le réacteur de combustion, un combustible gazéifié (charbon…) par un oxyde métallique (typiquement un oxyde de nickel). Cette oxydation du combustible s'effectuant en absence d'air, les produits de combustion sont essentiellement de l'air et de la vapeur d'eau, les effluents peuvent donc être amenés vers le lieu de stockage après séchage et conditionnement. L'oxyde de métal est donc réduit en métal (le nickel) qui est amené vers un réacteur d'oxydation où le métal s'oxyde avec l'air à haute température avant d'être à nouveau amené vers le réacteur de combustion, le cycle est ainsi bouclé.

Innovation vers une centrale thermique à charbon à zéro émission de CO_2

Le cycle chimique nécessite donc :

– un réacteur d'oxydation de type LFC ;

– un réacteur de combustion, également de type LFC mais de taille 3 à 4 fois plus petite que le premier ;

– un procédé de transport du métal et du métal oxydé pour effectuer la boucle chimique ;

– un métal (ou calcium) transporteur, les meilleurs étant le nickel, le cobalt, le fer, le cuivre, le manganèse, etc. ou les composés calciques CaS.

Un pilote industriel est déjà opérationnel à l'université de Chalmers, en Suède, sur un cycle $CaS/CaSO_4$ (pilote d'environ $1MW_{thermique}$). Ce composé calcique devrait être bientôt abandonné au profil du nickel plus efficace, mais cancérigène !

Les atouts de la future centrale de Doniambo sont donc de posséder déjà le premier LFC (le plus grand et le plus cher) qui pourrait devenir le futur réacteur d'oxydation. Il suffirait de lui adjoindre un second LFC, identique mais de plus petite taille, pour disposer du réacteur de combustion et enfin un système de transport d'un composé calcique ou d'un métal et de chaleur entre ces deux unités. Quant au transporteur d'oxygène, en N.-C., ce serait le nickel, il est déjà disponible sur le site et est de loin le plus efficace, seul son prix serait un inconvénient en cas de non recyclage.

Un premier verrou pour cette technique, encore à l'état de recherche et de validation sur pilote, est la dégradation des sites d'oxydation et de réduction sur le métal, d'où une diminution des rendements du transport d'oxygène. Ce verrou est facile à lever à Doniambo si l'on intègre dans la boucle la régénération périodique du nickel dans les fours pyrométallurgiques. Un second verrou est lié à la mise au point de la barrière d'azote entre les deux réacteurs.

Les atouts pour une transformation de la future centrale de la SLN en cycle chimique avec zéro émission de carbone sont donc très importants :

- Pas de remise en cause des choix technologiques déjà faits, mais un réaménagement, de la future centrale thermique de Doniambo en système à cycle chimique, les technologies LFC sont connues mais à adapter.
- La présence de nickel sur le site avec possibilité de sa régénération sur le site.
- Faible impact sur le rendement énergétique du procédé global.
- Diminution des rejets de CO_2 grâce à sa capture sans unité de séparation, le rendement de captage est élevé, de l'ordre de 97 % (Alsthom).
- Les perspectives de coût énergétique et économique de cette technologie sont les plus faibles en comparaison des autres procédés de capture (absorption, adsorption, membranes, cryogénique) à la tonne de CO_2 évité (Alstom).
- L'équipement complémentaire n'est ni d'une taille ni d'un coût qui le rendrait inenvisageable.
- La participation d'Eramet au développement d'une technique de captage du CO_2.
- L'offre d'un nouveau débouché international à l'usine pyrométallurgique ou hydrométallurgique pour la régénération de nickel pollué par des produits de combustion dans le réacteur de combustion d'une centrale fonctionnant avec un cycle chimique.

Si une action forte contre les changements climatiques est décidée dans le monde et que la N.-C. envisage effectivement de réduire ses émissions de CO_2 dans l'atmosphère, des actions concrètes peuvent donc être effectuées aussi bien à Prony qu'à Doniambo. Des aides

incitatives de recherche et de développement de l'Europe, de l'État et des différents gouvernements calédoniens pourraient aider aux développements de cette technique innovante jamais testée sur une unité industrielle, à sa validation en pilote, à sa viabilité économique et au rayonnement international de l'île.

2.2.5. Le transport du CO_2

Là encore la filière complète doit être considérée entre le lieu de production du CO_2 et son stockage. Les seules solutions envisageables, étant donnés les volumes à transporter, sont les gazoducs (pipelines), et par voies maritimes (navires) en cas de stockage off shore ou dans un site extérieur à la Grande Terre (par exemple, dans les aquifères Australiens).

Pour son transport

- Les gazoducs : le procédé de construction des gazoducs est maintenant pleinement maîtrisé mais des spécifications techniques pour le transport du CO_2 doivent être prises en considération. Si le CO_2 est sec et purifié, de l'acier au carbone standard est suffisant, par contre de l'acier inoxydable peut être nécessaire dans des conditions spécifiques pour éviter la corrosion. La pression de fonctionnement pour le transport sera de 100 à 150 bars, ce qui permet d'utiliser les technologies employées pour le gaz naturel (90 à 100 bars). Un contrôle terrestre ou aérien et des mesures de pression, température, permet de surveiller le gazoduc. Le CO_2 est alors acheminé soit en phase dense sous pression (supercritique-pression supérieure à 74 bars), les épaisseurs doivent alors être importantes avec des stations de recompression, soit à l'état liquide (température et pression adaptées par exemple de 10 bars et -40 °C) ce qui impose des isolations thermiques et de re-compressions intermédiaires. Ces technologies sont déjà utilisées industriellement pour le transport sur de longues distances de CO_2 en Amérique du Nord et en Norvège. Les techniques de construction des gazoducs sont opérationnelles.
- Voie maritime : le CO_2 est généralement transporté à l'état liquide à pression modérée et à basse température (-50 °C et 7 bars) en employant la technologie des méthaniers. Les CO2niers seront calqués sur les LNGniers existants qui ont actuellement des capacités de 20 000 m^3. Le transfert de chaleur avec l'environnement au travers des parois du réservoir favorisera l'évaporation du CO_2 et augmentera la pression, d'où la nécessité de le refroidir en permanence. Des recompressions peuvent être nécessaire pour l'acheminement du CO_2 vers le lieu de stockage géologique.

Des contraintes sont inhérentes à ce transport

- La corrosion des métaux par le CO_2 qui devient très importante en présence d'eau, ce qui exige que les produits de combustion soient parfaitement déshydratés.
- La compression et le refroidissement.
- La toxicité du CO_2 lors d'une fuite dès que la concentration deviendra supérieure à 5 % dans l'air.
- La faible teneur tolérée en impuretés (NOx, SOx, H2S, particules, eau, oxygène, trace de solvants, etc.). Il faudra vérifier l'adaptabilité de ce captage à des centrales dont les émissions ne sont ni dénitrifiées ni désulfurées.

Pour l'évaluation du coût du transport, les données suivantes sont citées dans la littérature

- ZEP – European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants - Zero Emission Platform : CO2 capture and storage matrix of technologies, 28 July 2008 (V5), http://www.zero-emissionplatform.eu

- Le coût du transport par pipeline, selon le terrain pourrait être compris entre 0,5 et 10 €/100 km/tCO_2.
- Par bateau, le coût est plus réduit sur des longues distances, mais des stockages intermédiaires sont nécessaires.

Conclusions du transport du CO_2

Dans l'hypothèse d'une capture du CO_2 produit par les centrales thermiques de N.-C. et compte tenue des faibles tonnages annuels émis, il devra être envisagé de regrouper les émissions et de centraliser en un point du territoire. De là, un gazoduc conduira vers les lieux de stockage vers les sites de péridotites ou/et vers un terminal gazier pour un transport vers un site de stockage hors de l'île.

Les technologies de conditionnement et de transport terrestre ou maritime existent mais seront immanquablement assez onéreuses à mettre en place. De plus, l'effet d'échelle n'est pas bénéfique pour ces petites unités d'émission de CO_2.

La CCS ne pourra être opérationnelle en N.-C. sans un engagement mondial pour une réduction massive des émissions des GES, en particulier le CO_2, qui met à un prix élevé la tonne de CO_2 évitée.

2.2.6. La bioconversion du CO_2 par les algues

Signalons également la possibilité de valorisation des émissions de CO_2 des centrales *via* la bioconversion par les algues. Cela réduit les coûts de captage du CO_2 et supprime les besoins directs de stockage géologique du CO_2 émis par les centrales. Pour optimiser le rendement de la photosynthèse, les algues des bassins ou des bioréacteurs ont besoin d'un rayonnement solaire adéquat et de CO_2 en grande quantité. Or les rejets gazeux des centrales thermiques classiques productrices d'électricité (centrales au charbon, par exemple) ont une teneur moyenne en CO_2 de 13 % contre moins de 0,4 ‰ dans l'atmosphère. Ce CO_2 est mis à barboter dans les bassins ou réacteurs, puis assimilé par les algues. Les algues peuvent ainsi produire plus de biomasse par unité de surface au sol. Cela permet de traiter en même temps des eaux usées. Les biomasses ou molécules ainsi produites par les algues peuvent ensuite être utilisées pour réduire les consommations d'énergie fossile, donc indirectement les émissions nettes de CO_2. Mais cela ne permet pas de réduire directement les émissions de CO_2. Il ne s'agit donc pas ici d'une voie d'élimination du CO_2 comparable stockage géologique du CO_2, mais d'une voie de bioconversion de l'énergie solaire analogue à celle des plantes terrestres cultivées puis récoltées. Le métabolisme des algues peut aussi être orienté pour optimiser la fabrication de molécules éventuellement utilisables directement comme biocarburant. S'il n'y avait que du gaz carbonique pur à la sortie des centrales, les mêmes réacteurs pourraient être utilisés pour fabriquer des molécules à haute valeur ajoutée ou des aliments. On explore ces voies depuis le deuxième choc pétrolier. Les triglycérides que les algues peuvent produire peuvent théoriquement être transformées en huiles végétales brutes ou en biodiesel. Le rendement de bioconversion par hectare est toutefois plus élevé que pour les végétaux supérieurs de plein champ, mais suppose des investissements également plus élevés. Ces filières n'ont jusqu'ici encore jamais pu être mises en œuvre industriellement pour la production d'énergie, faute d'avoir pu devenir économiquement compétitives avec les productions classiques de biomasses végétales. L'intérêt renouvelé pour ces filières orientées vers la production de biocarburants est cependant réapparu récemment dans plusieurs pays industrialisés. Un nouveau bioréacteur permettant également de piéger une partie des émissions de NOx dans les algues a été mis au point (cf. le paragraphe consacré à « la valorisation énergétique des algues » dans « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie »). Divers types d'algues sont sélectionnées pour leur

aptitude à capter le CO_2 et en même temps pour leur résistance aux poisons que peuvent contenir les effluents de combustion des centrales. Des améliorations techniques devront cependant encore être apportées pour se rapprocher des limites de rendements de la photosynthèse et améliorer la conversion de ses produits. S'il faut recourir à la transgénèse pour accroître les rendements, le risque éventuel de diffusion de ces organismes dans l'environnement devra également être pris en considération. Les diverses étapes de la mise au point de cette technologie en sont encore aux premiers stades de la recherche fondamentale. Avant de pouvoir être diffusée, cette filière devra encore bien progresser. Un prix élevé de la tonne de CO_2 non émise pourrait cependant aider à la rendre plus rapidement compétitive.

Ce concept de bioconversion du CO_2 est en cours d'évaluation sur des sites pilotes ou industriels dans de nombreux pays. Entre autres, des photo-bio-réacteurs (PBR) de GreenFuel Corporation (http://www.greenfuelonline.com/news/Biofutur.pdf) sont couplés à la centrale de cogénération de 20 MW du MIT (Boston), des tests équivalents sont effectués par le groupe RWE en Allemagne ! Plusieurs types et techniques de PBR sont étudiées afin d'optimiser à la fois la capture du CO_2 (type d'algues, risques de contamination, réacteurs ouverts (bassins) ou fermés (tuyaux), volume, rapport surface/volume, évaporation, contrôle du procédé, éclairement, concentration en biomasse…). Les algues formant un écran absorbant à la lumière, cette dernière est bloquée en surface, il faut alors avoir recours à des rapports surface/volume du PBR élevés, de l'ordre de 350. Un second défi consistera à accroître le rendement thermodynamique de la conversion lumière/algues. Le tableau ci-dessous compare les potentiels d'absorption du CO_2 par les végétaux supérieurs et les algues dans un PBR. Les surfaces d'échange lumière solaire/algues restent encore considérables, mais bien inférieures à ce qu'exigent les végétaux supérieurs pour capter la même quantité de CO_2.

Tableau 4 – Surfaces et volumes nécessaires pour la séquestration d'une tonne de CO_2 par jour (PBR= photo-bio-réacteurs)

Type de Système	Flux incident q_o (W/m²)	Volume V (m^3)	Surface captation S (ha)	Biomasse maximale atteinte (kg/m^3)
Végétaux supérieurs - Plein champ (moyenne Europe)	100	Non significatif	37	Non significatif
PBR actuels extensifs et solaires (données de la littérature)	100	2500	2,5	0,1 à 0,5
PBR intensifié en couche mince	100 400 (après concentration)	250 140	2,5 5 pour le captage, concentré sur 1,3 de culture	2 5
PBR avec distribution interne de la lumière (limite thermodynamique, réacteur idéal)	Captation à 400 et utilisation à 4	80	0,2	15

Ce tableau exprime la masse de matière organique journalière théorique pouvant être obtenue en fonction du flux de lumière incident et des caractéristiques du PBR. Les valeurs montrent la nécessité d'un échange optimal entre le flux de lumière et la solution d'algues, l'absorption de lumière limitant la croissance des microorganismes.

Bibliographie

Le bulletin « Greenhouse Issues » de l'Agence internationale de l'énergie (IEA Greenhouse Gas R&D Programm) publie chaque année plusieurs numéros d'un bulletin, de 20 à 30 pages, qui permet de s'informer régulièrement de l'avancée des connaissances techniques, économiques et juridiques relatifs au captage et au stockage géologique du CO_2, http://www.ieagreen.org.uk

BAUKAL C.E. Jr, 1998 – Oxygen-enhanced combustion, CRC Press LLC.

BAUKAL C.E., 2000 – Heat Transfer in Industrial Combustion CRC Press LLC.

FERON P.H.M., HENDRIKS C.A., 2005 – CO2 Capture Process Principles and cost, Oil & Gas Science and Technology, Rev. IFP, Vol 60 n° 3, pp 451-459.

GIEC, 2005 – *Piégeage et stockage du dioxide de carbone, Résumé à l'intention des décideurs et Résumé technique*, Rapport spécial du Giec, B. Metz, 2005, ISBN 92-9169-219-0, 52 p. Carbon capture and storage (Rapport complet seulement en anglais).

GOEL M., Kumar B. *et al*. éditeurs, 2008 – *Carbon Capture and Storage. R& D Technologies for Sustainable Energy Future*, Narosa Publishers, 242 p.

LAHAYE G. – Prado Nato Fundamentals of the physical-chemistry of pulverized coal combustion, J ASI Series, Series E: Applied Sciences, n° 137.

TONDEUR D., 2004 – *Capture par adsorption de CO_2 dans des gaz de centrales thermiques et leur injection en puits de pétrole*, Rapport final de Programme Énergie du CNRS.

VGB – CO_2 Capture and storage, Report on the State of the Art, Published by VGB Power Tech e.V., http://www.vgb.org

ZEP, 2008 – European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Zero Emission Platform : CO_2 capture and storage matrix of technologies, 28 july 2008 (V5), http://www.zero-emissionplatform.eu

Différentes études ont été engagées ou sont prévues, notamment dans le cadre des projets européens du 6e PCRD (projet Encap, propositions Cachet et Dynamis consultables sur le site http://www.encapco2.org

3. Comment la Nouvelle-Calédonie pourrait-elle tirer parti de son contexte géologique en matière de recherche et d'expérimentation sur les technologies de stockage de CO_2 ?

3.1. Les trois formes de stockage géologique du CO_2

Le stockage non biologique du CO_2 peut être envisagé sous trois formes : dans les océans, dans les roches par carbonatation et dans les formations géologiques de la croûte terrestre. Nous mentionnerons, dans le texte qui suit, les atouts de la N.-C. pour ces diverses formes de stockage.

L'immersion de CO_2 (liquide) dans l'océan profond – Elle soulève des difficultés quant à son efficacité, son coût et son impact sur l'environnement. Les techniques en sont encore au stade de la recherche, et il n'y a pas encore eu vraiment de démonstration (projet

pilote). Les effets que pourrait avoir l'injection de CO_2 sur les écosystèmes, à des échelles de temps importantes, ne sont pas connus. Il est donc difficile d'envisager cette option de stockage dans ou près d'une zone où les récifs coralliens et les écosystèmes associés sont inscrits au patrimoine mondial de l'Unesco. De plus, le Giec (2005) signale une « *forte opposition* » du public envers de telles expérimentations dans l'océan Pacifique.

Le stockage par séquestration minérale ex situ (carbonatation minérale à partir de déchets) – Ce procédé, qui consiste à fixer industriellement le CO_2 dans des carbonates inorganiques, en est au stade de la démonstration (site pilote) : il demande beaucoup d'énergie et la construction d'usines de carbonatation. Il pose aussi des problèmes environnementaux, car il faut en stocker les déchets (*2,6 à 4,7 t de carbonates par tonne de* CO_2 ; source Giec (2005).

Le stockage dans les formations géologiques – Cette option propose des pistes plus prometteuses sur le plan environnemental et industriel. Le Giec souligne que « *Le potentiel du stockage géologique est à l'échelle du défi planétaire puisqu'il est à comparer avec les émissions totales de* CO_2 *estimées entre 2000 et 2050 qui sont de l'ordre de 2 000 Gt* » (scénario *Business as usual*/Projection IS92a du Giec). On considère que le stockage géologique du CO_2 pourrait se développer à une échelle industrielle d'ici 10 à 15 ans. Il est la solution de stockage la plus retenue par la plupart des pays industrialisés. L'Australie, pays voisin de la N.-C., fait partie des cinq pôles importants qui développent des recherches sur le stockage géologique.

Nous allons montrer dans ce rapport pourquoi le contexte géologique de la N.-C. est particulièrement favorable à la séquestration de CO_2, et quelles pistes peuvent être proposées. Les projets recommandés sont des projets à moyen ou long terme, nécessitant des recherches qui auront une portée internationale et permettront de faire avancer les études sur les technologies innovantes réalisées un peu partout dans le monde.

3.2. Bref aperçu du contexte géologique de la Nouvelle-Calédonie

L'archipel de la N.-C. se situe dans la zone de transition entre le domaine continental australien et le domaine océanique de la plaque Pacifique. L'île de la N.-C. (Grande Terre) correspond pro parte à la partie émergée et septentrionale de la ride de Norfolk (figure 23) qui n'est autre qu'un lambeau de la marge orientale du supercontinent Gondwana s'étant séparé de l'Australie il y a environ 100 millions d'années. Plus au nord, la Ride des Loyauté est constituée d'anciens édifices volcaniques ennoyés et recouverts par d'importants dépôts carbonatés récifaux. Ces deux unités insulaires sont jalonnées de bassins sédimentaires ayant un potentiel économique en cours d'évaluation.

3.2.1. Une chaîne de montagne, la présence de massifs de péridotites et de basaltes

L'histoire géologique de la N.-C., quoique complexe, est relativement bien connue (Aitchison *et al*., 1995 ; Avias, 1967 ; Chardon *et al*., 2006 ; Cluzel *et al*., 2001 ; Collot *et al*., 2008 ; Dubois *et al*., 1974 ; Maurizot et Lafoy, 2003 ; Paris, 1981). La Grande Terre résulte de l'émersion d'un prisme orogénique (chaîne de montagne) qui s'est formé entre 36 et probablement 28 millions d'années, en se propageant vers l'ouest dans un contexte géodynamique de subduction-obduction. Cette obduction s'est manifestée de façon spectaculaire par le chevauchement vers le sud-ouest de la lithosphère océanique du bassin des Loyauté sur la Grande Terre. Les témoins de ce chevauchement correspondent aux restes d'une nappe de péridotites qui s'enracine sous le bassin des Loyauté, et que l'on retrouve donc sous une faible épaisseur de sédiments le long de la côte est. Cette nappe de péridotites recouvre encore aujourd'hui une partie de l'île de la N.-C., et en fait sa richesse et son

originalité. Les péridotites constituent aujourd'hui d'importants massifs qui représentent un tiers de la Grande Terre (5 500 km²), et sont répartis dans le sud et sur la côte ouest (figure 24). Le massif du sud (figure 25) est le plus grand massif du monde après celui d'Oman ; il pourrait atteindre par endroit 3 000 m d'épaisseur.

Cette abondance exceptionnelle de roches ultrabasiques est non seulement à l'origine de réserves considérables de nickel (20 % des ressources mondiales) et de cobalt, mais peut aussi contribuer – nous le verrons ultérieurement – au stockage géologique de CO_2.

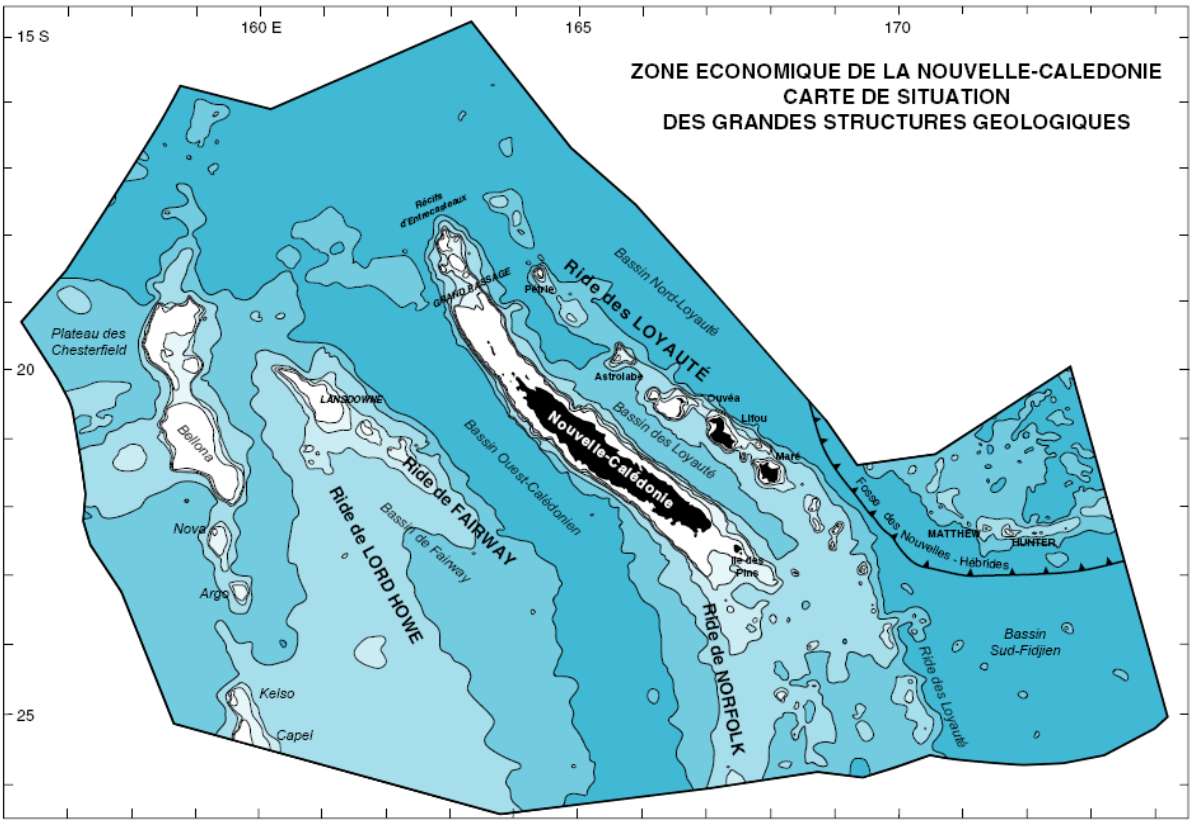
Sur la côte ouest, la nappe des péridotites chevauche l'unité géologique de Poya qui correspond à un empilement d'écailles chevauchantes de croûte océanique et est constituée à 95 % par des basaltes (cette unité est appelée aussi nappe des basaltes, figure 26). Ces basaltes ont une extension importante et affleurent sur la moitié nord de la côte ouest (figure 24). Nous verrons qu'ils peuvent constituer, au même titre que les péridotites, des roches d'importance capitale pour le stockage de CO_2.

3.2.2. Des bassins sédimentaires importants et peu connus

Sur la bordure ouest, et à l'ouest de la Grande Terre, les bassins sédimentaires associés à l'orogénèse néo-calédonien, et bien que reconnus pour leur potentiel pétrolier (cf. « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie » et figure 26), restent sous-explorés. Ainsi en *deep* off shore, le bassin de N.-C. est considéré comme un bassin frontière pour l'exploration pétrolière du XXI^{e} siècle (Vially *et al.*, 2003), et la bordure occidentale du bassin de Farway (Ride de Lord Howe) a été présentée récemment comme une cible pétrolière à moyen/court terme (Schéma Minier, gouvernement de la N.-C., 2009).

Ces bassins sédimentaires sur la côte ouest de la N.-C., ou à proximité, représentent un important potentiel pour le piégeage de CO_2 puisqu'ils sont susceptibles de renfermer de futurs gisements pétroliers et des aquifères salins.

Figure 23 – Les unités morphostructurales de la ZEE de Nouvelle-Calédonie (d'après Lafoy *et al.*, 1996)



On voit que la Grande Terre est entourée d'importants bassins sédimentaires qui constituent des zones favorables pour le piégeage de CO_2.

Figure 14 – Carte géologique de la Nouvelle-Calédonie (d'après Pierre Maurizot, BRGM-Dimenc, 2001). Les massifs de péridotites représentent un tiers de la surface de la Grande Terre et sont situés à proximité des centres d'émission de CO_2. L'unité de Poya qui jalonne une grande partie de la côte ouest comprend essentiellement des basaltes (95 %), propices eux aussi au stockage de CO_2.

3 - Les émissions et les réductions d'émissions de GES en Nouvelle-Calédonie

P. BABY, P. COUTERON, J.-M. MOST, A. RIEDACKER

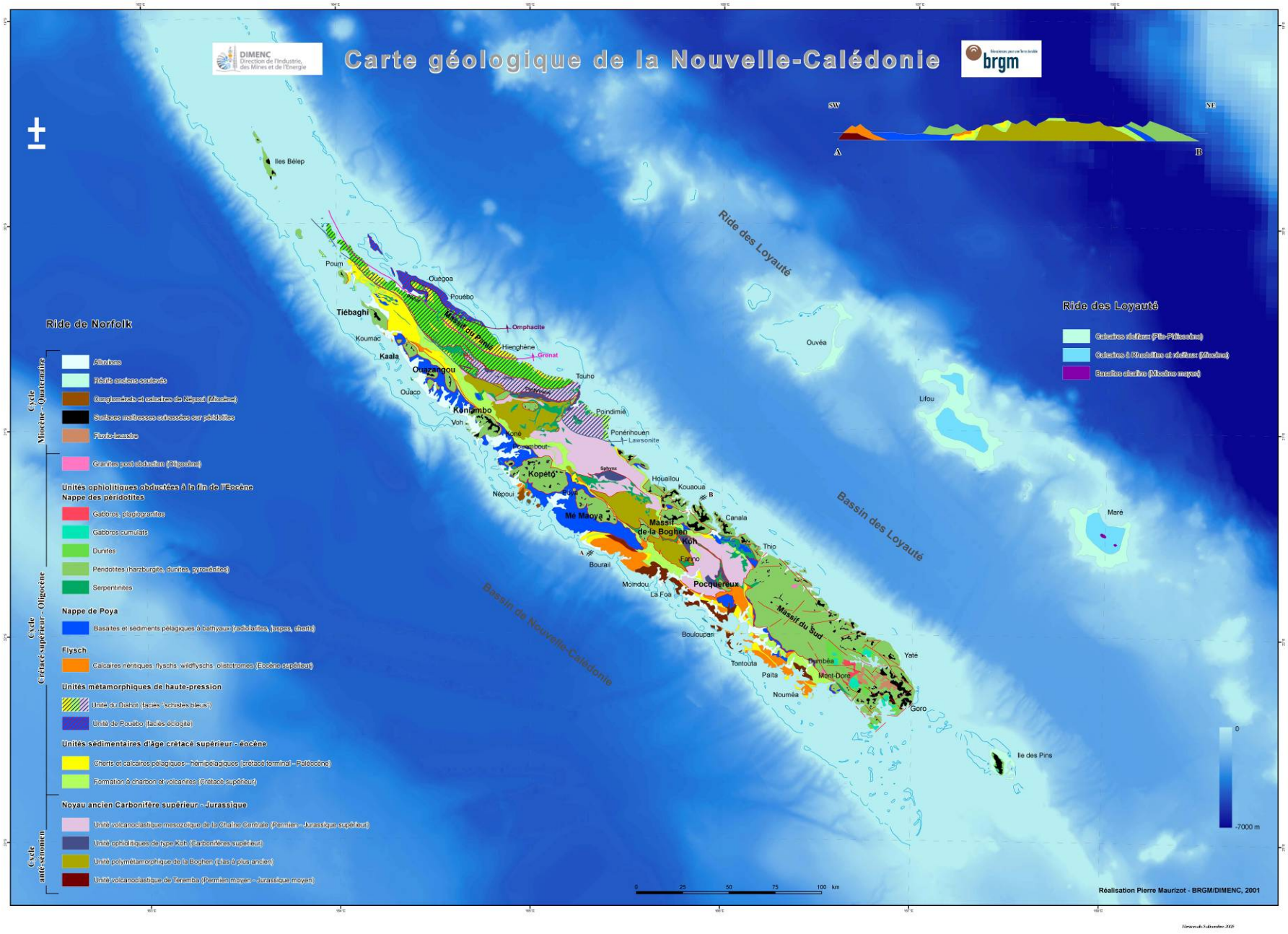
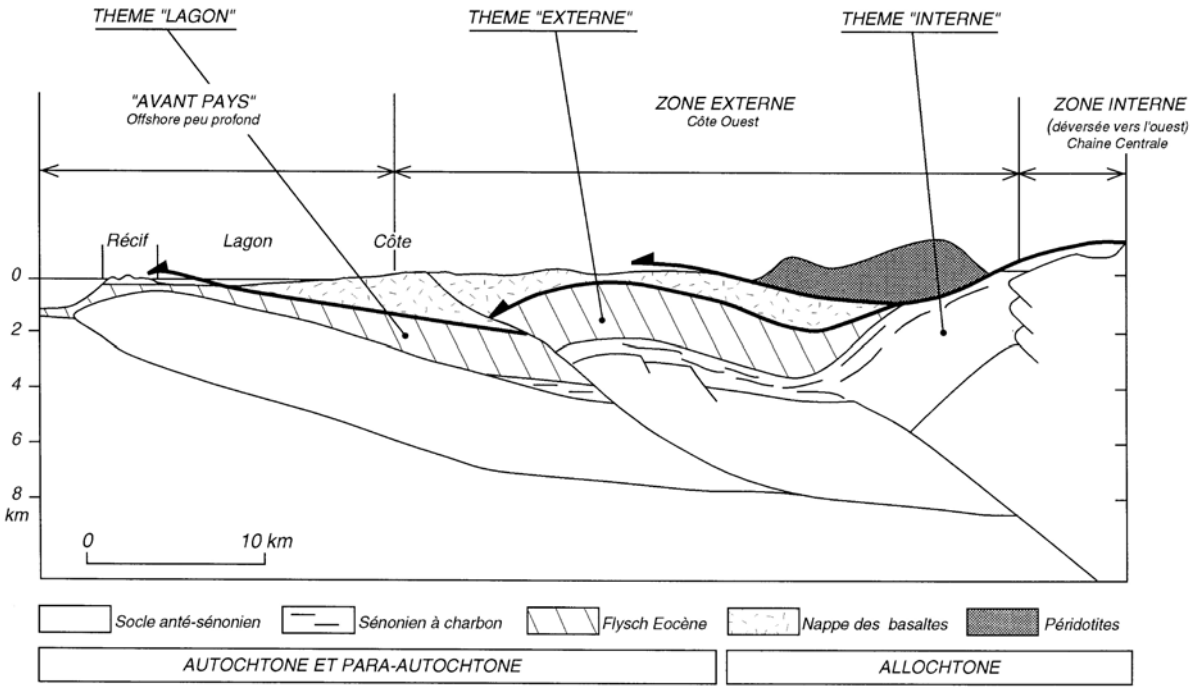


Figure 25 – Aperçu de l'extrémité nord du massif de péridotites du Sud de l'île (exploitation minière de Thio). Ce massif est le deuxième plus grand massif de péridotites au monde après celui d'Oman. Il se poursuit en mer sous le bassin des Loyauté. (Photo P. Baby).

Figure 26 – Style structural et thèmes d'exploration pétrolière sur la côte ouest de Nouvelle-Calédonie

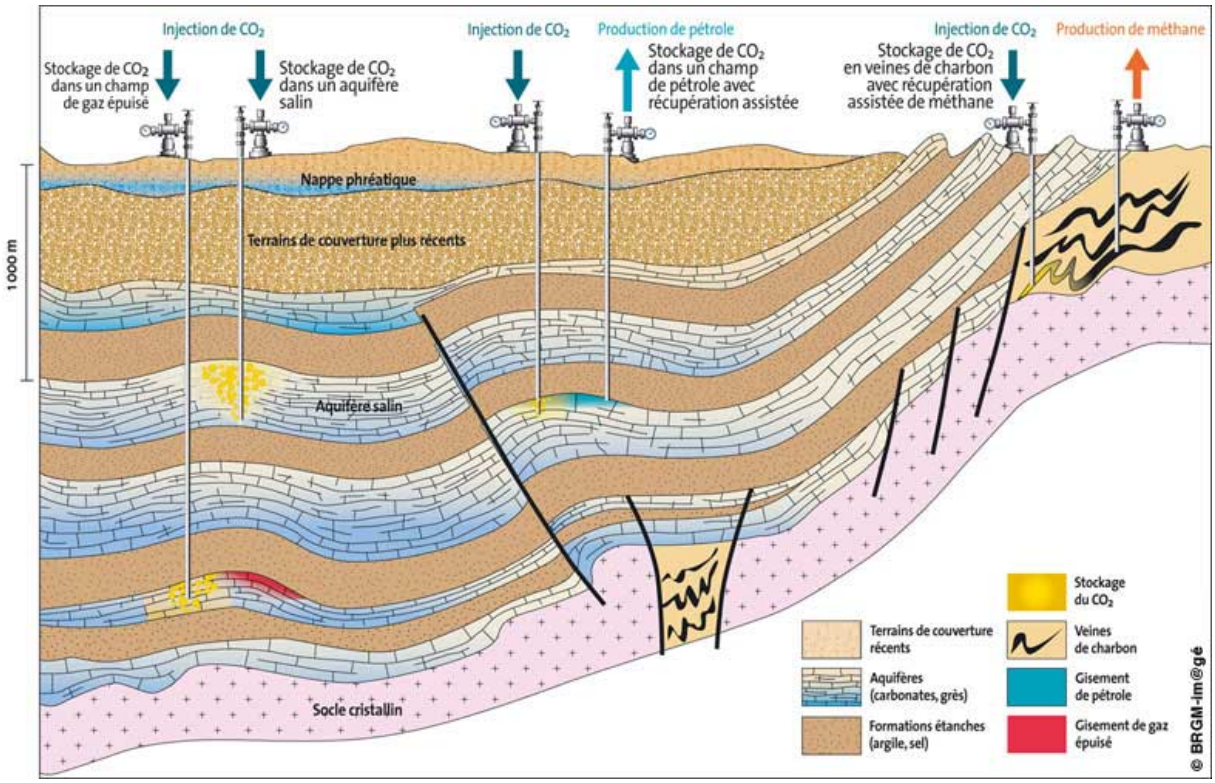


Source : d'après Lafoy *et al.*, 1996 ; modifié de Vially et Mascle, 1994.

3.3. Le stockage de CO_2 dans les formations géologiques : état de l'art

La figure 27 illustre les solutions de stockage géologique de CO_2 les plus conventionnelles, que l'on trouve dans les **bassins sédimentaires** et qui en sont déjà au stade commercial dans certaines conditions. Parmi ces solutions, on peut d'emblée éliminer en N.-C. la récupération assistée de méthane dans une couche de houille (RAMCH), en effet les gisements de charbon n'y sont pas assez importants pour appliquer ce procédé.

Figure 27 – Solutions de stockage géologique de CO_2 les plus conventionnelles



Source : document BRGM.

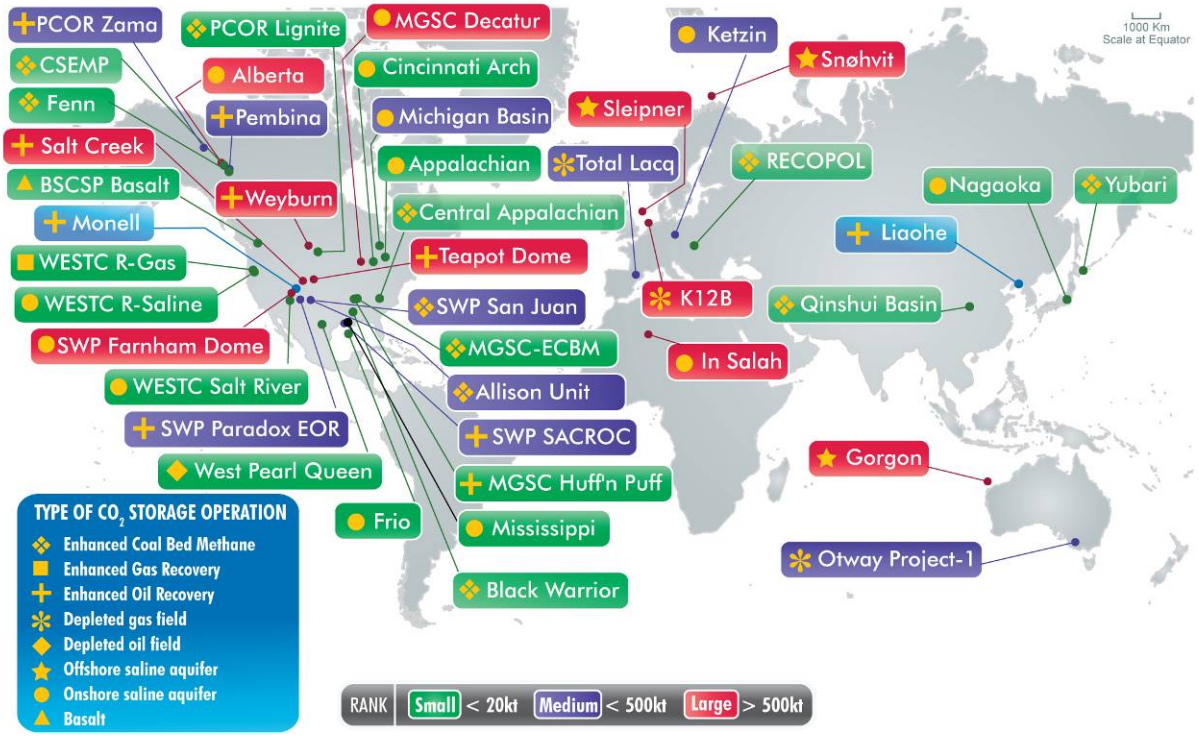
On peut par contre ajouter aux options de stockage géologique envisageable en N.-C. **la séquestration minérale *in situ*** dans des roches basiques (basaltes) ou ultrabasiques (péridotites). Cette option, moins conventionnelle, en est au stade de la recherche et de la démonstration (deux sites pilotes au monde), et pourrait trouver en N.-C. un excellent terrain d'expérimentation, dont les résultats pourraient alimenter les réseaux de recherche internationaux.

3.3.1. Séquestration géologique dans les bassins sédimentaires

Les bassins sédimentaires représentent de nos jours le potentiel de stockage le plus important à l'échelle planétaire. Ils sont répartis un peu partout dans le monde autour des centres d'émission de CO_2. Des projets commerciaux ou de démonstration ont été mis en route ces dernières années par l'industrie pétrolière en partenariat avec des réseaux de recherche nationaux et internationaux. La répartition de ces projets à travers le monde (figure 28) est assez hétérogène, ils se situent souvent près d'installations pétrolières déjà existantes.

Une grande partie des données présentées ici provient du Giec, du Club CO_2 français, de l'AIE, du CO2CRC australien, et des informations rendues accessibles (sites web) par les grandes compagnies pétrolières.

Figure 28 – Localisation des projets commerciaux ou de démonstration de stockage géologique de CO_2 à travers le monde (© CO2CRC 2008)



3.3.2. Gisements d'hydrocarbures

a. Recherches en cours

Les réservoirs de pétrole et de gaz (roches poreuses) ont prouvé leur étanchéité pendant plusieurs millions d'années, ils sont donc susceptibles de pouvoir être utilisés pour le stockage de CO_2. On connait d'ailleurs des gisements naturels de CO_2 découverts lors de forages d'exploration pétrolière et exploités industriellement (gisement de Montmirail dans la Drôme). Les gisements d'hydrocarbures constituent pour le moment l'option de stockage géologique la plus facile à mettre en œuvre et la plus économique.

Le stockage de CO_2 dans un champ de pétrole avec récupération assistée

La technologie d'injection du CO_2 est déjà connue par l'industrie pétrolière qui pratique la récupération assistée de pétrole (RAP) depuis le début des années 1970. Le CO_2 est injecté dans les gisements en cours d'exploitation pour réduire la viscosité du pétrole. À la fin du cycle de récupération, le gaz peut être emprisonné au lieu d'être libéré dans l'atmosphère. Parmi les sites de stockage en cours d'activité (figure 28), on peut citer un des plus importants, le projet commercial Weyburn au Canada, projet international lancé en 2000 sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie, où 3 000 à 5 000 t de CO_2 sont injectées chaque jour. Ce projet, auquel participent aussi l'Union européenne et Total, doit durer 15 ans et permettre de stocker définitivement plus de 20 Mt de CO_2 tout en récupérant 130 millions de barils de pétrole.

Le stockage de CO_2 dans les anciens champs de gaz épuisés ou déplétés

Les anciens gisements de pétrole ou de gaz épuisés ou en phase de déclin (déplétés) constituent aussi des sites de stockage économiquement très intéressants (existence des équipements, milieu géologique bien connu). Plusieurs projets pilotes sont en cours

d'expérimentation au niveau mondial pour essayer de démontrer la fiabilité et la pérennité de ce type de stockage géologique à long terme. En France, le premier projet pilote vient de démarrer dans l'ancien gisement de gaz de Lacq (Pyrénées), où le CO_2 sera injecté pendant deux ans dans un réservoir déplété (150 000 t de CO_2 seront injectés pendant deux ans). Ce projet est piloté par Total, qui s'est entouré de la communauté scientifique française (IFP, BRGM, Cregu, CNRS, Université). Dans le même ordre de grandeur, l'Australie a démarré en 2008 le projet pilote de Otway (CO2CRC Otway Project) considéré alors comme l'un des plus démonstratifs au monde par l'AIE pour la qualité du *monitoring* mis en place (100 000 t de CO_2 seront injectés pendant deux ans). Les gisements d'hydrocarbures épuisés ou déplétés, très intéressants du point de vue économique, ne sont pas répartis sur toute la planète à proximité des sources de CO_2. Leurs capacités de stockage seraient de 920 Gt de CO_2 selon l'Agence internationale de l'énergie.

Les recherches en cours, financées par les compagnies pétrolières et le domaine public, mettent l'accent sur les outils et techniques de surveillance de l'étanchéité des sites de stockage (fuites dans les forages, étanchéité de la couverture). Les interrogations portent sur les durées de stockages et la quantité de fuites qui seraient acceptables. On estime actuellement que les fuites ne doivent pas dépasser 1 % du CO_2 total stocké pendant 1 000 ans.

b. Avantages de la Nouvelle-Calédonie

Les bassins sédimentaires on shore et off shore de N.-C. présentent un potentiel pétrolier considérable et des activités d'exploration sont prévues à moyen/court terme (cf. « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie »). Si des gisements d'hydrocarbures sont découverts, des stockages géologiques de CO_2 pourraient être envisagés à moindre coût : RAP dans un premier temps, puis gisements déplétés. La localisation géographique de ces gisements conditionnera les coûts. La découverte de gisements d'hydrocarbures sur la côte ouest de la N.-C., près des centres d'émission de CO_2, n'est pas exclue. On connait déjà l'anticlinal de Gouaro, où il a été détecté une petite accumulation de gaz dans des réservoirs de faible qualité (cf. « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie »). Cette structure se trouve entre le futur site d'émission de CO_2 de Koniambo et le site de la SLN de Nouméa, elle mérite sans aucun doute qu'on s'y intéresse d'assez près. D'autres structures comparables doivent exister sur la côte ouest, mais ne pourront être mises en évidence que par de nouvelles campagnes d'exploration. Dans le cas de gisements plus lointains, qui restent à découvrir dans les bassins sédimentaires off shore (bassin de la N.-C. ou bassin de Farway), il faudra envisager des moyens de transport de CO_2 sous forme liquide par voie maritime, ce qui est aussi réalisable, mais à des coûts plus élevés. Une distance de 300 km entre le site d'émission et le site de stockage reste raisonnable d'après le Giec.

3.3.3. Aquifères salins

a. Recherches en cours

Les aquifères salins profonds se rencontrent dans les bassins sédimentaires en mer et en terre ferme au même titre que les gisements pétroliers, mais ils sont beaucoup plus nombreux, et à des profondeurs moins importantes. Le CO_2 injecté dans le réservoir reste séquestré par piégeage hydrodynamique (sous la couverture sédimentaire du piège structural ou stratigraphique), par solubilité dans les fluides en place, et par minéralisation. Les aquifères doivent se situer à plus de 1 000 m de profondeur, afin de permettre le stockage de CO_2 à l'état supercritique. Les programmes de recherche sont moins avancés que ceux qui concernent les gisements d'hydrocarbures. Plusieurs projets de démonstration sont en cours (figure 28) pour mieux connaître ces aquifères. Une première expérience commerciale à

grande échelle de stockage a été lancée en mer du Nord en 1996 (projet européen Sleipner) par le pétrolier norvégien *Statoil*, où 1 Mt de CO_2 sont injectées chaque année. Le second projet commercial le plus connu est celui de In-Salah en Algérie (BP, Sonatrach, Statoil), initié en 2004, où le CO_2 provenant de l'exploitation du gaz naturel est réinjecté (1,2 Mt/an) dans l'aquifère du champ de gaz en production, ce qui en fait l'unique projet de ce type au monde. En France, c'est le bassin sédimentaire de Paris qui a été retenu pour réaliser une première évaluation du potentiel de stockage du CO_2 en aquifère (68 % des émissions de CO_2 produites par les industries en France sont situées autour du bassin de Paris ; sources Club CO_2, 2006) avant de lancer un projet de démonstration.

Comme pour les gisements d'hydrocarbures, les recherches sur les aquifères salins portent surtout sur le comportement à long terme du stockage, mais les incertitudes sur l'étanchéité sont plus importantes. Les aquifères profonds correspondent aux capacités mondiales de stockage de CO_2 les plus importantes (estimées entre 400 et 10 000 Gt d'après l'AIE.

b. Avantages de la Nouvelle-Calédonie

La présence de bassins sédimentaires sur la côte ouest de la N.-C. est incontestablement un avantage. Ces bassins se trouvent relativement près des centres d'émission de CO_2 ; ils contiennent forcément des aquifères salins, mais restent sous-explorés. Le contexte géologique est relativement bien connu, mais il faudra attendre de nouvelles campagnes d'exploration pétrolière pour avoir une bonne évaluation du potentiel de stockage.

3.3.4. Séquestration minérale in situ dans les roches basiques et ultrabasiques

L'idée de transformer le CO_2 par minéralisation s'appuie sur l'observation du processus de formation des roches carbonatées dans la nature, qui se déroule sur des échelles de temps géologiques. À la suite d'interactions entre fluides aqueux et fragments de roches silicatées, le calcium et le magnésium dissous dans un premier temps précipitent ensuite en présence de gaz carbonique sous forme de carbonates (calcite, CaCO3) et magnésite (MgCO3). On sait reproduire artificiellement ces réactions naturelles, ce qui a conduit aux différentes pistes de recherche de séquestration minéralogique de CO_2.

La séquestration minéralogique *in situ* consiste donc à injecter du CO_2 dans des roches basiques (basaltes) ou ultrabasiques (péridotites), de manière à ce qu'il reste piégé naturellement sous forme minérale par carbonatation (transformation des roches en carbonates). D'importantes études expérimentales sont en cours pour quantifier les vitesses de minéralisation et l'efficacité du procédé. Les recherches portent aussi sur le potentiel de micro-organismes vivant à grande profondeur et pouvant améliorer la minéralisation (biominéralisation). S'il fonctionne, ce procédé aura l'avantage d'être un des plus économiques, et la séquestration du CO_2 restera stable sur des millions d'années. On s'affranchit, avec cette option de stockage, des risques de fuites qui constituent le problème majeur de la séquestration gazeuse dans les gisements pétroliers ou les aquifères salins.

a. Dans les basaltes

Recherches en cours

Les premières études sur la séquestration minérale *in situ* se sont intéressées aux roches basiques, et en particulier aux basaltes, qui sont les roches les plus réactives pour la séquestration minéralogique de CO_2. On sait que les roches basaltiques affleurant sur la planète consomment à elles seules par processus d'altération 30 % du CO_2 atmosphérique,

bien qu'elles ne représentent que 5 % des surfaces continentales (Dessert *et al*., 2003). Il existe actuellement deux sites pilotes au monde où le CO_2 est injecté dans des basaltes contenant des aquifères. Le premier, le BSCSP Project (http://www.bigskyco2.org/)se situe aux États-Unis (État de Washington) ; il a démarré en 2008, mais rencontre actuellement des problèmes opérationnels. Le deuxième est situé en Islande, pays constitué à 90 % par des basaltes, et comparable par son nombre d'habitants à la N.-C. Ce deuxième projet de démonstration (Hellisheidi CO_2 injection pilot study) est financé par la compagnie Reykjavik Energy qui en fait bénéficier un consortium de recherche constitué de laboratoires islandais, nord-américains et français (LMTG, Toulouse, http://www.lmtg.obs-mip.fr/co2/hellisheidi.htm). Le CO_2 provenant d'une centrale géothermique (sous forme gazeuse dans les vapeurs) appartenant à Reykjavik Energy est réinjecté (forme dissoute dans le l'eau froide) dans les basaltes (aquifères) à une profondeur de 400 à 800 m en réutilisant des forages d'exploration (Matter *et al*., 2008). Il est prévu d'injecter 32 000 t de CO_2 par an dans ce laboratoire naturel, à partir d'aout 2009. Cette technologie, si elle s'avère effective, pourra être exportée dans d'autres régions basaltiques du monde.

Avantages de la Nouvelle-Calédonie

Il existe une surface de basaltes importante en N.-C. (unité géologique de Poya, appelée aussi nappe des basaltes, cf. figure 24) répartie sur la moitié nord de la côte ouest. Le projet Koniambo (KNS) est situé tout près des affleurements de basaltes.

b. Dans les péridotites

Recherches en cours

Les péridotites sont des roches ultrabasiques, moins riches en calcium que les basaltes, mais contenant une grande quantité de magnésium rentrant aussi dans le processus de carbonatation.

Les recherches réalisées sont beaucoup moins avancées que dans le cas des basaltes, probablement car les massifs de péridotites sont beaucoup moins importants dans le monde que les épanchements de basaltes. Il n'existe pas aujourd'hui encore de projet pilote type Hellisheidi, mais de récentes découvertes scientifiques réalisées par le Lamont–Doherty Earth Observatory de l'université de Columbia (États-Unis, New York) dans le massif de péridotites d'Oman montrent l'importance du potentiel de la séquestration minéralogique des roches ultrabasiques. En effet, les travaux publiés par Kelemen et Matter (2008) – impliqués aussi dans le projet Hellisheidi – montrent que les péridotites d'Oman et leur produit d'altération, les serpentinites, séquestrent en surface par carbonatation naturelle (processus d'altération) 10^4 à 10^5 tonnes de CO_2 par an. Cette carbonatation des péridotites déjà remarquable peut être accélérée en augmentant la température et la pression. À partir d'études théoriques, les chercheurs de l'université de Columbia proposent d'injecter le CO_2 concentré (état supercritique) dans des péridotites situées à 3 km de profondeur, après avoir fracturé hydrauliquement la zone de stockage et l'avoir porté à 185 °C par injection d'eau chaude. Une fois la carbonatation initiée, la température de 186 °C serait maintenue par sa réaction exothermique et la séquestration se produirait en continue et à vitesse accélérée sous un flux de CO_2 maintenu seulement à 25 °C. Ils estiment que ce procédé, très économique après son initialisation, pourrait permettre de stocker jusqu'à 1 Gt de CO_2 par an dans le massif de péridotites d'Oman. Ils insistent sur le potentiel des péridotites de N.-C. et de Papouasie-Nouvelle-Guinée, qui comme en Oman, se prolongent en mer sous une faible tranche de sédiments, et sont accessibles à 3 km de profondeur (profondeur requise pour avoir une température et une pression initiales suffisamment élevées). Il est évident que ce procédé ne

pourra pas être testé en laboratoire et nécessitera la réalisation d'un site pilote dans une de ces trois régions du monde.

Par rapport à la séquestration minéralogique ex-situ, cette option nécessite moins d'énergie, pas de transport de matériel (roches), et s'avère donc beaucoup plus économique.

Avantages de la Nouvelle-Calédonie

Elle possède le deuxième plus grand massif de péridotites au monde (massif du Sud, cf. figure 24), après celui de l'Oman. Ce massif se prolonge en mer sous le bassin des Loyautés où les péridotites peuvent être atteintes à 3 km de profondeur dans une zone où le procédé proposé par l'université de Columbia pourrait être appliqué.

3.4. Comment la Nouvelle-Calédonie peut-elle tirer parti de son contexte géologique ?

Les trois recommandations proposées se situent à différents stades de maturité dans les réseaux de recherche internationaux. Nous avons choisi de les présenter par ordre décroissant en matière de recherche et de démonstration, mais chacune d'elle montre des intérêts pour la N.-C. et doit être analysée dans le contexte économique et sociétal. Chaque recommandation implique des efforts d'investissements qui devront être conduits en synergie avec les initiatives françaises, européennes et de la région Asie-Pacifique (en particulier avec l'Australie).

3.4.1. Recommandation 1 : séquestration géologique dans les bassins sédimentaires

Selon le Giec (2005), *« Le PSC (Piégeage et stockage de dioxyde de carbone) pourrait être envisagé dans les pays qui détiennent d'importantes sources d'émissions de CO_2 susceptibles d'être piégées, qui ont accès à des sites d'entreposage, qui détiennent une expérience en matière d'exploitation pétrolière et gazière, et qui cherchent à se développer tout en respectant la limitation des émissions »*.

Il n'y a pas d'expérience en matière d'exploitation pétrolière et gazière en N.-C., mais il existe un réel potentiel de sites d'entreposage dans les bassins sédimentaires de sa côte ouest et de sa ZEE *deep* off shore (cf. « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie »). Il est fort probable que des campagnes d'exploration s'effectuent à moyen/court terme. Ces campagnes impliqueront la réalisation de forages qui découvriront des gisements ou, dans le pire des cas, des aquifères salins. Dans le cas de gisements, le CO_2 pourrait être stocké lors de RAP (récupération assistée de pétrole), et/ou dans les aquifères salins qui se situent au contact des hydrocarbures (cf. projet pilote In-Salah en Algérie). **La N.-C. doit être prête à négocier avec les compagnies pétrolières internationales cette option de stockage géologique (gisements et/ou aquifères salins) dès que des campagnes d'exploration seront lancées dans sa ZEE.** Le stockage en aquifère salin nécessitera une phase de démonstration, les éventuels projets pourront faire appel à des financements européens et à des labellisations internationales (AIE). Le CO2CRC d'Australie pourrait être un excellent partenaire pour mener ces recherches, en particulier sur la Ride de Lord Howe (figure 23), cible d'exploration commune à l'Australie et à la N.-C.

Avant cela, la N.-C. peut continuer à promotionner le potentiel pétrolier de ses bassins sédimentaires, **mais aussi leur potentiel en termes de stockage géologique de CO_2**, qui peut intéresser les pays voisins. Ainsi, le Service de la géologie de N.-C. (Dimenc), qui a su très bien mettre en valeur l'intérêt économique de ses bassins sédimentaires, devrait inclure dans ses actions de promotion cette plus-value. Elle pourrait, pour cela, intégrer les réseaux

recherches nationaux (Club CO_2), européens (CO2GeoNet), et de la région Asie-Pacifique (CO2CRS australien).

Les bassins sédimentaires les plus attrayants du point de vue économique sont les bassins de la côte ouest (terre et lagon), puisqu'ils sont relativement proches des sites d'émission de CO_2 et facilement accessibles. L'anticlinal de Gouaro (région de Bourail), qui a déjà été foré (cf. « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie »), peut être une cible de stockage intéressante malgré l'évaluation pétrolière peu encourageante qui en a été faite. Une étude à moindre coût pourrait être envisagée en révisant et synthétisant les données acquises jusqu'à maintenant, pour tenter éventuellement des modélisations prédictives de stockage en collaboration avec l'IFP et le BRGM qui deviennent des spécialistes mondiaux dans ce domaine.

Dans le cas de cibles de stockage off shore, se pose les problèmes de l'éloignement et des coûts de forages. D'après le Giec, l'éloignement des sites d'émission de CO_2 reste raisonnable s'il ne dépasse pas 300 km. Des installations et des moyens de transport maritime de CO_2 sous forme liquide pourraient être réalisables.

3.4.2. Recommandation 2 : séquestration minéralogique in situ dans les basaltes

La séquestration minéralogique *in situ* dans des basaltes peut être envisagée en N.-C. puisqu'une importante unité de basaltes (unité de Poya ou nappe des basaltes) jalonne la moitié nord de la côte ouest de la Grande Terre (figure 24). Il faudra attendre les résultats des sites pilotes nord-américain (BSCSP Project) et islandais (Hellisheidi CO_2 Injection Pilot Study) pour voir si ce procédé est exportable à la N.-C. En attendant, il serait judicieux de commencer à évaluer le potentiel des basaltes de la côte ouest de la Grande Terre par des expériences en laboratoire. Ce type de recherche est à la hauteur des financements proposés par le programme ANR *Captage et stockage du CO_2* qui devrait relancer un appel d'offre prochainement sur la séquestration de CO_2. Ce projet pourrait impliquer la Dimenc, l'université de N.-C., le BRGM, l'IFP et des laboratoires de recherche français comme le LMTG (université de Toulouse) qui sont à la pointe dans ce domaine. Ils devront se faire avec l'appui financier de groupes comme Eramet et Xstrata.

Du point du vue maturité, l'option « basaltes » se situe entre les options « bassins sédimentaires » déjà au stade opérationnel dans certaines conditions, et l'option « péridotites » qui en est au stade de la recherche et attend un site pilote. Un des avantages de la séquestration dans les basaltes est qu'elle nécessite des forages moins profonds (400-800 m) que la séquestration dans les péridotites (3 000 m). Un second avantage est la situation de la future centrale de Koniambo (projet KNS) très proche des affleurements de basaltes (figure 24). Vu l'intérêt que porte la Province Nord aux problèmes environnementaux, cette solution devrait fortement intéresser la future centrale de Koniambo qui pourrait intégrer captage et stockage de CO_2. Le groupe Xstrata, actionnaire à 49 % du projet Koniambo, est partenaire du CO2CRC australien, et déjà impliqué dans les recherches sur le stockage de CO_2 de la région. Il a déjà investi 30 millions de dollars dans le Otway Pilot Project en Australie (figure 29).

3.4.3. Recommandation 3 : séquestration minéralogique in situ dans les péridotites

La séquestration minéralogique *in situ* dans les péridotites est l'option de stockage la plus séduisante au niveau recherche et expérimentation. Les recherches dans ce domaine en sont à un stade de maturité beaucoup moins avancé que l'option « bassins sédimentaires » (recommandation 1), mais si ce procédé s'avère fiable et efficace, la N.-C. sera par son contexte géologique au premier rang mondial pour en bénéficier. L'opération pourrait même

être très rentable vu les capacités de stockage mises en évidence par l'université de Columbia dans les péridotites d'Oman (de l'ordre d'un Gt par an) comparables à celles de la N.-C. Comme le soulignent les chercheurs de cette université, il ne manque plus qu'un laboratoire naturel pour passer du stade de la recherche au stade de la démonstration. Avec son contexte géologique et ses sites d'émission de CO_2, la N.-C. réunit toutes les conditions pour mettre en place un site pilote collaboratif, comparable à celui de Hellisheidi (séquestration dans basaltes) en Islande. Ce projet pilote doit se faire sur la côte est de la Grande Terre si l'on en croit les spécialistes de l'université de Columbia qui préconisent des forages en mer pour trouver des zones de stockage dans des péridotites à 3 km de profondeur. L'enracinement des massifs de péridotites sur la côte est dans le bassin des Loyauté a déjà été montré par des campagnes de géophysique marine. Un tel projet doit être financé par le gouvernement et les industries responsables des émissions de CO_2 comme c'est le cas en Australie (projets du CO2CRC). À titre d'exemples, on peut mentionner que la compagnie Xstrata (49 % du projet Koniambo) est déjà un des nombreux partenaires industriels du CO2CRC australien. En Islande, c'est la compagnie Reykjavik Energy qui finance en grande partie le projet Hellisheidi impliquant aussi des universités et des centres de recherche locaux et étrangers. Au niveau européen, les électriciens producteurs de CO_2 n'hésitent pas à s'impliquer et à cofinancer des travaux sur toute la chaîne de capture et de séquestration.

Le Club CO_2 français précise que *« la réalisation d'un ou de pilotes de stockage géologique répond à des objectifs et des enjeux de différentes natures :*

– *objectifs scientifiques : le pilote doit permettre de tester et de valider les technologies développées pour caractériser, dimensionner, prédire le devenir du stockage et le contrôler. Il s'agit en fait d'un véritable laboratoire de terrain qui permet également d'acquérir des données pour la calibration des outils et des méthodes ;*

– *démonstration industrielle : le ou les démonstrateur(s) industriel(s) permet(tent) la démonstration de la faisabilité et de la maîtrise du stockage. C'est aussi une étape souvent indispensable avant le déploiement de la technologie à l'échelle commerciale ;*

– *communication : le pilote permet également de fédérer les actions de communication auprès des autorités (aspects réglementaires) et du public (acceptabilité). »*

Un projet pilote de séquestration de CO_2 dans les péridotites de la Grande Terre serait donc une occasion unique pour valoriser une fois de plus le contexte géologique de la N.-C., mais aussi pour apporter un nouveau site expérimental (le troisième au monde en séquestration minéralogique *in situ*, et le premier dans des péridotites) aux réseaux de recherche internationaux.

L'absence de données pétrophysiques et géophysiques sur ces formations rend actuellement délicate l'estimation de leurs capacités réelles en termes de volume de stockage pour le CO_2. Comme pour les basaltes, des études préliminaires pourraient être entreprises *via* les appels d'offre de l'ANR.

3.5. L'intérêt du stockage du CO_2 en Australie

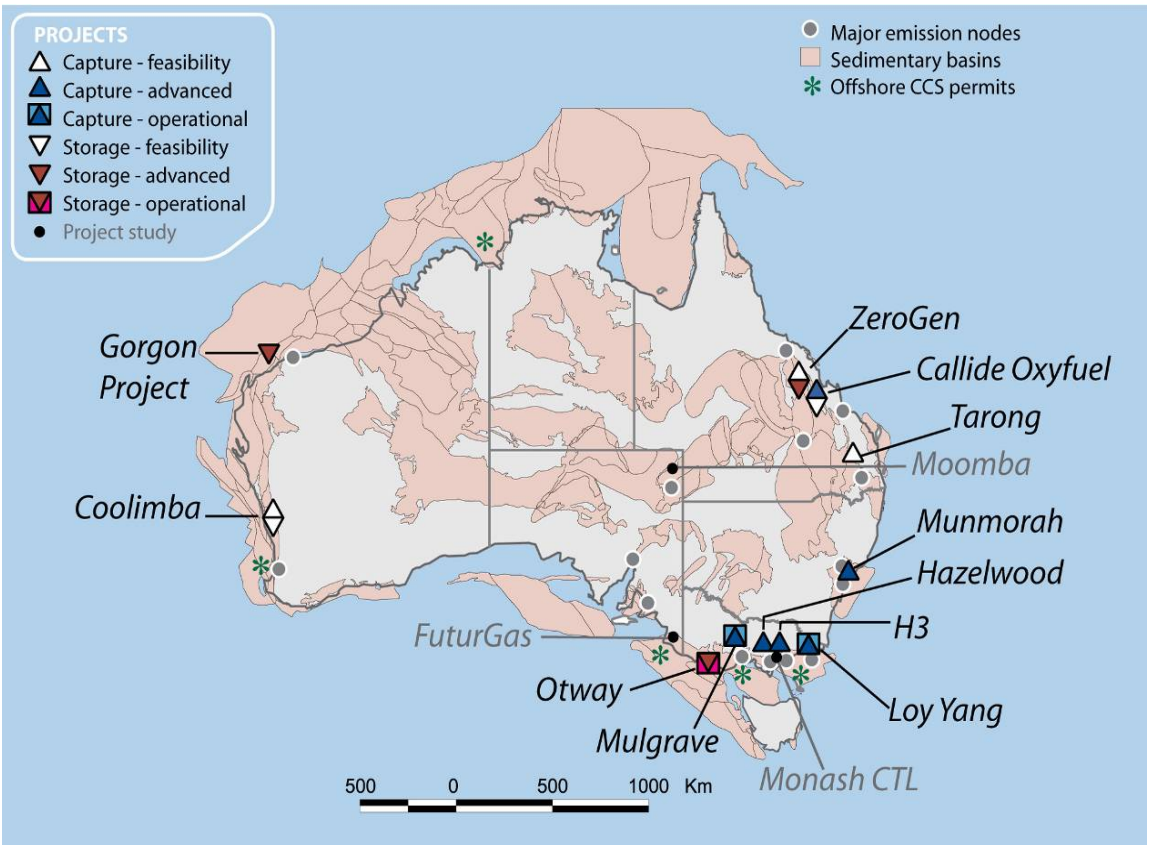
Avec les États-Unis, le Canada, l'Europe et le Japon, l'Australie fait partie des cinq pôles importants qui développent des recherches sur le stockage géologique. L'Australie fait du CCS (Carbone Capture and Storage) une priorité nationale et a créé le CO2CRC (The Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies) qui est une *joint venture*

entre industrie, gouvernement, universités et centres de recherches australiens et étrangers. Les recherches du CO2CRC ont pour but de réduire les coûts du CCS et de montrer sa fiabilité et son efficacité, en particulier en Australie et en Nouvelle-Zélande. Parmi les différentes options de séquestration de CO_2, l'Australie a choisi le stockage géologique dans les bassins sédimentaires à terre ou près de ses côtes (figure 7). Elle souhaite être à la pointe dans ce domaine et exporter son savoir-faire. L'Australie a un projet pilote opérationnel depuis 2008, qui est considéré comme un des plus démonstratifs au monde : le CO2CRC Otway Project où 100 000 t de CO_2 vont être injectés pendant deux ans dans un gisement de gaz déplété avec un important programme de surveillance. Le même type d'opération vient d'être mis en route par Total dans les Pyrénées françaises (gisement de Lacq) ; Total n'est pas rentré dans le réseau australien. Parallèlement, deux autres projets arrivés à maturité pour le stockage géologique devraient être lancés prochainement en Australie. Le premier projet australien « charbon propre » ZeroGen, projet de démonstration sur la côte est, capturera le CO_2 produit par la gazéification de charbon et le transportera grâce à un gazoduc de 220 km sur un site de stockage géologique plus à l'intérieur des terres (début du projet prévu pour 2012). Sur la côte ouest, un projet industriel de LNG (Gorgon Project), planifié par les compagnies Chevron (opérateur), Shell et Exxon, prévoit d'injecter 3,3 millions de t de CO_2 par an dans un aquifère salin près de l'île de Barrow, soit un total de 125 Mt pour toute la vie du projet ; la phase de construction des installations doit commencer fin 2009 et durer cinq ans.

L'Australie s'investit donc considérablement dans des projets de recherche et de développement sur le stockage géologique de CO_2 dans les bassins sédimentaires. Elle est en train de devenir un leader mondial dans ce domaine et **la N.-C. aurait tout intérêt à rejoindre le réseau CO2CRC où la Nouvelle-Zélande est également fortement impliquée**. Bien que se trouvant à un stade de connaissance beaucoup moins avancé, les bassins sédimentaires de la côte ouest de la N.-C. présentent un intérêt certain pour le stockage géologique au même titre que les bassins australiens.

Lors des probables campagnes d'exploration pétrolière qui seront réalisées sur la ride de Lord Howe, qui s'étend sur les ZEE d'Australie et de N.-C., le CO2CRC sera certainement intéressé pour évaluer les possibilités de stockage de CO_2.

Figure 29 – Localisation des projets de capture et de stockage géologique de CO_2 en Australie (© CO2CRC 2008)



3.6. Vers quelles autres parties du monde, l'expérience de la séquestration minéralogique dans les péridotites néo-calédoniennes pourrait-elle être transférée ?

Le CCS (Carbone Capture and Storage) est un défi planétaire où la France souhaite jouer un rôle important dans l'organisation de la recherche et la promotion de solutions technologiques.

Comme le souligne le Club CO2 (2006) : *« la France dispose d'équipes de recherche publiques (IFP, BRGM, universités) ou privées lui permettant de jouer un rôle de premier plan dans la mise au point de l'ensemble des équipements et services associés au captage, au transport et au stockage du gaz carbonique. La France a pour ambition de catalyser les efforts de l'ensemble des acteurs concernés pour constituer une vitrine de son savoir-faire en vue de faciliter l'exportation de biens et de services dans ce domaine prometteur. »*

La dimension internationale est toujours donc très présente dans les grands projets de démonstration. Si la N.-C. se lance dans la réalisation d'un site pilote de séquestration de CO_2 dans les péridotites, les résultats des travaux seront des éléments de référence dont bénéficieront les différentes équipes de recherche internationales et les industriels.

L'exportation du savoir-faire pourrait se faire en particulier avec l'**Oman**, où les péridotites pourraient stocker le CO_2 émis par de nouvelles centrales électriques fonctionnant au gaz naturel provenant du golfe. La côte ouest des États-Unis, qui comprend aussi des massifs de péridotites, est intéressée par cette option de stockage comme le montrent les travaux de l'université de Columbia. La **Papouasie-Nouvelle-Guinée** possède des massifs de péridotites comparables à ceux d'Oman et de la N.-C. par leur superficie et leur contexte

tectonique (présence de péridotites en mer sous faible tranche de sédiments, rendant accessible des zones de stockage à 3 km de profondeur). Elle pourrait également envisager cette option de séquestration le moment venu. D'autres régions du monde comme les Balkans présentent aussi d'importants massifs de péridotites.

3.7. Conclusions sur le stockage géologique du CO_2

La N.-C. par son contexte géologique – présence de bassins sédimentaires, de basaltes et de péridotites – a la possibilité de s'investir dans trois pistes de recherche pour la séquestration de CO_2.

- **Option bassins sédimentaires :** les bassins sédimentaires de la côte ouest de la Grande Terre présentent probablement des cibles de stockage (aquifères salins, gisements d'hydrocarbures à découvrir) facilement accessibles et près des centres d'émission de CO_2. Les recherches doivent se faire avec l'industrie pétrolière et seront donc conditionnées par la reprise de l'exploration de ces bassins. Elles peuvent être menées en partenariat avec le réseau CO2CRC australien qui se spécialise dans ce type de séquestration en mettant en place des sites de démonstration, et bientôt des projets commerciaux, dans les bassins sédimentaires des côtes australiennes.

- **Option séquestration minéralogique dans des basaltes :** elle serait particulièrement intéressante pour le projet Koniambo (KNS) situé non loin des affleurements de ces roches basiques. Il faudra attendre les résultats des deux sites de démonstration nord-américain et islandais pour confirmer la fiabilité du procédé. En attendant, des études préliminaires peuvent être menées pour étudier les potentialités des basaltes de la côte Ouest (études de terrain et de laboratoire).

- **La mise en place d'un site pilote collaboratif de séquestration minéralogique dans les péridotites** est envisageable et mettrait la N.-C. en avant sur la scène internationale. Ce site devrait se trouver sur la côte est pour obtenir les conditions optimales de séquestration (stockage dans péridotites à 3 km de profondeur). Il serait le troisième site de démonstration de séquestration minéralogique *in situ* au monde, et le premier dans des péridotites. Si ce procédé s'avère fiable et efficace, le savoir-faire est exportable dans plusieurs régions du monde, en particulier en Oman où l'industrie pétrolière installe des centrales électriques au gaz naturel.

Bibliographie

AITCHISON J.C., 1995 – Eocene arc continent collision in New Caledonia and implications for regional southwest Pacific tectonic evolution, *Geology*, 23, 161– 164.

AVIAS J., 1967 – Overthrust structure of the main ultrabasic New Caledonian massives, *Tectonophysics*, 4, 531 – 541.

CHARDON D., CHEVILLOTTE V., 2006 – Morphotectonic evolution of the New Caledonia ridge (Pacific southwest) from post-obduction tectonosedimentary record, *Tectonophysics*, 420, 473 – 491.

CLUB CO_2, 2006 – *Capture, Transport et Stockage du CO_2*. Proposition de plan de travail réalisé par le Club CO2, Rapport, 127 p.

COLLOT J., GELI L. *et al.*, – 2008 – Tectonic history of northern New Caledonia Basin from deep off shore seismic reflection: Relation to late Eocene obduction in New Caledonia, southwest Pacific, *Tectonics*, V. 27, TC6006, doi:10.1029/2008TC002263.

DESSERT C., DUPRÉ B. *et al.*, 2003 – Basalt weathering laws and the impact of basalt weathering on the global carbon cycle. *Chemical Geology* 202, 257-273.

DUBOIS J., LAUNAY J. *et al.*, 1974 – Uplift movements in New Caledonia-Loyalty Islands area and their plate tectonics interpretation, *Tectonophysics*, 24, 133 - 150, doi:10.1016/0040-1951(74)90134-6.

GIEC, 2005 – *Piégeage et stockage du dioxide de carbone*, Rapport spécial du Giec.

JUERG M., MATTER W.S. *et al.*, 2009 – Permanent Carbon Dioxide Storage into Basalt: The CarbFix Pilot Project, Iceland. *Energy Procedia*, Volume 1, Issue 1, 3641-3646.

LAFOY Y., AUZENDE J.M. *et al.*, 1996 – *Bilan des connaissances sur l'évaluation du potentiel pétrolier de la Nouvelle-Calédonie et de ses dépendances*, Rapport ZoNéCo, 67 p.

MAURIZOT P., LAFOY Y., 2003 – Notice explicative, Carte géol. Nouvelle-Calédonie (1/50 000), feuille Maré, îles Loyauté, Nouméa : Service des mines et de l'énergie, BRGM. Carte géologique par Maurizot *et al.*

PARIS J.P., 1981 – Géologie de la Nouvelle-Calédonie : un essai de synthèse, Bureau de Recherche géologique et minière, Orléans, France, 279 p.

VIALLY R., LAFOY Y. *et al.*, 2003 – "Petroleum potential of New-Caledonia and its offshore basins, paper presented at AAPG", International Conference, Barcelona, Spain.

4. Utilisations éventuelles des biomasses ligno-cellulosiques importées et produites localement pour substituer du charbon dans la production de nickel

On vient de voir ci-dessus les problèmes et perspectives liées au stockage géologique du CO_2. Nous regardons maintenant la possibilité de réduire les émissions de GES par remplacement du charbon par d'autres sources d'énergie, et en particulier par des biomasses ligno-cellulosiques. Celles-ci devraient sans doute être importées mais pourraient peut-être également, pour une petite part, être produites localement.

Shell avait sérieusement envisagé il y a quelques années d'installer une usine de production de biocarburant par le procédé Fisher Tropsch sur le port de Rotterdam. Une chaufferie à bois doit maintenant y être installée. L'approvisionnement devait provenir des différents pays de la mer Baltique. Mais son sait que la production de biocarburant liquide réduit environ deux fois moins les émissions de CO_2 par tonne de biomasses utilisée que la production de chaleur.

L'industrie du bois génère couramment son électricité avec du bois. Mais en dehors de ces industries, il existe aux États-Unis de nombreuses centrales électriques à bois, avec des puissances généralement plafonnées à 49 MW.

Il en existe aussi en Europe. Ainsi la centrale électrique de la ville de Liège, qui fonctionnait jadis au charbon pulvérulent, utilise maintenant des granulés de bois importés par

bateau. (Marchal *et al*., 2006 Ryckmans *et al*., 20006). À Copenhague on utilise des granulés de paille à la place du charbon. La ville de Liège en Belgique génère son électricité à partir de granulés de bois importés par bateau qui remplacent maintenant le charbon pulvérulent.

Les Pays-Bas étudient également très sérieusement les possibilités d'importation de bois pour améliorer leurs bilans de GES.

La centrale à charbon de Polaniec en Pologne, détenue par Electrabel aurait réalisé selon de Perthuis (2009) des investissements pour ajouter près de 20 % de bois au charbon, dont le coût est couvert sitôt que le prix de la tonne de CO_2 atteint 25 €. Ce qui a permis a cette centrale de remettre sur le marché 6 millions de quotas de CO_2.

4.1. Le nickel, une industrie très intensive en carbone

Le meilleur procédé de production de nickel émet presque autant de GES par tonne que la production d'une tonne d'aluminium qui, elle-même, émet dix fois plus de GES que la production moyenne d'une tonne d'acier.

Tableau 5 – Émissions moyennes de CO_2 par tonne de produit issu des secteurs industriels intensifs en carbone [11]

	Émissions en t de CO_2 par tonne de produit	Remarques
Nickel	20 en moyenne de 28 (procédé Pyro) à 10 (procédé Hydro)	Valeurs pour la Nouvelle-Calédonie Eramet (2009)
Aluminium	17	Valeur moyenne mondiale calculée (1)
Acier	1,77	Valeur moyenne mondiale calculée (1)
Produits chimiques de base	2,76	Valeur moyenne mondiale calculée (1)
Papier	1,37	Valeur moyenne mondiale calculée (1)
Ciment	0,5	Valeur moyenne mondiale calculée (1)

Les émissions de GES vont encore augmenter avec la mise en service de deux nouvelles unités. Il est donc important de trouver les moyens de réduire les émissions de GES par tonne de nickel.

Cela peut se faire par des améliorations dans le procès industriel. Ce point très important n'est cependant pas discuté ici. Il l'a été dans « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie ».

Cela peut aussi se faire en adoptant des procès industriels plus performants comme le montre le tableau 5. On pourrait donc envisager, le moment venu, de remplacer les anciennes usines par des nouvelles usines plus performantes. Mais cela nécessite de nouveaux

[11] Sauf pour le nickel, ces valeurs *moyennes* sont calculées à partir du tableau 4.1 p 61 de T. Houser *et al.* (2008), où l'on tient compte des émissions mondiales directes et indirectes, c'est-à-dire aussi de l'extraction des minerais. L'intensité carbone peut fortement varier suivant les énergies utilisées ; l'aluminium fabriqué à partir du charbon, par exemple en Afrique du Sud, est beaucoup plus intensif en carbone que celui fabriqué avec de l'hydroélectricité au Canada, qu'avec l'énergie nucléaire en France, ou avec de l'électricité d'origine géothermique comme en Islande.

investissements et ne peut s'envisager que lorsque l'usine devra être remplacée, ou si la pénalité par tonne de CO_2 émise devenait très importante, au point de rendre rentable le renouvellement anticipé des anciennes installations.

Nous examinons ci-dessous les moyens de réduire les émissions de GES, en changeant partiellement de combustible, ce qui pourrait être envisagé dès maintenant.

Après 2020, cette filière pourrait être combinée avec le captage et le stockage géologique de CO_2 provenant pour partie du charbon et pour partie des biomasses végétales**.**

4.2. L'intérêt des biomasses ligno-cellulosiques par rapport au charbon dans les centrales électriques et dans les usines métallurgiques

Les émissions de gaz carbonique par tep d'énergie primaire varient avec les combustibles (cf. « Les nouvelles technologies en matières de production et de stockage d'énergie ») comme le montre le tableau 6 : à rendement de chaufferie identique, le charbon émet 40 % de plus de CO_2 que le pétrole, et 87 % de plus que le gaz naturel.

Toutes choses étant égales par ailleurs, les productions de chaleur à partir de déchets ligno-cellulosiques, de produits ligno-cellulosiques renouvelés (bois, herbes, etc.), de gaz naturel ou de pétrole sont donc beaucoup plus intéressantes qu'à partir du charbon. Le remplacement dans tout le processus industriel du charbon par des biomasses ligno-cellulosiques renouvelées permettrait d'éviter l'émission de 4 à 4,5 teqCO_2 par tep. Or une tonne de nickel nécessiterait actuellement entre 4,5 tep et 6 tep de charbon.

Tableau 6 – Les émissions de CO_2 par tep d'énergie primaire des différents combustibles bord de chaufferie (extrait simplifié du Guide Biomasses énergie 2006, Riedacker, 2006)

Combustible	Composition élémentaire	Pouvoir calorifique inférieur	Émissions nettes en tonne de CO_2	
		kJ/kg de produit sec	par tep d'énergie primaire du combustible	par tep d'énergie primaire bord de chaufferie[12]
Anthracite	C	33 472**	4,5	(supérieur à 4,7 ?) 1,34, 1,71 et 23,5 fois plus qu'avec le gaz, le pétrole ou le bois renouvelé

[12] En tenant compte des dépenses énergétiques, pour le conditionnement et la mise à disposition du gaz, du pétrole et du bois, estimées respectivement à 0,14 tep, 0,22 tep et 0,05 tep d'énergie fossile par tep d'énergie primaire bord de chaufferie (ADEME 2003) ; les émissions en CO_2 du gaz, du pétrole et du bois doivent alors être majorées respectivement de 0,34, de 0,70 et de 0,16 t de CO_2 par tep utile. Le bilan final dépendra évidemment aussi des divers rendements de conversion des chaudières. Ces calculs sont effectués sans tenir compte des fuites de gaz naturel, parfois importantes, dans les conduites hors des pays consommateurs concernés. Or, il suffirait d'environ 4 % de fuites pour que le gaz naturel ait une émission, en équivalent CO_2 par tep d'énergie primaire, comparable à celle du fioul.

Gain en tonne de CO_2 par tep de charbon				1,2 avec du fioul et 1,96 tCO_2
Pétrole brut	CH_2	41 421	3,2	>3,5 1,27 et 8,6 fois plus que le gaz naturel ou le bois renouvelé
Méthane (Gaz naturel sans CO_2)	CH_4	47 739	2,4	2,74
Bois ou biomasses renouvelés, ou résidus industriels inévitablement décomposés à l'air*	$CH_{1,66}\ O_{0,66}$	17 991 à 18 828	0	0,2
Bois non renouvelé (par exemple suite à une surexploitation conduisant à la disparition de la forêt)	$CH_{1,66}\ O_{0,66}$	17 991 à 18 828 (13 388 kJ/kg de bois à 20 % d'humidité sur brut)	4 à 4,3 (4,5)	(4,7) comme le charbon

*** La mise en décharge conduit à la production de méthane, donc à un bilan négatif ** Certains charbons à haute teneur en cendre ont des pouvoirs calorifiques plus bas.**

L'électricité peut être produite à partir de différentes sources d'énergie : de lignite, de charbon de fioul, de gaz naturel, de biomasses, de l'uranium, du vent ou de centrales hydrauliques. Le tableau 7 montre que selon la source d'énergie primaire, les émissions peuvent passer de 400 g à 1 kg de CO_2 par kWhe.

Tableau 7 – Émissions de CO_2 par kWh électrique - Tableau extrait du Guide Biomasse-Énergie, Riedacker, 2006

Type de production	Émissions en g de CO_2 /kWh électrique
Centrale à vapeur à lignite 800 MW	1 040 (Strom Basiswissen n° 102)
Centrale à charbon Centrale à vapeur à charbon 700 MW	950* à 1022 [Mann et Spath (1999)] 820
Centrale à fioul (rendement de 37 %)	800* à 870**
Centrale à gaz (rendement 52 %)	430 à 470*
Cogénération à gaz, turbine à combustion optimisée de 1 MW	220 (déduction faite des émissions d'une chaudière classique produisant seulement de la chaleur)**
Cogénération à gaz, turbine à combustion optimisée de 10 MW	260 (déduction faite des émissions d'une chaudière classique)**
Cogénération à gaz, turbine à combustion optimisée de 10 MW (standard bas)	390 (déduction faite des émissions d'une chaudière classique)**
Centrale à biomasse	46 (Mann et Spath, 1999)
Centrale nucléaire (avec la construction)	6* à 25 (Strom Basiswissen n° 102)

Centrale éolienne (avec la construction)	20 (Strom Basiswissen n° 102)
Construction d'une centrale hydraulique de 20 MW	4 (Strom Basiswissen n° 102)
Émissions moyennes selon les pays	40 en Suède, 80 en France, 188 en Autriche, 202 en Finlande, 269 en Belgique, 354 au Danemark, 425 en Espagne, 444 au Royaume-Uni, 453 aux Pays-Bas, 477 en Allemagne, 493 en Italie, 539 au Portugal, 712 en Irlande et 843 en Grèce (*)

Selon la source ou selon le pays (d'après des données fournies par les pays à l'AIE en 1999 (*), par l'ADEME (**) et d'autres sources).

Les émissions des biomasses, par kWh électrique produit, n'atteignent que 4,4 % de celles du charbon (46 g de CO_2[13] contre 1 022 g de CO_2[14]).

La production d'électricité, avec gazéification et en cycle combiné à partir du charbon ou de la biomasse, est également plus favorable pour le climat lorsqu'on utilise de la biomasse renouvelée (Mann et Spath, 1999). Car cette dernière est non seulement quasiment neutre du point de vue du climat, mais encore parce que l'épuration des fumées d'une centrale à charbon demande plus d'énergie que celles des fumées issues des biomasses.

À raison d'un apport de 5 % ou 15 % de biomasses, on peut réduire les émissions de GES d'une centrale à charbon respectivement 6,7 % et de 22,4 % par kWh électrique produit (Mann et Spath, 1999).

La co-combustion du charbon avec des biomasses est déjà pratiquée en bien des endroits ; aux Pays- Bas des centrales à charbon de 250 MW utilisent, en complément du charbon (pour environ un dixième de la puissance), des bois de rebut et des fientes de poulets pulvérisés ; à l'île de la Réunion et à l'île Maurice, on utilise du charbon en complément de la bagasse, en dehors de la période de disponibilité de cette dernière.

4.3. La faisabilité technique d'une co-utilisation du charbon et des biomasses ligno-cellulosiques sèches

La co-combustion de bois et de charbon dans de grandes chaufferies reste théoriquement la solution la plus économique. Mais cela ne constitue pas la solution la plus performante sur le plan énergétique. Pour optimiser les rendements, mieux vaut brûler les combustibles solides différents dans des chaufferies différentes et centraliser la production de chaleur.

La société Arcelor, devenue Arcelor Mittal, a lancé dès 2000 un programme pour remplacer le charbon dans la production de fonte (Programme Ulcos pour Ultra Low CO_2 solution) brute par des biomasses carbonisées (A. Riedacker, 1999 ; P. Cricky, C. Rynikiewicz, 2006 ; Rynikiewicz C., 2007).

Les grandes chaufferies municipales de la Finlande, par exemple de la ville de Jyväksla, coproduisent de la chaleur et de l'électricité à partir de bois et de tourbe.

[13] Respectivement 28 g, 6 g et 12 g de CO_2 pour la production de la biomasse, son transport, les constructions. L'émission brute de 890 g de CO_2 lors de la production d'électricité dans la centrale n'étant pas comptée ici puisque ce gaz carbonique est repris lors de la croissance des biomasses.
[14] Respectivement 9 g, 17 g, 5 g et 991 g de CO_2 pour l'extraction du charbon, son transport, les constructions, le fonctionnement et la production de l'électricité dans la centrale.

D'où proviendraient ces biomasses ligno-cellulosiques ?

Celles-ci pourraient provenir des déchets, de coproduits de filières et de biomasses ligno-cellulosiques renouvelables de la N.-C., mais actuellement non récoltées. On peut estimer que les productions des taillis d'eucalyptus pourraient éventuellement fournir au moins 10 à 12 t de matière sèche par ha/an, soit environ 4 t tep d'énergie primaire. En fertilisant bien ces peuplements, on pourrait sans doute arriver à produire sur un ha l'énergie nécessaire à la production de 1 t de nickel. Pour la production des 200 000 t de nickel en 2007, il faudrait donc environ 200 000 ha de forêts très productives (500 000 t de matière sèche, un peu moins que les besoins d'une grande usine de pâte à papier) pour fournir l'énergie nécessaire à la production de nickel à très bas niveaux d'émissions. Or ne pourraient sans doute installer en N.-C., dans le meilleur des cas, que quelques centaines d'hectares de forêts très productives et exploitables mécaniquement. Pour le restant des besoins – qui augmenteront avec la mise en service prochainement des deux nouvelles unités – il faudrait s'appuyer sur des importations de biomasses et de charbon.

Comme les usines de pâtes à papier, ces unités de production pourraient importer du bois par bateau ; du bois rond, des plaques grises de bois (copeaux non écorcés)[15], ou encore des granulés ou des briquettes de bois. La Nouvelle-Zélande, le Canada et le Brésil et peut-être la Papouasie (Barnaba Suebi, 2007) pourraient sans doute fournir de tels produits le moment venu. Sous les tropiques, on ne sait en général que faire de certaines productions de biomasses ligno-cellulosiques. (Dameron *et al.*, 2005). Mais, là encore, la faisabilité réelle dépend du coûts de récolte des produits et de leur coût de transport jusqu'à l'usine (locale) ou jusqu'au port, quand on vise un marché mondial. Le coût de transport par bateau, dans le prix de revient final du produit rendu chez l'utilisateur, est en revanche, on le sait, en général très faible.

Quand les émissions de CO_2 pourront être stockées géologiquement (probablement pas avant 2020), par exemple dans les péridotites de la N.-C. ou ailleurs (cf. Plouchart et Fradet, 2006), cette filière permettrait en outre d'effectuer des prélèvements nets de CO_2 dans l'atmosphère. Au lieu d'avoir des émissions presque nulles comme avec le charbon, avec les biomasses végétales renouvelées, ou les déchets actuellement non valorisés, les émissions nettes seraient négatives. Il faudrait alors en tenir compte dans la rémunération des quantités de CO_2 ainsi capturées. Cette filière pourrait donc devenir intéressante en N.-C. le moment venu, même avec des biomasses non produites sur place.

Une étude de faisabilité serait donc à envisager afin de déterminer la possibilité de remplacer du charbon par du bois au cours de la prochaine décennie.

Il pourrait également être envisagé de cerner grossièrement dans cette étude à partir de quel prix de la tonne de CO_2 évitée et du prix du bois importé, il pourrait être intéressant de combiner la production d'énergie à partir des biomasses végétales importées avec le stockage géologique. Ces études de préfaisabilités puis de faisabilité pourraient être cofinancées par les industriels, Enercal et le gouvernement de la N.-C.

Bibliographie

[15] Beaucoup de pays importent du bois rond pour la production de pâte à papier. Le Japon importe aussi des plaquettes blanches écorcées en vrac, dans de gros bateaux conteneurs.

BARNABA SUEBI, 2007 – From "Forest Crimes" to "Forests for life" The New policy for sustainable management in Papua by the governor of Papua Province. Document de 3 pages distribué à la COP de Bali.

CONVERY F., ELLERMAN D. *et al*, 2008 – The European Carbon Market in Action: Lessons Learned from the Firs Trading Period, CEEPR, Caisse dépôt.UCD, 42 p.

CRICKY P., RYNIKIEWICZ C., 2006 – Ulcos *Scenarios of energy and environment futures impacting the selection and diffusion of Ulcos technologies*, 2d Ulcos Seminar September 21-22 2006 Aveiro Portugal, cf. thèse Rynikiewicz.

DAMERON V., BARBIER C., 2005 – Les réductions potentielles d'émissions de CO_2 par des plantations forestières sur des terres agricoles dans le monde à l'horizon 2050. *Les Cahiers du Clip*, 41-92, http://www.iddri.org/

HOUSER T., BRADLEY R. *et al*., 2008 – "Leveling the carbon playing field International competition and US Climate Policy Design". Peterson Institute for International Economics and World Resources Institute, 95 p.

MANN M.K., SPATH P.L., 1999 – "The net CO_2 emissions and energy balances of biomass and coal power fired power systems". Proceeding of Fourth Biomass Conference of the Americas Oakland California, Edited by Ralph Overend and Estaban Chornet Elsevier Science 379 – 385.

MARCHAL D.R., CREHAY F. *et al*., 2006 – "Wood Pellets in Wallonia (Belgium): an evaluation of environmental impact", Pellets 225-227, conférence sur la biomasse Göteborg, Suède, mailto:marchal@cra.wallonie.be

PERTHUIS DE C., 2009 – *Et pour quelques degrés de plus*, Édité par Pearson, 306 p.

PLOUCHART G., FRADET A., 2005 – Évaluation du potentiel de capture et de stockage géologique de CO_2 dans le monde, *Les Cahiers du Clip*, 3-39, http://www.iddri.org/

RIEDACKER A., 1999 – L'acier vert du Brésil : des eucalyptus pour produire de l'acier, économiser des devises et réduire les émissions de gaz à effet de serre. Le Flamboyant spécial Eucalyptus *Bulletin du Réseau international Arbres tropicaux*, Édité par Silva, 53-55.

RIEDACKER A., 2009 – *Les biomasses dans le contexte du changement climatique et du développement durable*, pp 7-57 dans Guide Biomasse énergie, 389 p. sous la direction de Yves Schenckel et Boufeldja Benabdallah avec la collaboration d'A. Riedacker et de Y. Girard, Les publications de l'IEPF, Collection Point Repère 4.

RYCKMANS Y., MARCHAL D. *et al*., 2006 – "Energy balance and greenhouse gas emissions of the whole supply chain for the import of wood pellets to power plant in Belgium", Pellets 127-131, conférence sur la biomasse Göteborg, Suède, mailto:yves.ryckmans@laborelec.com

RYNIKIEWICZ C., 2007 – *Contraintes d'environnement global et changement technique induit : vers des trajectoires d'innovation radicales dans la sidérurgie*, thèse université Pierre-Mendès-France, Grenoble, II 270 p.

5. Les variations de stocks de carbone dans la végétation en Nouvelle-Calédonie

Au niveau global, la déforestation et la dégradation des forêts constituent une source d'émissions de GES supérieure au total du secteur mondial des transports. À l'inverse, la végétation et les boisements représentent un potentiel d'accroissement des stocks de carbone qui pourrait, sous certaines conditions et dans certaines limites, compenser une partie des émissions résultant de l'usage des combustibles fossiles et de la déforestation. Aussi, les aspects liés aux usages des sols, aux changements des sols et à la forêt ont été reconnus comme un « secteur d'activité » spécifique par la Convention sur le climat et par le protocole de Kyoto. Les questions relatives à la végétation et aux forêts sont donc intrinsèquement liées à l'inventaire et au bilan des GES, et sont ainsi susceptibles d'interagir de différentes manières avec les politiques énergétiques et industrielles.

Le but est ici de faire le point des connaissances – de fait, actuellement, très fragmentaires – sur la végétation forestière en N.-C.

La Convention sur le climat fait obligation aux États signataires de réaliser régulièrement des inventaires de la biomasse et du carbone stockés dans la végétation et les sols, en particulier au niveau des terres forestières.

Le protocole de Kyoto définit des obligations précises pour les pays industrialisés (dits de l'annexe I). La manière dont peuvent être prises en compte les variations de stocks de carbone des forêts et des changements d'utilisations des terres sous le protocole de Kyoto, notamment pour la première période d'engagement, est précisée ci-dessous ainsi que dans « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie ».

Dans ce chapitre, nous nous intéresserons donc à la place de la forêt en N.-C., aux différents types de végétation forestière et aux processus, comme la déforestation ou le reboisement, susceptibles d'affecter le bilan des émissions de GES de la N.-C. Enfin, nous verrons quelle est la démarche d'inventaire forestier que la N.-C. devrait mettre en place pour suivre les obligations internationales dérivant de la Convention et du protocole de Kyoto sur le climat, soit dans le cadre de la France, soit de manière plus autonome, c'est-à-dire suivant l'une ou l'autre des options présentées dans « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie ». La précision des mesures demandée n'est pas la même dans les divers cas de figure.

5.1. Le contexte : les forêts et l'espace rural, aspects institutionnels et sociaux

5.1.1. Compétences respectives du gouvernement (Nouvelle-Calédonie) et des Provinces sur les questions forestières

(éléments extraits de l'étude Davar, Hygen *et al*. 2006)

La N.-C. dispose d'un important domaine forestier public recouvrant la plus grande part des 11 900 km^2 constituant le « domaine privé » des collectivités publiques. Ce domaine des collectivités représentait (en 2001) 64 % de la surface totale de la N.-C., le solde étant constitué par 19 % de propriétés privées et 17 % de terres coutumières (inaliénables, incessibles, incommutables et insaisissables). La proportion de terres coutumières va de moins de 5 % dans les communes du Grand Nouméa à plus de 30 % dans plusieurs communes de la Province Nord. La gestion du domaine qui appartient à la N.-C. est une attribution du gouvernement (article 127 de la loi organique), gestion qui doit se faire « dans le respect des réglementations existantes, et notamment des réglementations provinciales dans les domaines relevant de la compétence des Provinces, et dans l'intérêt général ».

À la provincialisation (1989), le service des forêts de la N.-C. a été scindé, pour la Grande Terre, en un « service des forêts » en Province Nord (intégré dans la direction du développement économique et de l'environnement, DDEE), et en une « section forêt et bois » du service des productions végétales et des forêts en Province Sud (intégré à la direction du développement rural, DDR). Le gouvernement n'a conservé aucun service forestier (le service des Domaines n'opère aucune gestion technique), alors que la quasi-totalité du domaine forestier public reste sa propriété. Les Provinces sont investies de compétences réglementaires donnant la possibilité d'édicter des normes applicables à tout le territoire de la Province. Leurs agents assermentés ont la possibilité de constater les infractions faites sur le domaine privé de la N.-C. En pratique, le faible nombre de ces derniers, fait que la surveillance concrète n'est guère exercée.

Les opérations de reboisements actuelles sont réalisées par les Provinces, généralement sur les terres de la N.-C., ce qui entraîne la cession des terrains concernés. Plus de 7 000 ha de parcelles anciennement reboisées sont situées sur le domaine de N.-C., majoritairement en Province Nord, mais aussi en Province Sud.

L'exploitation forestière de la forêt naturelle par les sociétés privées se réalise sous forme de permis temporaires d'exploitation (PTE), délivrés par le service provincial compétent. Cela concerne 0,46 % du domaine de la N.-C. (Hygen *et al.*, 2006). Les prélèvements de moindre ampleur, opérés par des particuliers, relèvent de permis de coupe délivrés par les services provinciaux. Le fait que peu de demandes soient déposées signifie, qu'en pratique, les usages sont peu réglementés.

Plus du quart du domaine privé de la N.-C., soit 86 % des superficies sur terrains ultrabasiques, est d'ores et déjà grévé par des concessions minières. Cela pose la question des modalités de prise de décision, et notamment des rôles respectifs des collectivités publiques et des exploitants, quant aux futurs choix de défrichements sur ces superficies.

5.1.2. Les usages de l'espace rural

Les contraintes de topographie et de qualité des sols pèsent fortement sur l'agriculture. Les meilleures terres sont occupées par l'arboriculture et le maraîchage. La surface agricole utilisée (SAU) correspondait à 13,5 % de la superficie du pays ; la surface agricole entretenue (SAE) représentait 57 % de la SAU, ce qui fait, par différence, une surface non utilisée ou peu entretenue de près de 110 000 ha, essentiellement des pâturages peu productifs (Recensement général agricole 2002, Davar-Isee, 2005). De fait, l'élevage, plutôt extensif (0,4 UGB/ha en moyenne) occupe 90 % de la SAU. Ce secteur est en déclin. À noter que si la SAU est passée, entre 1991 et 2002, de 12 % à 13,5 % de la superficie du pays (soit 20 000 ha d'après le RGA) la SAU entretenue a baissé de plus de 15 %.

Le prix du foncier privé semble devenir rédhibitoire (1 à 3 millions de FP/ha), pour le lancement d'activités agricoles (estimé à 3-4 fois ce qu'il devrait être pour des installations rentables), et ce même loin du grand Nouméa : en fait toute la côte ouest et même sa partie nord, suite à l'implantation d'une activité minière autour de Koné (Drafe, G. Beaudou et G. Falco, Comm. Pers.) Il y a une pression périurbaine pour les résidences secondaires, les domaines de chasse, etc. Il n'existe pas de mécanisme de préservation du foncier agricole, souvent vendu lors des successions en l'absence de retraite agricole : ce serait une des causes du déclin de l'élevage. Outil de réorganisation foncière, les Ogaf restent gérés par les services de l'État (Drafe) ; en N.-C., il s'agit de petites opérations qui n'ont jamais impliqué de volet de plantation à finalité forestière ou de production de biomasse. En 2002, la surface totale des exploitations comprenait, hors SAU, plus de 17 000 ha de friches non productives et près de

18 000 ha de « forêts naturelles », les reboisements ne s'élevant qu'à 632 ha dont la majorité a sans doute été réalisée avant 1990 (Davar-Isee, 2005).

5.1.3. Information sur les surfaces et les ressources forestières

a. Comment définir les terres forestières ?

Parler de surfaces forestières impose de définir ce que l'on entend par « forêt ».

La définition retenue pour la mise en œuvre du protocole de Kyoto inclut simultanément trois critères, avec une latitude laissée à chaque « partie » (pays) pour fixer, une fois pour toutes, les valeurs minimales dans certaines plages. Ces critères sont la surface minimale de la formation classée (entre 0,05 et 1 ha), le couvert minimal de la végétation ligneuse (entre 10 % ou 30 % de la surface) et la hauteur potentielle minimale à maturité du peuplement (de 2 m à 5 m). Cette référence à une hauteur potentielle à maturité fait que tous les jeunes peuplements ligneux, appelés à croître par la suite, sont classables comme forêt. La même chose s'applique en cas de déboisement momentané : coupe avant régénération, etc. La définition de la FAO (Organisation des Nations unies pour l'alimentation et l'agriculture), très largement utilisée dans le monde, et retenue par l'étude récente du MAP en N.-C. (Durrieu de Madron, 2009)[16], inclut potentiellement des peuplements ouverts, de type savane ou pré-bois, qui ne relèvent ni de l'acception courante du mot « forêt » par les forestiers, ni de la plupart des typologies scientifiques de végétation. Cependant, la limite de 5 m exclurait une partie des formations arbustives basses, quoique parfois denses de type « maquis ».

Vis-à-vis du protocole de Kyoto, si chaque partie est libre de fixer une seule et unique valeur minimale pour chaque critère, ce choix est valable pour toute la durée de la première période d'engagement. Il fait partie intégrante du rapport de chaque Partie […]. Chaque Partie démontre dans son rapport que ces valeurs sont compatibles avec celles qui ont été communiquées par le passé à la FAO pour l'alimentation et l'agriculture ou à d'autres organismes internationaux et, si elles diffèrent, explique pourquoi et comment ces valeurs ont été choisies (Riedacker, 2005).

b. Une information cartographique fragmentaire

La seule couverture aérienne intégrale du Territoire remonte à 1954 ! Sur cette base, les travaux de l'inventaire forestier général de 1975 ont produit une carte des formations végétales de la Grande Terre et des Îles (CTFT 1975) qui distingue les formations suivantes : forêt dense sempervirente (23 %), formations à « Niaoulis[17] » (14 %), formations forestières diverses (1 %), maquis (25 %), fourrés (8 %), savane (22 %). Ces pourcentages se rapportent à la Grande Terre (la prise en compte des Îles ne les modifie que marginalement), à l'exclusion des surfaces agricoles ou habitées. Le complément correspondait, à l'époque, aux surfaces agricoles et habitées pour 5 % et 2 %, respectivement (Bavard, 1989). À noter, qu'en 2002, on arrive à une surface agricole entretenue (SAE) d'environ 7,5 % probablement comparable avec les 5 % mentionnés à l'époque.

L'Atlas de la Nouvelle-Calédonie (éditions IRD, 1981) présente une carte des principaux types de végétation qui est en cours d'actualisation.

La DTSI (service du territoire), qui a pour mission de centraliser et d'intégrer l'ensemble de l'information cartographique, vient de réaliser une cartographie complète de

[16] Ce dernier a retenu provisoirement comme critère de définition de la forêt une surface minimale de 0,05 ha et, à l'âge adulte, un couvert forestier de 10 % et une hauteur des arbres de 5 m. Mais on pourrait sans doute retenir une surface minimale de 0,5 ha ou de 1 ha.
[17] *Melaleuca quiquenervia* (Myrtacées).

l'occupation du sol et des principaux types de végétation (DTSI à paraître). La carte est faite sur la base d'une couverture complète impliquant 24 images satellitaires de type Spot5 (pixels de 10 m en mode multispectral), acquises principalement entre 2004 et 2006 (dates échelonnées à cause des problèmes de couverture nuageuse). La carte se veut générale et ne distingue que peu de classes concernant la végétation spontanée. Selon les auteurs (Y.-E. Boyeau et F. Guillard, Comm. Pers.), l'information Spot5 pourrait permettre d'aller plus loin moyennant un effort d'analyse/traitement de même ampleur que pour la carte générale (1 an d'ingénieur). Telle qu'elle va paraître, la carte distingue les types de peuplements végétaux suivants (les pourcentages s'entendent par rapport à l'ensemble du territoire) : forêt dense, sur sol volcano-sédimentaire ou ultrabasique (22 % et 9 %, respectivement), maquis dense para-forestier (8 %), végétation épaisse sur sol ultrabasique (4 %), maquis ligno-herbacé (9 %), végétation arbustive sur sols volcano-sédimentaire (14 %), savane (22 %).

Les différences de méthode et de nomenclature rendent les comparaisons impossibles avec la cartographie de 1975. Par exemple, la catégorie « forêt dense » occupe 31 % selon l'approche DTSI alors qu'elle ne recouvrait que 23 % selon la carte CTFT. La différence est probablement liée à des interprétations différentes des maquis hauts ou des savanes à boisements denses (Niaoulis). De fait, les continuums entre forêt dense et forêts dégradée, entre forêt ouverte et savane, entre maquis et fourrés de différentes hauteurs, rendent la recherche d'une cohérence intrinsèquement difficile, et exigent qu'une méthode de cartographie unique, robuste et reproductible soit définie et mise en œuvre pour le suivi multitemporel de la végétation, des surfaces forestières et de la biomasse. Nous y reviendrons.

5.2. La végétation de la Nouvelle-Calédonie

5.2.1. Principales caractéristiques du milieu physique

La Grande Terre est divisée, sur toute sa longueur, par une chaîne centrale (altitude moyenne 1 100 m), qui culmine au Nord de l'île, au mont Panié à 1 628 m et au sud au mont Humboldt. Des chaînes secondaires se déploient selon des axes perpendiculaires, approximativement est-ouest. Les versants ouest sont prolongés par de larges plaines côtières, alors que les versants est sont abrupts et entaillés par des vallées profondes. Le sud de la N.-C. est un vaste plateau de roches ultrabasiques (altitude moyenne 250 m). La pente représente une contrainte forte pour la majorité des terres forestières domaniales de la N.-C.

5.2.2. Facteurs déterminant les variations de la végétation naturelle

Trois facteurs expliquent les principales variations naturelles de la végétation de la N.-C., en particulier de la Grande Terre : l'opposition entre côte ouest (sèche) et côte est (humide), les variations d'altitude et les différences de substrat géologique. Les variations de précipitations résultent tout à la fois de l'opposition est-ouest et du gradient d'altitude. Dans les secteurs les plus élevés, une partie des précipitations s'effectue sous forme de brouillards.

L'influence de la géologie est flagrante au travers de l'opposition majeure entre roches ultrabasiques (encore dénommées ultramafiques, « péridotites ») et roches acides, de type volcano-sédimentaire. Les roches ultrabasiques occupent toute la partie sud de la Grande Terre, formant le « grand massif du sud » qui culmine à plus de 1 600 m au mont Humboldt. Ces roches se retrouvent sous forme de massifs particuliers dans la partie centrale et le long de la côte ouest de la Grande Terre. Les sols dérivés de ces roches, ferralitiques de type ferritiques, sont exceptionnellement pauvres en nutriments (Ca, P) et, à l'inverse, exceptionnellement riches en certains métaux (chrome, manganèse, nickel). D'où leur dénomination usuelle de « terrains miniers ».

Les îles Loyauté, relativement plates, ont un substrat caractéristique (calcaire corallien, plateau madréporique) et un relief karstique.

Ces facteurs naturels de variation de la végétation interagissent depuis au moins 4 000 ans avec l'impact – direct ou indirect –, des activités humaines, ces dernières s'étant diversifiées et amplifiées depuis l'arrivée des Européens. Parmi les effets anthropiques indirects, on peut citer l'introduction de nombreuses espèces végétales ou animales. Parmi ces dernières, le cerf rusa est en situation de surpopulation et représente, de ce fait, une contrainte systématique pour la végétation. Dans le même ordre d'idée, on peut aussi mentionner le bétail ensauvagé, en particulier les nombreux cochons.

Les feux dont la plupart sont d'origines anthropiques, sont sans doute la source d'impact humain parmi les plus anciennes et dont les effets sont parmi les plus étendus dans l'espace.

5.2.3. Une biodiversité exceptionnelle de par son originalité

5.2.3.1. Richesse et endémisme

La N.-C. est reconnue mondialement comme un des « point-chauds » de la biodiversité, dénomination qui exprime à la fois la richesse et l'originalité (endémisme) des formes biologiques, mais aussi les pressions et les risques qui pèsent sur les écosystèmes concernés. La vulnérabilité des espèces est accentuée en milieu insulaire, et les petites îles de la planète abriteraient environ un sixième du total mondial des espèces végétales menacées (Beauvais *et al.*, 2006). La N.-C. se signale avant tout par la richesse et la très grande originalité de sa flore. Sur 3 067 espèces indigènes (non introduites), 76 % d'entre elles sont endémiques, donc présentes nulle part ailleurs. L'endémisme se fait sentir au plus haut niveau taxonomique avec 5 familles et 107 genres strictement néo-calédoniens. Cette biodiversité exceptionnelle, héritage de l'histoire géologique (long isolement, spécialisation par rapport aux roches ultrabasiques), impose une attention patrimoniale particulière dans la gestion de la végétation forestière. Cette préoccupation s'est concrétisée par la création de réserves (notamment au cours des deux dernières décennies). Mais cela implique également l'adoption de « bonnes pratiques » concernant la gestion de l'ensemble du territoire, sans lesquelles la mise en réserve peut se révéler inopérante.

5.2.3.2. La question des espèces potentiellement envahissantes

Parmi les devoirs patrimoniaux liés à la diversité de la N.-C., figure la vigilance face aux risques de prolifération d'espèces introduites dans les milieux naturels ou semi-naturels, ce qui définit la notion « d'invasion biologique » (Beauvais *et al.*, 2006). Ce devoir peut parfois entrer en contradiction avec des objectifs de foresterie intensive, visant à la production de biomasse ou au stockage du carbone. En effet, certaines espèces, dont la faculté de croissance très rapide est reconnue en Asie insulaire et dans le Pacifique, y sont aussi référencées comme envahissantes en dehors de leurs aires d'origine par la base de données de l'union internationale pour la conservation de la nature (UICN[18]). Parmi ces espèces peuvent être mentionnées *Paraserienthes falcataria*[19] et *Pinus Caribaea*, l'usage de ce dernier étant important dans les boisements forestiers en N.-C.

5.2.4. Principaux types de végétation

Dans cette présentation rapide, nous présentons les forêts selon les grands types classiquement utilisés en N.-C., notamment dans les documents qui peuvent servir de

[18] *The Global Invasive Species Database of the Invasive Species Specialist Group* (ISSG), http://www.issg.org
[19] Synonymes : *Albizia falcataria, Falcataria moluccana.*

référence (Inventaire CTFT de 1975 ; Étude Davar 2006 (Hygen *et al.*, 2006) ; rapport MAP (Durrieu de Madron, 2009). Nous faisons ressortir quelques caractéristiques de structures forestières qui généralement influencent la biomasse sur pied et, indirectement, les stocks de carbone.

5.2.4.1. Les forêts denses humides sempervirentes

Les versants de la chaîne centrale sont encore couverts par d'importants massifs de forêt dense humide sempervirente que l'on observe principalement sur roches acides (volcano-sédimentaires), soit environ 300 000 ha, dont les deux tiers en terrain domanial relevant de la N.-C., et, secondairement, sur roches ultrabasiques, soit près de 100.000 ha, dont plus de 4/5 en terrain relevant de la N.-C. (Hygen *et al.*, 2006). Indépendamment du substrat, ces forêts montrent aussi des variations en fonction de l'altitude au travers de leur composition floristique et, dans une moindre mesure, en termes de structure : densité d'arbres, hauteur de la canopée, etc. En dépit de ces variations, certaines constantes de ces forêts sont de présenter une canopée fermée, d'une hauteur d'environ 20 m en moyenne, composée principalement par des espèces à feuilles persistantes (sempervirentes[20]), d'où émergent nettement un nombre plus limités d'espèces : Araucarias, Kaoris, Houp (Nasi *et al.*, 2002). Une autre constante est l'abondance des palmiers, pandanus, fougères. La richesse spécifique et le niveau d'endémisme sont partout élevés, mais particulièrement marqués sur substrat ultrabasique et en altitude.

À moyenne altitude (300 à 1 000 m), les forêts s'observent surtout sur le versant ouest de la chaîne centrale, mieux protégé des vents et des cyclones, avec une majorité en Province Nord. Au-dessus de 1 000 m, la forêt est caractérisée par l'omniprésence des mousses et des lichens, par une canopée plus basse (dépassant rarement 10 m), la présence plus marquée de fougères et d'épiphytes, et par l'existence de sols (de type mor ou ranker) dont l'horizon organique superficiel épais atteint souvent plus de 20 cm. Les forêts de basse altitude sont aujourd'hui rares, limitées à la réserve de la Rivière bleue sur substrat ultrabasique et à quelques forêts très morcelées dans des vallées de la chaîne centrale ; les forêts de « chêne gomme », autrefois étendues sur la côte est à basse altitude ne sont plus représentées que par quelques peuplements ponctuels.

Les précipitations vont de 1 500 à 3 500 mm par an à moyenne altitude pour atteindre 4 000 mm au dessus de 1 000 m, avec quelques records (8-10 m) sur le versant est, près des crêtes. Ces forêts de montagne jouent donc un rôle important dans la régulation hydrologique, en réduisant les risques d'érosion, notamment grâce à la forte capacité d'absorption des sols ; elles augmentent la ressource en eau disponible en captant l'humidité des brouillards.

Sur roches ultramafiques, la forêt dense sempervirente est caractérisée par des espèces spécialisées, mais l'effet du substrat ne se traduit pas forcément sur la physionomie de la végétation en l'absence de perturbation humaine : hauteur modeste de la canopée, mais assez forte densité (la surface terrière est relativement forte dans les forêts primaires de la Rivière bleue). Une part importante de ces forêts a souffert de l'exploitation minière conjuguée aux incendies, notamment près des sommets de la côte ouest.

Les forêts denses des îles Loyauté sont observées sur plateaux madréporiques soulevés et leur strate arborée est généralement inférieure à 20 m ; *elles ne couvrent que de petites superficies, moins de 2 000 ha*, selon CTFT 1975, sur la base de photographies aériennes de 1954.

[20] En particulier, les genres *Metrosideros* sur roches acides et *Nothofagus* sur roches ultramafiques sont des constituants importants de la canopée.

5.2.4.2. Les formations basses sur roches ultrabasiques (« maquis miniers »)

Il s'agit d'une formation basse, existant à l'état naturel, hors dégradation, avec faciès spécifique orophile près des sommets. Ces maquis sont composés d'une strate herbacée à cypéracées et d'une strate arbustive ou arborée (couvert fréquemment de plus de 10 %) pouvant parfois excéder 5 m de haut, sans compter la distribution lâche des *araucarias* et kaoris. Selon l'importance relative des composants on peut distinguer des faciès fortement herbacés, buissonnants ou arbustifs.

Superficie : 450 000 ha (selon inventaire 1975, sur la base de photographies aériennes réalisées en 1954).

5.2.4.3. Les forêts sclérophylles

Il est probable que cette végétation, appelée aussi « forêt sèche », était autrefois répandue sur toute la côte ouest de la Grande Terre, à basse et moyenne altitudes (moins de 300 m), dans les zones de pluviométrie inférieure à 1 m/an. Ces forêts sont constituées par des arbres et arbustes sempervirents à feuilles adaptées à la sécheresse, petites, et à cuticules (sclérophylles). Les arbres sont de faibles dimensions (15 m de haut et 40 cm de diamètre pour les plus gros) et le sous-bois peut former des fourrés plus ou moins denses, avec peu d'herbacées. La richesse taxonomique n'égale pas celle de la forêt dense humide mais la flore de la forêt sèche est profondément originale avec de nombreuses espèces endémiques (10,4 % des espèces endémiques du pays). Comme presque partout dans le monde tropical, les formations végétales les plus sèches ont le plus souffert des activités humaines, des feux et de la pression des cervidés. On estime que les forêts naturelles sèches ne représentent plus que 1-2 % de leur aire naturelle d'origine. Elles font l'objet d'un programme de protection spécifique.

Superficie : 4 000 ha (selon inventaire 1975, réalisé sur la base de photographies de 1954).

5.2.4.4. Savanes et formes de dégradation

Une savane est une formation végétale tropicale associant de façon durable strates herbacée et ligneuse, cette dernière pouvant être plus ou moins dense ou haute. Sous des conditions climatiques ou édaphiques favorables à la végétation ligneuse, comme c'est le cas sur l'essentiel du territoire de la N.-C., le contrôle de la strate ligneuse et la persistance de la strate herbacée sont généralement assurés par un régime de feux à faible temps de retour. Les savanes sont essentiellement observées sur la côte est de la Grande Terre, sous les conditions climatiques les moins arrosées ; elles peuvent être interprétées comme des formes de dégradation de la forêt sclérophylle sous l'effet historique de la coupe de bois, des feux et du pâturage par le bétail ou les cervidés. En N.-C., on ne relève pratiquement pas d'étude sur ces savanes et sur les déterminants – édaphiques ou dynamiques (feux) – de leurs différents faciès, et en particulier, sur les variations du couvert arboré, qui peut varier de moins de 10 % à plus de 60 % (CTFT 1975). Le Niaouli est généralement l'espèce arborée dominante même si son abondance locale est souvent décrite comme associée au caractère plus ou moins marécageux de la savane. Un autre aspect, peu documenté, bien qu'important pour la compréhension du régime des feux, concerne la nature et la composition de la strate herbacée. Les relations dynamiques entre forêts, fragmentées ou dégradées, et savanes restent très peu explorées bien que faisant l'objet d'études en cours (projet INC, financé par l'ANR) qui devraient apporter des éléments importants pour la compréhension des dynamiques en cours et de futurs choix de gestion.

Superficies : sur la base des photographies aériennes de 1954, l'inventaire (CTFT 1975) fait état de 230 000 ha de formations savanicoles « à Niaouli », de 370 000 ha de « savanes » et de 220 000 ha de « fourrés » (dont 36 % dans les îles).

5.2.4.5. La contrainte des feux

Si l'écobuage est une pratique ancienne et courante de toutes les sociétés humaines, cette dernière devient particulièrement prégnante en contexte tropical, dès lors que le climat présente des saisons sèches et pluvieuses fortement contrastées. Les très fortes quantités de biomasses, notamment herbacées, produites en saison des pluies sont bien supérieures à ce que l'on peut observer en contexte méditerranéen ou tempéré. Une fois desséchée avec la fin ou l'espacement des pluies, la biomasse herbacée ou sous-ligneuse forme un combustible idéal. Les raisons de mise à feu sont multiples ; elles résultent souvent de la volonté de « dégager » le terrain d'une biomasse à bien des égards gênante – obstacle, présence d'insectes, fourmi électrique en N.-C., de serpents –, biomasse pouvant parfois être dangereuse en cas de feux accidentels. Les mises en cultures et la chasse sont aussi fréquemment évoquées comme justifications à la mise à feu dans le contexte néo-calédonien. Dans tous les cas, les surfaces effectivement brûlées peuvent parfois largement excéder les intentions initiales de la mise à feu. La facilité de propagation du feu invite aussi à la malveillance, en cas de litige foncier ou de conflits divers : restriction d'accès, interdiction de chasse, de coupe de bois, etc. Il s'agit alors de marquer son emprise sur une portion de territoire ou d'affirmer des droits d'usage implicites ou contestés. Ces motivations et comportements ne sont pas spécifiques à la N.-C.

Régime des feux et composition de la végétation sont intrinsèquement liés par des boucles de rétroaction. L'ouverture du couvert forestier et le développement concomitant des végétations herbacées ou sous-ligneuses, facilement desséchées, favorisent un régime de feux à forte fréquence de retour. Les caractéristiques de ce dernier vont influencer la composition floristique et la physionomie de la végétation en faveur d'espèces et de types biologiques « pyrophiles », à même de se perpétuer malgré les incendies récurrents. Réciproquement, ces espèces ont souvent des caractéristiques favorisant l'incendie au travers d'une biomasse accumulée à faible hauteur et se desséchant facilement : vigueur de la reproduction végétative après passage du feu (rejet de souche, tallage), aptitude à la production rapide de biomasse labile. À titre d'exemple, on peut citer les grandes graminées tropicales à souches pérennes (Andropogonées notamment) adaptées à une production élevée de biomasse (souvent 10 t/ha en quelques mois) grâce à une photosynthèse en C4. Un autre exemple est *Pteridium esculentum* (fougère) qui progresse grâce aux incendies dans le maquis sur substrat ultrabasique et, en retour, favorise ces derniers, avec le risque de substitution du maquis par une fougeraie pyrophile (Jaffré *et al*. 1998). D'autres végétaux se caractérisent par leur inflammabilité, notamment les résineux comme *Pinus Caribaea*, naturalisés à partir des plantations, et dont la dissémination représente une augmentation des risques de feu.

Les conséquences des feux sont différentes en fonction de la végétation. L'incendie des végétations forestières, sempervirentes comme sclérophylles, ouvre généralement un cycle de dégradation (série régressive) caractérisé par une perte de diversité et des physionomies végétales plus basses, plus ouvertes – donc plus favorable au feu – et à biomasse nettement plus faible. L'effet du déstockage de carbone se fait alors sentir à la fois sur la biomasse végétale aérienne (épigée), racinaire (hypogée) et sur la matière organique du sol. À l'inverse, les formations de type savane, peuvent souvent – mais pas toujours – présenter des faciès et des niveaux de biomasse en équilibre dynamique avec des régimes de feu à fort temps de retour. Le maquis ultrabasique (ultramafique) semble présenter un bon

pouvoir de reconstitution (grâce à l'efficacité de la reproduction végétative[21]), en composition comme en biomasse, après un incendie exceptionnel, tout en étant probablement très vulnérable face à des retours de feux rapprochés.

Les surfaces brûlées ont pu atteindre 50 000 ha certaines années, pour une moyenne de 20 000 ha parcourus par an (F. Guillard DTSI, comm. Pers.), mais il n'y a pas vraiment de bilan annuel consensuel. Les essais de cartographie à partir d'images satellite Modis, qui indiquent les foyers actifs et non directement les surfaces brûlées, ne concordent pas avec les estimations de la protection civile. Toute estimation de ces surfaces devra être relativisée en fonction des formations végétales affectées, puisque les conséquences d'un feu peuvent être très différentes, en termes écologiques comme en termes de carbone relâché.

Un programme de recherche sur la prévention des incendies, à laquelle participent les gestionnaires des forêts sèches et le WWF est en cours, en commençant par une analyse des causes des mises à feu**.**

5.2.4.6. Une première tentative d'estimation des stocks de carbone dans la végétation de Nouvelle-Calédonie

a. Principes de l'estimation (d'après l'étude MAP, Durrieu de Madron, 2009)

- utilisation des volumes « fûts » (en m^3/ha), calculés par l'inventaire CTFT de 1975, par les inventaires des années 1980-1990 localisés dans les meilleures forêts, et par des inventaires spécifiques hors de la Grande Terre. Ces inventaires ne prenaient en compte que les arbres ayant plus de 30 cm ou 40 cm diamètre (« précomptage ») ;
- extrapolation à des volumes « fûts » (en m^3/ha) correspondant au seuil de précomptage de 10 cm, relativement classique en milieu tropical, en utilisant les références disponibles sur quelques distributions de fréquences par classes de diamètre (inventaires écologiques de l'IRD, dont Muzinger *et al*., 2007) ;
- passage du volume « tronc » (dit aussi « commercialisable ») en m^3/ha à la biomasse correspondante, *via* la densité spécifique du bois ; puis calcul de la biomasse épigée totale des arbres (souches, branches, etc.) par l'application d'un facteur d'expansion de la biomasse (FEB, Giec, 2006) ;
- passage de la biomasse arborée épigée à la biomasse totale, en incluant des estimations des autres composantes de la biomasse végétale (lianes, nécromasse ligneuse, racines, biomasse du sol) ;
- calcul du contenu en carbone de la biomasse totale Giec 2006[22] et ajout de la quantité de carbone de la matière organique du sol selon les ordres de grandeur spécifiques (Durrieu de Madron, 2009) mentionnés au tableau 8[23].

La grande pauvreté des informations spécifiques à la N.-C. a contraint l'auteur à de nombreuses approximations ou extrapolations de données provenant de la littérature mondiale, approximations incontournables en l'état actuel des connaissances[24].

[21] Logique d'autosuccession (Jaffré *et al.*, 1998).
[22] Ce ratio a été pris par l'étude citée à la valeur classique de 0,475 tC/tonne de matière sèche de biomasse.
[23] À noter que les valeurs retenues par l'auteur en fonction de la littérature sont supérieures à celles proposées par le Giec 2006, qui ne prennent en compte que les 30 premiers cm du sol.
[24] Les coefficients FEB utilisés couvrent des valeurs allant de 1,3 (conifères) à 3,1 (feuillus de la forêt dense) conformément à Brown (1997) ; les densités spécifiques sont majoritairement tirées de l'Atlas des bois de la N.-C. (CTFT) et de références mondiales, extrapolées par familles ou genres botaniques.

b. Résultats des estimations

Les résultats obtenus par grands types de forêts (tableau 8) ne doivent donc être considérés, et avec prudence, que comme des ordres de grandeur. On peut noter que les valeurs estimées pour les forêts denses sont relativement élevées compte tenu des hauteurs de canopée relativement basses (rarement plus de 25 m) qui caractérisent les forêts de N.-C. Cette question pourrait être approfondie, mais cela demanderait un travail plus spécifique et des données (comme des estimations de la biomasse totale pour des arbres abattus) actuellement non disponibles. Quoi qu'il en soit, on peut sans doute retenir des valeurs de 180 à 190 t de matière sèche/ha pour la biomasse épigée comme une fourchette supérieure, correspondant à des forêts en bon état, pour la plupart non exploitées. Ces valeurs ne prennent pas en compte les surfaces exploitées depuis les inventaires de référence, qui traitaient majoritairement de forêts à biomasse relativement forte.

Tableau 8 – Principaux résultats de l'estimation de la biomasse et des stocks de carbone dans les principales formations boisées de Nouvelle-Calédonie

	Volume inventaire fût (troncs) en m^3/ha	Biomasse arborée épigée en t/ha	Biomasse totale en t/ha	Quantité de carbone en tC/ha (dont quantité prise pour le carbone du sol entre parenthèses)
Forêt dense sempervirente	100	190	230	210 (100)
Forêt dense sempervirente sur calcaire (îles)	90	180	220	160 (60)
Savanes à Niaoulis	40*	140	160	140 (60)
Forêt sclérophylle	40	90	110	130 (60)
Peuplement à *Araucaria columnaris* **	200	120	140	120 (60)
Plantations pins	170	100	120	120 (60)
Plantations (*Araucarias*, Kaoris)* **	40	20	25	50 (40)
Cocoteraie** **	360	-	285	200
Mangrove	-	150	190	170 (80)

*** Mais grande variabilité de densité des arbres donc de la biomasse ; ** dans les îles ; ***de moins de 20 ans pour la plupart ; **** extrapolation directe de l'estimation à Wallis.**

Source : d'après L. Durrieu de Madron, 2009, étude MAP.

Parmi les formations boisées décrites dans le tableau, les forêts denses et les savanes à Niaoulis, représentent, de loin, les superficies les plus importantes avec, respectivement, 59 % et 36 % dans la cartographie de 1975. Concernant les savanes, une grande incertitude subsiste

compte tenu du flou entourant leur définition (par rapport à la forêt dégradé et à d'autres formations) et aux fortes variations dans l'espace de la densité de leur strate arborée.

Moyennant les nombreuses incertitudes sur les valeurs intervenant dans les différentes phases du calcul, Durrieu de Madron (2009) retient une valeur moyenne de *183 tonnes de C par ha* pour les végétations naturelles de la Grande Terre. Ce chiffre s'entend hors plantation, ces dernières ne concernant pas de grandes superficies. L'extrapolation à une quantité totale, à l'échelle de l'ensemble des « végétations forestières » du territoire, est encore plus incertaine, compte tenu du manque de données actualisées sur les surfaces, mais en prenant les surfaces totales estimées par l'interprétation des photographies aériennes de 1954 (CTFT 1975), soit 630 084 ha, l'on obtiendrait 115 Mégat de C (115 Téra grammes). Au-delà de ce chiffre, fortement sujet à caution, il faut retenir que les données disponibles ne permettent pas de donner une estimation conforme aux normes internationales. En effet, sous la Convention, les signataires s'engagent à effectuer des inventaires des émissions par les sources donc en provenance des forêts et des absorptions par les puits pour contribuer au recensement des émissions de GES par pays. Les premières informations reprises ci-dessus sont donc largement insuffisantes pour déterminer *précisément* les variations de stocks de carbone en forêt néo-calédonienne. Dans la suite, nous allons analyser qualitativement les différents facteurs pouvant faire varier ce stock.

Sous la Convention, les signataires s'engagent à effectuer des inventaires des émissions par les sources donc en provenance des forêts et des absorptions par les puits pour contribuer au recensement des émissions de GES par pays. Ces premières informations sont donc totalement insuffisantes pour déterminer *précisément* les variations de stocks de carbone en forêt néo-calédonienne. Il n'est pas encore possible de donner une estimation précise du stock total de carbone dans les écosystèmes forestiers en N.-C.

On va maintenant tenter de voir les déterminants des variations des stocks de carbone.

5.3. Quelles capacités d'augmentations de stocks de carbone et quels risques de diminutions des stocks moyens dans ces diverses formations végétales ?

5.3.1. Augmentation : les reboisements forestiers et la revégétalisation

5.3.1.1. Les reboisements forestiers

En N.-C., les essais et programmes de reboisement remontent aux années 1970 avec le test d'espèces exotiques – eucalyptus (collaboration avec le CSIRO), pins tropicaux –, et autochtones – kaoris, araucarias, chêne gomme, la plantation de ces dernières se révélant possible sur substrat ultrabasique. Parmi les espèces introduites, le *Pinus Caribaea* (var. *Hondurensis*) et, à un degré moindre, le *Pinus elliottii* se sont alors révélés comme les plus adaptés et on été les plus utilisés. L'essentiel de ces reboisements « historiques » (années 1970-1980) en pins a été réalisé dans la Province Nord. Sur 4 600 ha réalisés, seulement 2 800 ha seraient dans un état acceptable ou dans des conditions satisfaisantes d'accessibilité (Hygen *et al*., 2006), essentiellement dans le secteur de Tango. (Des surfaces plus faibles sont mentionnées par Durrieu de Madron (2009).

Depuis la provincialisation, ce sont les services provinciaux (DDR et DDEE au sud et au nord, respectivement) qui sont en charge du suivi des plantations (pour la plupart situées sur le domaine foncier de la N.-C.), ainsi que de la création de nouveaux reboisements. Dans les deux Provinces, l'objectif principal est de proposer de l'activité en milieu rural et, si possible, fournir des produits à l'usage du marché intérieur. La N.-C. est très largement déficitaire en produits forestiers, en bois d'œuvre et bois de service, en particulier. On estime que le taux de couverture des besoins a reculé ces dernières années de 30 % à 20 % (F.

Mademba-Sy, Comm. Pers.), principalement sous l'effet de la hausse de la demande. Néanmoins, les taux de couverture mentionnés par Bavard (1989) semblaient déjà être dans cette fourchette. Les principales importations se font à partir de la Nouvelle-Zélande (*Pinus raddiata* notamment).

En **Province Sud**, la DDR affiche une politique ambitieuse (forêt parmi les filières « prioritaires », recrutement récent d'un ingénieur pour renforcer la « cellule forêt ») et estime à 1 300 ha les surfaces de terres forestières reboisées depuis 1989-1990 (F. Mademba-Sy, Comm. Pers.). Il semble que l'essentiel de ces reboisements ait été mené sur terrains publics non agricoles. Chaque opération de reboisement réalisée sur le domaine privé de la N.-C. fait l'objet d'une demande de cession (à priori toujours accordée) à la Province, ce qui contribue à la création d'un domaine forestier provincial. Les reboisements dans le sud de la Province étaient principalement en *Pinus Caribaea var. hondurensis*, maintenant arrêtés, compte tenu de la faculté de l'espèce à essaimer dans le maquis minier et à y augmenter les risques d'incendie (J. Muzinger Comm. Pers.). La DDR a d'ailleurs mené des opérations d'arrachements autour de certaines de ses plantations, dans les zones « d'intérêt écologique ». En même temps, elle assure la gestion (éclaircies, etc.) de boisements de *Pinus* « naturalisés » dans l'île des Pins (J. Muzinger Comm. Pers.). Le total des plantations en Province Sud est de 1 700 ha (dont 10-20 % d'araucariacées, relativement jeunes), dont 600 ha datent d'avant 1990 et sont en mauvais état, et 1 100 ha après 1990 (Durrieu de Madron, 2009, p. 24). Le temps de rotation des pins est d'environ 30 ans, de l'ordre du siècle pour les Kaoris et de 60 ans pour les *Araucarias*.

Les reboisements actuels et futurs sont plutôt tournés vers les essences locales (Kaoris, Araucarias), malgré encore quelques incertitudes techniques (F. Mademba-Sy, Comm. Pers.). Le système de fourniture de semences aux pépiniéristes privés, jusque-là entièrement assuré par l'IAC a été jugé peu satisfaisant, avec recrutement d'un ingénieur Inra détaché en appui aux pépiniéristes privés. La plus grosse pépinière privée est Siras Pacifique (Nouméa – Païta). Il n'y a encore que peu ou pas de reboisements privés. Un effet est attendu des nouvelles dispositions du code de l'investissement qui prévoient une aide à hauteur de 80 % pour les reboisements privés (F. Mademba-Sy, Comm. Pers.).

En **Province Nord**, les surfaces reboisées sont de l'ordre de 15 ha/an (M. Brinckert, Comm. Pers.), après avoir peut-être atteint 30 ha/an (R. Poutyela, Comm. Pers.), il y a quelques années. Le cumul planté, sur des terres forestières, depuis 1990 serait de l'ordre de 300 à 600 ha (Durrieu de Madron, 2009).

Dans l'absolu, les surfaces adéquates (couvert dégradé en contexte naturel pertinent) ne semblent pas actuellement limitantes, et sans doute moins qu'en Province Sud. Mais le montage de projets sur foncier coutumier (et ailleurs) est un processus lent impliquant des négociations. Les boisements concernent cinq à six essences susceptibles de valorisation économique (notamment bois d'œuvre), dont Agathis, *Araucaria*, Faux-Tamanou, Gaiac. Après quelques années, les surfaces suffisamment entretenues et protégées (feux, cerfs) pour donner un peuplement viable – donc une biomasse sur pied excédant substantiellement la végétation dégradée spontanée – semblent, là encore, ne pas dépasser la moitié des surfaces reboisées en forêt (150 à 300 ha).

Les perspectives de reboisement restent limitées. Outre le problème des essences utilisables – potentiel d'envahissement du *Pinus Caribaea*, maîtrise technique encore limitée des espèces locales –, la double contrainte de la disponibilité foncière et de conditions naturelles acceptables avec des précipitations supérieures à 1 200 mm par an et surtout de pentes pas trop fortes, restreint les reboisements envisageables.

Les superficies relevant du domaine privé de la N.-C. et présentant des caractéristiques naturelles favorables en vue d'une exploitation ne semblent pas excéder 1 000 ha en Province Sud, d'après les estimations de la Davar (Hygen *et al.*, p. 94).

En Province Nord, les surfaces potentiellement reboisables sont peut-être plus étendues, sans pour autant excéder quelques milliers d'hectares. Le potentiel reboisement en terrain privé est aujourd'hui encouragé et de développement récent. Il est plus difficile à cerner.

Il est tentant de porter son regard sur les superficies mentionnées comme « friches » dans les statistiques des exploitations agricoles, soit 17 000 ha selon Isee/Davar (2002). Mais ces surfaces relèvent probablement en majorité des zones peu arrosées de la côte ouest et il n'est, de plus, pas certains que les propriétaires souhaiteront y mener des activités de boisement. Il n'y a donc pas de garantie, en l'état actuel des informations, que la mobilisation de terrains privés pour le reboisement ait été significative. De plus, pour qu'il y ait des reboisements, il faut qu'il y ait des acteurs qui aient intérêt à le faire (Tiger, 1999).

Face aux limites imposées par les conditions naturelles, on pourrait objecter que des reboisements à seule finalité de « puits » de carbone, c'est-à-dire pour augmenter les stocks de carbone (il faut en effet toujours considérer les variations de stocks) pourraient concerner des conditions physiques relativement peu favorables, puisqu'il ne serait pas nécessaire de récolter le bois dans ces forêts. Ce serait oublier le surcoût des travaux (accès, regarnis) et de la maintenance (protection) dans des conditions plus difficiles, ainsi que le risque, *in fine*, que la quantité de carbone stockée dans des conditions de plantations marginales reste médiocre.

Comme les expériences passées l'ont montré, la réussite de toute plantation reste soumise aux aléas des feux, au broutage par les cerfs, à la question du foncier, et bien évidemment lorsqu'il s'agit d'inciter des particuliers à planter, à la rentabilité économique.

5.3.1.2. Revégétalisation des sites miniers

Jusqu'à l'adoption récente du nouveau code minier, la revégétalisation des sites miniers restait liée à la bonne volonté des industriels. En Province Nord, il y a eu un cas d'annulation d'un projet ambitieux sans considération pour les petits pépiniéristes parties-prenantes. Le nouveau code minier joue sur l'incitation fiscale. Un travail spécifique de la DTSI estime à 20 000 ha le cumul des surfaces dégradées par l'activité minière. On parle de sites « orphelins » lorsque les exploitants actuels n'ont pas (ou plus ?) de responsabilité vis-à-vis des surfaces dégradées.

Actuellement, l'effort de réhabilitation dépasse à peine 100 ha par an sur l'ensemble de la N.-C. Il pourrait être porté prochainement à 200 ha (« Il y en aurait alors pour un siècle pour revégétaliser ces sites ! »).

L'accroissement des stocks de carbone sur ces sites restera en général assez faible.

En effet, les questions techniques sont loin d'être complètement maîtrisées face à des situations de très fortes contraintes édaphiques (Jaffré *et al.*, 1993), et le potentiel de croissance de la végétation réimplantée est faible (T. Jaffré Comm. Pers.). En outre le recours à des amendements risquerait de favoriser des espèces envahissantes (J. Muzinger, Comm. Pers.). La revégétalisation n'a pas pour objectif de constituer un boisement productif, juste de recréer un couvert végétal. Même en cas de succès – pas toujours acquis et longtemps fragile –, les augmentations de biomasses resteront modestes.

5.3.2. Causes de diminution des stocks

5.3.2.1. Défrichement et urbanisation

Nous avons vu que l'extension de la surface agricole utile a concerné 20 000 ha entre 1991 et 2002 (ce qui n'empêche pas que la surface agricole entretenue ait baissé de 15 % dans l'intervalle), soit sans doute nettement plus que l'extension des habitations et des infrastructures pour laquelle nous ne connaissons pas de chiffre global. Dans les deux cas, les défrichements se sont probablement faits au détriment de savanes ou de forêts dégradées et non de forêts denses, sans qu'il soit possible de préciser. À titre de comparaison, l'emprise des ZAC de Dombéa et Panda, opération d'extension urbaine d'une ampleur exceptionnelle, est de 400 ha (source : Province Sud).

5.3.2.2. Exploitation forestière

En forêt naturelle, l'exploitation a toujours été de type sélectif, un nombre limité d'essences étant particulièrement recherchées, quatre espèces représentant 80 % de la production (Tamanou, Houp, Kaoris, « Hêtre » ; Bavard, 1989). L'instauration des permis temporaires d'exploitation (PTE) a permis un suivi assez précis des volumes et surfaces exploitées, et la mise en place de règles simples : diamètre minimal de coupe (environ 50 cm), identification, numérotation et consignation des arbres à réserver (c.a.d. à protéger pour l'avenir pendant l'exploitation), suivi et « recollement » de tous les arbres exploités par un agent. Bavard (1989) estime que, depuis la seconde guerre mondiale, l'exploitation forestière a parcouru 40 000 à 50 000 ha pour un prélèvement sélectif de 15 à 20 m^3/ha de grumes (volume fûts). À noter que ces valeurs de prélèvement, similaires à celles observées en Guyane (14 m^3/ha en moyenne ; Guitet *et al*., 2006) pour des biomasses épigées 1,5 fois plus élevées, semblent correspondre à un taux de prélèvement sensiblement plus fort. En Guyane, le prélèvement de 14 m^3/ha débouche sur une perte de biomasse épigée de 45 t/ha. Faute de référence spécifique à la N.-C., un ordre de grandeur de 50 t/ha pourrait permettre de fixer les idées sur le déstockage en forêt naturelle durant les dernières décennies.

Dans la décennie 1980, la production totale annuelle était d'environ 14 000 m^3 grume ; 700 à 900 ha étaient exploités annuellement. On peut donc penser que depuis les inventaires qui ont permis d'évaluer les valeurs de biomasse sur pied du tableau 8, environ 20 000 ha de forêts ont été exploités, et que, sur cette superficie, les valeurs de référence mentionnées pour la forêt dense (cf. tableau 8) ont pu être substantiellement diminuées, disons d'environ 25 %.

Compte tenu d'une reconstitution relativement lente (cf. ci-après), on peut penser qu'une partie de la forêt n'est pas aujourd'hui revenue à une valeur d'équilibre et qu'il pourrait donc y avoir eu une diminution du stock moyen de carbone en forêt. Mais cela permettra d'augmenter les stocks par la suite.

Le système des PTE n'a pas réussi à garantir la pérennité des prélèvements, et des inquiétudes on été exprimée concernant la résilience des écosystèmes de montagne calédoniens. De fait, aucun site exploité au cours des 30-40 dernières années n'a fait l'objet d'une seconde coupe. L'inventaire postexploitation du chantier pilote de l'Aoupinié (Province Nord) aboutit à des conclusions assez pessimistes, malgré un niveau de préparation et de suivi des travaux – notamment en ce qui concerne l'implantation des pistes – qui se voulait supérieur à la pratique courante. Cette étude menée en 1996 (Cirad-Forêt *in* Hygen *et al*., 2006) constate, pour un taux de prélèvement conforme à la moyenne calédonienne, une dégradation sanitaire des arbres réservés, l'absence de croissance significative en volume de ces derniers après exploitation, l'envahissement par les espèces héliophiles (23 % de la surface) qui bloque la régénération des espèces recherchées, et des signes nets d'érosion sur

les pistes (6 % de la surface). Sur cette base, le rapport (Hygen *et al*., p. 65) conclut : « Ce constat place les exploitations forestières (en forêt naturelle) menées en N.-C. dans la catégorie des exploitations typiquement "minières" qui laissent derrières elles des peuplements ruinés (tout au moins en termes des essences les plus recherchées), incapables de se reconstituer dans un laps de temps de quelques dizaines d'années, et qui présentent en de nombreux endroits des traces de dégradation irréversibles du milieu ». Cette prise de conscience conjuguée au contexte socio-économique (malgré une subvention des travaux), mène à un déclin de l'activité qui semble inexorable.

En Province Sud, l'exploitation de la forêt naturelle sera stoppée en 2012 **(**dernier permis en cours au col d'Amieu).

L'influence de la récolte en forêt naturelle sur les variations de stocks de carbone est en train de devenir négligeable. La reconstitution de la biomasse dans les zones anciennement exploitées pourrait peut-être conduire à un accroissement du stock.

5.3.2.3. Les feux

Des modifications de régime d'El Niño dans la zone Pacifique pourraient aussi renforcer la fréquence des périodes et années sèches, ce qui pourrait accroître les risques de propagation des incendies. Les recherches en cours (projet ANR INC) en N.-C., avec des chercheurs de la N.-C. et le WWF, devraient améliorer les connaissances sur les causes des feux, notamment sur celles d'origines sociales, et sur les risques de feu.

5.3.2.4. L'extension des surfaces minières

Dans la zone géologique ultrabasique, convoitée pour l'exploitation du nickel, une grande partie de la superficie forestière subsistante est grevée par des concessions minières. Ces dernières représentent environ 30 % de la superficie des forêts situées sur le domaine de N.-C., tous substrats confondus (Hygen *et al*., 2006).

En l'absence d'information plus précise sur le rythme de défriche dans les concessions, on pourrait donner une estimation des surfaces affectées annuellement, en faisant l'hypothèse que les 20 000 ha dégradés par l'exploitation minière l'ont été au cours des 50 dernières années, ce qui ferait un rythme annuel d'environ 400 ha.

Sous la comptabilité de Kyoto, les déstockages de carbone correspondant aux déboisements (pour causes agricoles, urbaines, ou minières) devraient être inventoriés obligatoirement sous l'article 3.3, tout comme les augmentations de stocks dans des boisements effectués sur des terres agricoles (définition plus restrictive que le sens que donnent les forestiers au terme « reboisement »).

5.4. Conséquences par rapport aux engagements demandés aux pays de l'annexe 1 sous la Convention et sous le protocole de Kyoto[25]

Nous retenons l'hypothèse que, conformément à son revenu par habitant, la N.-C. relève des pays « industrialisés » de l'annexe I. Le raisonnement ci-après se place dans l'hypothèse d'une éventuelle mise en conformité de la N.-C. par rapport aux exigences du protocole de Kyoto.

[25] Les variations de stocks dans les parcs naturels car d'origine non anthropique directe ne sont pas comptabilisées sous le protocole de Kyoto. En revanche les variations de stocks d'origine anthropique dans les parcs régionaux, qui relèvent des articles 3.3 ou 3.4, doivent être comptabilisées.

5.4.1. Les inventaires des variations de stocks demandés aux pays de l'annexe I sous la Convention

L'article 4.1a relatif aux inventaires des émissions de GES précise qu'il faut recenser toutes les émissions par les sources et tous les prélèvements par les puits.

Considérées dans le cadre de la France ces variations de stocks de carbone en forêt néo-calédonienne seraient faibles. Mais il faudrait tout de même les recenser précisément, d'où des coûts supplémentaires.

5.4.2. Les inventaires sous l'article 3.3. du protocole de Kyoto

Article 3.3 :

« Les variations nettes des émissions de gaz à effet de serre par les sources et l'absorption par les puits résultant de l'activité humaine directement liée au changement d'affectation des terres et à la foresterie et limitées au boisement, au reboisement et au déboisement depuis 1990, variations qui correspondent à des variations vérifiables des stocks de carbone au cours de chaque période d'engagement, sont utilisées par les parties visées à l'annexe I (par les pays industrialisés), pour remplir leurs engagements (de limitation et de réduction des émissions de gaz à effet de serre) prévus au présent article. Les émissions des gaz à effet de serre par les sources et l'absorption par les puits associées à ces activités sont notifiées de manière transparente et vérifiable et examinées conformément aux articles 7 et 8. »

Tout pays de l'annexe I ayant pris des engagements sous le protocole de Kyoto a l'obligation de faire ce bilan de carbone pour la période 2008-2012. On peut comptabiliser les accroissements de stocks des boisements d'origine directement humaine de terres non forestières effectués depuis 1990.

Au débit du bilan, défini par l'article 3.3. (déboisement) il faut noter la diminution des stocks de carbone, entre 2008 et 2012, résultant des activités suivantes :

– l'extension urbaine ou la création d'infrastructures ;

– le défrichement pour raisons agricoles, évalué à 20 000 ha entre les deux recensements agricoles de 1991 et 2002 (Davar/Isee) ;

– l'extension des surfaces d'exploitation minière (peut-être 400 ha par an).

Au crédit du bilan il faut relever (depuis 1990) : les augmentations des stocks de carbone, mais seulement entre 2008 et 2012, dans les boisements sur terres agricoles à partir de 1990 et de boisement des terrains miniers qui n'étaient plus considérées comme des forêts en 1990 (c'est-à-dire qui ont été défrichées avant et non reboisées avant 1990). Les boisements de terrains miniers forestiers, défrichés après 1990 puis reboisés, ne peuvent entrer dans cette catégorie.

Il faut cependant remarquer que l'essentiel des reboisements réalisés depuis 1990 l'a sans doute été sur des terrains publics non agricoles, même s'il s'agissait probablement de végétation dégradée. Ces boisements ou reboisements ne peuvent donc être considérés sous cet article 3.3.

La date de référence concernant l'affectation officielle des terres (forêt vs. non forêt) est 1990, ce qui pose le problème fondamental d'absence, en N.-C., d'information cartographique ou autres (photos aériennes) pouvant faire référence concernant l'affectation des terres à cette date. L'exploitation fine des résultats du recensement agricole pourrait être

utile. Encore faudrait-il pouvoir montrer que ce qui a été recouvert d'une couverture végétale n'est pas le résultat d'un abandon des terres, mais de réels boisements.

Le revégétalisation des terrains miniers entre 1990 et 2008 n'a sans doute pas toujours abouti à la création d'une végétation pouvant être déjà considérée comme forestière. Mais cela importe peu si, à terme, ces végétations remplissent les critères de la FAO pour pouvoir être considérées comme une forêt. Cependant si l'on estime que cet accroissement de stock entre 2008 et 2012 est trop faible pour mériter d'être mesuré précisément il suffira simplement de l'ignorer. Le bilan final « accroissements des stocks entre 2008 et 2012 – diminutions des stocks par déboisements entre 2008 et 2012 » sera simplement un peu plus faible. Au cas où l'accroissement des stocks entre 2008 et 2012 ne compenserait pas la diminution des stocks à recenser obligatoirement, le débit serait donc seulement un peu plus élevé.

Il faudra probablement s'attendre à un bilan négatif (diminution nette des stocks comptabilisés sous l'article 3.3) dans le cas de la N.-C., principalement sous l'effet, dans l'ordre, des défrichements agricoles, miniers et urbains. Il faudra donc mesurer les stocks de carbone des surfaces qui seront défrichées entre 2008 et 2012 (ou au cours des périodes d'engagement qui suivront, après 2012).

5.4.2. Les inventaires sous l'article 3.4. du protocole de Kyoto

Article 3.4 :

« Avant la première session de la conférence des Parties (...) chacune des Parties visées à l'annexe I fournit à l'Organe subsidiaire du conseil scientifique et technologique, pour examen, des données permettant de déterminer le niveau de ses stocks de carbone en 1990 et de procéder à une estimation des variations des stocks de carbone au cours des années suivantes. À sa première session, ou dès que possible par la suite, la conférence des Parties (…) arrête les modalités, règles et lignes directrices à appliquer pour décider quelles activités anthropiques supplémentaires ayant un rapport avec les variations des émissions par les sources et de l'absorption par les puits des gaz à effet de serre dans les catégories constituées par les terres agricoles et le changement d'affectation des terres et la foresterie doivent être ajoutées aux quantités attribuées aux Parties visées à l'annexe I ou retranchées de ces quantités et pour savoir comment procéder à cet égard, compte tenu des incertitudes, de la nécessité de communiquer des données transparentes et vérifiables du travail méthodologique du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat[26] *, des conseils fournis par l'Organe subsidiaire de conseil scientifique et technologique conformément à l'article 5 et des décisions de la conférence des Parties. Cette décision vaut pour la deuxième période d'engagement et pour les périodes suivantes. Une Partie peut l'appliquer à ses activités anthropiques supplémentaires lors de la première période d'engagement pour autant que ces activités aient eu lieu depuis 1990.»*[27]

Cet article définit des dispositions facultatives jusqu'à la fin de la première période d'engagement, donc jusqu'en 2012. Ces dispositions devraient devenir contraignantes ensuite. Par rapport à l'article 3.3 précédent, elles offrent, dès 2008 et pour les pays de l'annexe I, la

[26] Rapport spécial du Giec sur l'Utilisation des terres, les changements d'utilisation des terres et la foresterie, approuvé par les gouvernements en 2000.

[27] Notons que sous l'article 3.4 on peut également considérer, d'une part, les variations de stocks de carbone dans les espaces agricoles (cultures et prairies) et, d'autres part, les variations de stocks de carbone liés à la « végétalisation » et à la « dévégétalisation » des espaces non forestiers ou agricoles donc non déjà considérés sous les articles 3.3 et 3.4. La comptabilité spécifique pour ces dernières est évoquée dans « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie ».

possibilité de bénéficier de quelques crédits de carbone supplémentaires. Encore faut-il que le bilan soit avantageux pour le pays, ce qui n'est pas toujours le cas. C'est ainsi que le Canada n'a pas retenu la gestion forestière sous l'article 3.4, car les stocks moyens de carbone de ses forêts risquaient de diminuer entre 2008 et 2012

Cela concerne les réductions d'émissions de GES (absorptions nettes notamment de CO_2) résultant notamment :

(1) de la gestion et la croissance des forêts non considérées sous l'article 3.3 ;

(2) des cultures et des prairies ;

(3) de la revégétalisation (par des formations non forestières, au sens de la définition retenue).

Seulement une petite fraction de cet accroissement des forêts (une valeur d'environ 15 %) peut être prise en compte dans la comptabilité pour la première période d'engagement. On ne sait pas encore comment cette proportion sera modifiée après 2012.

Cette option permet éventuellement de compenser un bilan de carbone négatif sous la comptabilité de l'article 3.3.

Dans « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie » nous indiquons les comptabilités pour les deux dernières catégories.

Nous nous intéressons ici aux mesures de l'accroissement, entre 2008 et 2012, des forêts existantes (avant 1990).

Il est fort possible, mais pas certain, que l'accroissement des forêts existantes en N.-C. soit positif sur la période considérée, compte tenu de la production des plantations anciennes (avant 1990) et, surtout, du ralentissement progressif de l'exploitation forestière.

Mais il faut également tenir compte des feux et des causes de dégradation qui ne relèvent pas de l'exploitation formelle (coupes « individuelles » sans permis, etc.)

Il est permis de penser que les 50 000 à 60 000 ha exploités durant les 50-60 dernières années (près de 20 % de la surface totale des forêts denses) soient dans une logique de reconstitution et de recapitalisation lente de la biomasse. Cet accroissement peut aussi être annulé par la dégradation de la forêt dense par des processus qui ne relèvent pas de l'exploitation forestière formelle. Compte tenu de l'absence d'informations précises, il ne s'agit que de pistes de réflexion.

Pour aller plus loin, il faudra déterminer les variations de stocks des forêts existantes **(**hors 3.3**)** par une procédure d'inventaire, conforme aux demandes de la Convention sur le climat, et du protocole de Kyoto. Les lignes directrices pour ces inventaires sont évoquées au point suivant.

Rappelons que tout changement de stocks mis en avant se devra d'être étayé par des informations fournies de façon transparente et vérifiable.

5.4. Influence du périmètre considéré sur la précision des mesures demandées d'ici à 2012

La précision des mesures demandées dépend du périmètre considéré. Considérée dans l'ensemble français (métropole DOM + Com + N.-C.) les variations de stocks en N.-C. sont relativement mineures. Cependant, il serait néanmoins cohérent de rechercher un niveau de précision conforme à celui qui est assuré sur le territoire métropolitain pour des ensembles

territoriaux de surfaces comparables à celle de la N.-C. Une évaluation coût bénéfice serait à réaliser.

En revanche quand ces variations sont considérées isolément de l'ensemble français les conséquences, sous la comptabilité de Kyoto seraient différentes. Les mesures doivent alors être plus précises notamment pour éviter des débits sous l'article 3.3 dès 2008 et sans doute aussi, à partir de 2012, sous l'article 3.4, si sa prise en compte devenait obligatoire comme le cours des négociations le laisse prévoir.

La situation de la N.-C. est à première vue apparemment paradoxale : ses obligations sont celles d'un pays relevant de l'annexe I, alors que son système d'information sur l'occupation du sol en général et, plus précisément, sur les ressources forestières est peu développée. Du point de vue de l'information sur la végétation forestière, la situation en N.-C. n'est pas différente de celle de nombreux pays tropicaux pour lesquels le système d'inventaire et de suivi des stocks de carbone doit être pensé et construit quasiment *ex nihilo*. Cela peut s'expliquer dans une large mesure par l'absence de réels intérêts industriels de la forêt. Si les pays industrialisés ont mis en place de tels inventaires forestiers – dont le coût n'est pas négligeable – c'est d'abord pour pouvoir déterminer l'évolution de la disponibilité en bois pour les industries. Il n'empêche que, sur le territoire métropolitain, des forêts guère rentables (méditerranéennes, montagnardes) sont inventoriées par l'Inventaire forestier national (IFN) au même titre que des boisements nettement plus productifs.

5.5. Les perspectives post 2012 sous le protocole de Kyoto

Pour cela, la logique d'inventaire doit être cohérente avec les principes définis par le Giec (2006). Compte tenu de la faible expérience des opérations d'inventaire en N.-C., les réflexions générales de l'ouvrage GOFC-Gold (2008) peuvent être une source d'inspiration même s'il n'offre pas de solution « clés en main ». L'expertise de l'IFN pourrait certainement être sollicitée de façon régulière dans la période de construction et de lancement des protocoles de mesures et de suivi. Pour satisfaire de façon efficace les obligations d'inventaire et de suivi des surfaces forestières et des stocks de carbone, une approche à deux niveaux est souhaitable. Celle-ci couplerait l'observation par télédétection (sensu lato, c'est-à-dire incluant potentiellement les photos aériennes), et des mesures au sol pour la vérification de l'approche de télédétection (vérité-terrain) et la prise de mesures complémentaires. Mais il faut signaler que pour l'article 3.3 les approches sont encore un peu plus compliquée : il faut en effet pouvoir distinguer les variations de stocks d'origine directement humaine des variations ayant d'autres causes. Il faut également pouvoir indiquer si les boisements on été réalisés ou non sur des terres agricoles.

5.5.1. Les enjeux de la cartographie pour le suivi

- Définir une nomenclature des divers types de végétation qui puisse être appliquée sous forme cartographique de façon cohérente, dans l'espace et dans le temps, et qui soit en adéquation avec les moyens d'observation qui pourront être mobilisés de façon récurrente (disons, tous les 10 ans). Pour la première période d'engagement sous le Protocole, il faudrait disposer d'informations pour une période de cinq ans, par exemple entre 2008 et 2012, soit directement soit par interpolation entre des inventaires réalisés avant 2008 et en 2012.

- La nomenclature devra intégrer la dichotomie fondamentale entre « forêt » et « non forêt », selon la définition qui sera officiellement adoptée par la N.-C., et permettre des subdivisions raisonnables à l'intérieur de ces deux classes pour qualifier les

changements d'affectation des terres, et quantifier leurs conséquences en termes de capture et de stockage de carbone.

- À l'intérieur de la classe « forêt », les subdivisions (sous-classes) devront constituer des strates d'échantillonnage pertinentes par rapport aux campagnes de mesures au sol qui viseront à l'estimation de la biomasse et du carbone.
- La « dégradation », au sens de la baisse des stocks de carbone sur des terres restant dans la classe « forêt » (« *forêts restant forêts* », GOFC-Gold 2008) devra pouvoir être évaluée par des variations de surfaces entre sous-classes « forestières » de la cartographie (premier niveau d'approximation) avant d'être affinée par des informations de terrain.

5.5.2. Rôle de l'observation spatiale aérienne ou satellite : intérêts et contraintes des différentes techniques et des diverses sources d'information

Compte tenu des objectifs, une dichotomie fondamentale existe entre informations spatiales à résolutions moyenne à haute (pixels de l'ordre de 10-20 m ou plus) et très haute (pixels d'une taille effective inférieure à 4-5 m). Ces valeurs s'entendent pour des « images » optiques multispectrales, c'est-à-dire donnant des informations dans plusieurs canaux du spectre visible et un à deux canaux du spectre infrarouge. Pour un même capteur, la résolution en mode panchromatique (« noir et blanc ») est généralement plus élevée, et descend en dessous de 1 à 2 m pour les capteurs à très haute résolution. À noter que l'offre d'observation satellitaire se diversifie rapidement.

La photographie aérienne moderne, par exemple telle que fournie par l'IGN à partir des années 1970, possède un grain suffisamment fin pour relever de la très haute résolution, que l'interprétation finale soit visuelle ou semi-automatique, après numérisation. L'information correspondant au proche-infrarouge (photographies en « fausses couleurs » ou « infrarouge »), importante pour la caractérisation des variations de végétation, n'est, par contre, pas toujours présente : les photographies livrées par l'IGN à l'IFN comportent cette information, alors que les couvertures IGN de la Guyane côtière n'y donnent pas accès. En mode panchromatique, les images satellitaires à très haute résolution (THR) autorisent aujourd'hui une qualité d'interprétation visuelle se rapprochant de celle obtenue à partir de photographies aériennes.

Selon GOFC-Gold (2008, p.17), des coûts de 0,1 à 0,5 $/km² et de 2 à 40 $/km² sont avancés, respectivement pour une couverture HR et THR (ou photographies aériennes). La différence de coût est donc sensible[28]. Cependant, il ne semble pas qu'une information de type HR puisse correspondre aux besoins et aux conditions propres de la N.-C. considérée isolément dans un périmètre restreint, à savoir un territoire relativement petit (18 000 km²) au couvert végétal très varié pour des raisons à la fois naturelles et humaines. Au demeurant, la plupart des pays européens ne font pas jouer un rôle important à ce type d'information dans leurs procédures récurrentes d'inventaire forestier. Le contexte d'un grand territoire, au couvert relativement peu contrasté, et à l'accessibilité au sol problématique – la Guyane, par exemple –, appellerait une conclusion sans doute différente. À noter néanmoins que la Guyane côtière, d'une superficie comparable avec la N.-C., fait l'objet d'une couverture aérienne (IGN) relativement régulière (dernières couvertures en 1992 et 2001). Dans le contexte des DOM-COM, l'acquisition de données THR n'est donc pas inenvisageable dans une logique d'actualisation cartographique décennale.

[28] 0,5 $/km² pour Spot-5 HRVIR, qui peut être vu comme offrant une résolution intermédiaire entre HR et THR.

Pour être plus précis sur l'enjeu d'une résolution spatiale suffisante, on peut dire qu'il n'est pas démontré que l'approche cartographique à base d'images Spot5, telle que déployée par la DTSI pour sa récente cartographique générale, puisse déboucher sur une typologie en sous-classes forestières, à la fois suffisamment fine et robuste dans le temps : la distinction de catégories pertinentes le long des continuums forêt dégradée/savane ou selon les gradients de hauteur allant du maquis bas à la forêt sera difficile. L'usage de couvertures THR est nécessaire pour avoir accès à l'information texturale (grain de la canopée ; cf. Couteron *et al*., 2005 ; Proisy *et al*., 2007) pour interprétation visuelle ou semi-automatique. Cette contrainte de résolution sera particulièrement forte si l'on souhaite interpréter des variations de densité, de couvert ou, indirectement, de hauteur dans des formations impliquant des arbustes ou des arbres à couronnes relativement petites (savanes boisées, maquis para-forestier, forêt dégradée, etc.)

Pour le futur, des pistes existent concernant une estimation directe de la biomasse à partir de données de télédétection radar, en particulier sur la base du satellite radar japonais Alos[29] et du programme « Alos Kyoto & Carbone initiative ». La gamme des valeurs de biomasse épigée (AGB) observées, qui n'excèdent pas substantiellement 200 t/ha, laisse à penser que les problèmes de saturation de ce type de signal (Proisy *et al*., 2000) ne seraient peut-être pas rédhibitoires pour une application en N.-C. Cependant, une étude de préfaisabilité serait nécessaire et imposerait des travaux de calibration par rapport à des biomasses mesurées au sol.

5.5.3. Les mesures récurrentes au sol et le suivi de la croissance des arbres

Bien menée, l'observation spatiale peut permettre le suivi des changements d'affectation des terres (information de base par rapport à l'article 3.3) et la cartographie diachronique de sous-classes à l'intérieur de la classe « forêt ». Elle ne peut permettre, à elle seule, de réaliser des bilans de carbone dans ces différentes classes (flux), ni même donner des valeurs précises de leurs biomasses épigées moyennes (stocks). Pour cela, il est nécessaire de réaliser des inventaires de terrain selon un plan de sondage systématique dans l'espace et de façon répétée dans le temps (cycle d'inventaire). Les points de sondage font l'objet d'une vérification sur le terrain de l'interprétation réalisée à partir des documents de télédétection et, surtout, donnent lieu à un inventaire des arbres présents sur une surface de référence (placette), à leur identification botanique et à leur mesure au travers d'une variable simple, le diamètre du tronc. Il s'agit d'une approche classique d'inventaire forestier qui pourra s'inspirer (taille de la placette, taux d'échantillonnage), moyennant des ajustements à de nouvelles finalités, des protocoles qui ont été utilisés par le passé en N.-C. (inventaire de 1975, inventaires locaux des années 1980-90). La visite des points de sondage sur le terrain peut être l'occasion d'un relevé d'informations supplémentaires concernant la végétation et le milieu (sol, pentes, etc.).

Des mesures plus lourdes doivent être envisagées sur un sous-ensemble de placettes de terrain pour établir un système de relations allométriques permettant, *in fine*, l'estimation de la biomasse épigée totale d'un arbre à partir de la mesure de son diamètre. De telles relations sont actuellement inexistantes pour la N.-C., elles peuvent être construites directement ou indirectement (en fonction de la hauteur de l'arbre ; voir Chave *et al*., 2005). Comme il s'agit de mesures destructrices, nécessitant abattage et tronçonnage des arbres, il pourrait être intéressant de profiter de l'opportunité des quelques chantiers d'exploitation encore en cours, même s'il faudra probablement rééquilibrer la logique d'échantillonnage pour mieux couvrir

[29] Advanced Land Observation Satellite (capteur Alos Palsar mesures en bande – L) de l'Agence spatiale japonaise (Jaxa).

la diversité des forêts de N.-C. En l'absence de technique simple et opérationnelle de mesures *a posteriori* de la croissance des arbres tropicaux, la caractérisation de la croissance demande que des superficies de référence (« placettes de croissance permanentes ») soient suivies durablement. Celles-ci devront être localisées de façon à couvrir les principales classes de formations forestières, y compris dans les plantations.

L'ensemble de ces travaux, nécessaires au suivi des variations de stocks de carbone dans la végétation forestière, ne pourra être mené qu'au travers de la mise en place d'une cellule d'inventaire des « ressources forestières » (sensu lato) qui n'existe pas aujourd'hui. Il s'agirait donc d'un investissement de la part des collectivités publiques. Cette cellule pourrait être composée de trois à quatre agents permanents pour les travaux de terrain et d'un à deux agents pour les travaux relevant de la cartographie, pour ces derniers en relation étroite avec la DTSI. Les effectifs évoqués correspondraient à une « pression d'observation » par unité de surface similaire à celle qui est assurée sur le territoire métropolitain par l'IFN, ou tout au moins pour pouvoir déterminer des ordres de grandeurs, avec une précision satisfaisante, des variations d'émissions résultant de la gestion de l'espace rural. C'est ce que demande la Convention. Sous le protocole de Kyoto il faudra en outre, pour la période post 2012, pouvoir définir les variations de stocks conformément aux découpages de l'espace envisagé sous l'article 3.4. Un inventaire déterminant seulement les variations de stocks pour l'ensemble de la N.-C. ne sera pas suffisant. Il faudra en particulier, on l'a déjà vu, un suivi administratif des changements d'utilisation des terres plus précis.

Au-delà de la mise en conformité avec les engagements de la Convention sur le climat, les résultats régulièrement obtenus par une cellule pérenne d'inventaire contribueraient utilement à la gestion des ressources forestières menées par les services techniques des provinces. Comme c'est le cas en métropole, ils pourraient aussi constituer une contribution utile à la caractérisation des habitats et à la conservation des biotopes.

5.6. Le stockage de carbone dans le bois des constructions

L'augmentation du stock de carbone dans les constructions n'a pour le moment pas encore été retenue. Mais on peut inventorier les variations de stocks sous la Convention. Il est cependant difficile de les déterminer avec une précision suffisante.

5.7. Conclusions - Recommandations

5.7.1. Les quantités de carbone en jeu dans le « secteur » de l'utilisation des terres et de la foresterie ne peuvent couvrir ce qui sera émis par la métallurgie

Bien qu'il soit difficile, en l'absence de données précises pour la N.-C., d'indiquer quel est le bilan de carbone au sens du protocole de Kyoto, il semble néanmoins utile de situer les enjeux, en termes d'ordre de grandeur par rapport aux autres sources d'émission de GES en N.-C.

Supposons que le bilan des émissions sous l'article 3.3 soit égal à zéro pour la période d'engagement considérée, par exemple entre 2008 et 2012, ou entre 2012 et 2020. Cela revient à considérer que le déstockage de carbone dû aux défrichements de forêts (en zone urbaine et en zone minière avec changement d'affectation des terres) serait compensé par des augmentations de stocks de carbone dans des boisements de terres agricoles effectués depuis 1990. C'est une hypothèse sans doute trop optimiste, compte tenu de la faiblesse du niveau des boisements de terres agricoles, mais nous la retenons provisoirement.

Quelle serait alors la contribution sous l'article 3.4 ?

Supposons que l'accroissement moyen annuel net des forêts de N.-C., dont les sols sont relativement peu favorables, puisse atteindre 1 t de carbone par ha (2 t de MS/ha ou 4 m^3 de bois « commercialisable ») – ce qui est vraisemblablement optimiste – et capter ainsi 3,67 tCO_2 par ha pendant un certain nombre d'années. En prenant les règles de comptabilité sous l'article 3.4 (15 % des augmentations de stocks) cela conduirait à l'octroi de 0,55 t de CO_2 par ha. La production de nickel émettant environ 20 t de CO_2 par tonne, il faudrait environ 36 ha de forêt pour compenser les émissions d'une tonne de nickel. La production de 200 000 t de nickel contenu demanderait alors 7,2 millions d'ha, chiffre qui excède largement la superficie du territoire de la N.-C. (1,8 million d'ha). En supposant que les règles de comptabilités changent en 2012, et qu'on puisse prendre en compte non plus 15 %, mais 50 % de l'augmentation des stocks de carbone en forêts[30], il faudrait encore une surface d'environ 11 ha de forêt par tonne de nickel, soit 4,4 millions d'ha au total.

En d'autres termes, même avec des hypothèses d'accroissements des stocks de carbone et de comptabilisation très favorables, les forêts de la N.-C. ne pourront compenser les émissions que d'une petite partie de la production actuelle de nickel.

D'où l'importance de réaliser non seulement des économies d'énergie dans les industries métallurgiques, (cf. « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie »), mais également des substitutions de charbon par des biomasses ligneuses, forestières ou non, ou herbacées (miscanthus ou autres espèces herbacées à fortes potentialités de production et non envahissantes).

Il faut donc replacer ces travaux dans une perspective d'aménagement du territoire et ne pas se focaliser uniquement sur l'augmentation des stocks *via* des formations forestières ou boisées. D'autre part les reboisements de terres agricoles peuvent entrer en concurrence avec des productions de biomasses alimentaires.

Quand on cherche également à améliorer la balance commerciale, à créer des emplois, à accroître l'autonomie énergétique et à limiter les émissions de GES au niveau planétaire, c'est une meilleure vision des potentialités agricoles et forestières des espaces néo-calédoniens qu'il faut acquérir afin de pouvoir faire des choix non seulement pour l'environnement, mais également pour le développement. D'où la suggestion de faire réaliser une telle étude prospective par une équipe néo-calédonienne s'appuyant sur la recherche agronomiques et forestière local, par exemple par un pôle adossé à l'IAC (Institut agronomique calédonien).

5.7.2. Quelques recommandations relatives aux relations entre forêts et GES en Nouvelle-Calédonie

Sous la Convention des Nations unies sur le changement climatique

Dans la mesure où la N.-C. est considérée dans l'ensemble français, c'est le Citepa[31] qui rapporte les émissions sur les sources et les puits de GES conformément aux règles en vigueur pour l'ensemble des territoires dont elle doit fournir les émissions ; la métropole, les DOM, les COM et la N.-C. (cf. inventaires des émissions dans le chapitre 1). Mais ce n'est pas le Citepa qui réalise les inventaires. En France, cet organisme s'appuie par exemple sur l'Inventaire forestier national.

[30] Il est peu probable que les futures règles retiennent plus de 50 % des augmentations de stock, car cela pourrait mettre en péril, dans de nombreux pays, les activités liées à l'exploitation et à la transformation du bois. À long terme cela serait même contreproductif dans la lutte contre le changement climatique.
[31] Centre technique interentreprises d'études de la pollution atmosphérique (http://www.citepa.org).

Les précisions sur les sources et les puits peu significatifs n'ont pas besoin d'être améliorées. Seules les précisions des sources « clefs » doivent être améliorées prioritairement. L'amélioration de la mesure des variations de stocks de carbone en N.- C. ne serait donc, tout au moins dans ce cadre, pas une grande priorité.

Si les inventaires des émissions de GES de la N.-C. devaient être fournis uniquement pour ce territoire, les priorités pourraient changer. De nouvelles mesures, parfois relativement coûteuses, pourraient alors s'imposer. Mais cela ne pourrait être précisé qu'après la fourniture d'un inventaire plus détaillé des émissions de GES, notamment par le Citepa, par des experts forestiers et surtout par des entreprises spécialisées dans les inventaires comme l'IFN.

Sous le protocole de Kyoto

Pour le moment, la N.-C. n'a pas d'obligations sous le protocole de Kyoto. Si elle désirait adhérer au Protocole *via* la France, elle devrait réaliser les inventaires imposés sous les articles 3.3 et 3.4, même si les contributions des variations de stocks de carbone au bilan de GES de la N.-C. restent minimes.

Pour l'article 3.3, on pourrait sans doute se contenter de recenser les diminutions de stocks résultant des déboisements de terrains miniers, pour l'urbanisme et pour l'augmentation des surfaces agricoles. Les augmentations de stocks dues aux boisements des terres agricoles pourraient sans doute être négligées. On aurait ainsi un bilan sans doute un peu moins favorable qu'en mesurant tout, mais sans doute beaucoup plus facile à réaliser et beaucoup moins coûteux.

Pour l'article 3.4, il faudrait faire des mesures de variations de stocks de carbone en forêts restant forêts. Mais, compte tenu du fait que la France a de la marge (n'utilise pas toutes les augmentations de stocks réalisées dans les forêts), il suffirait de faire des mesures d'accroissement des stocks avec un faible taux de sondages. On pourrait alors facilement montrer, même en cas d'accroissement négligeable des stocks de carbone en N.-C., que cela n'a pas d'incidence notoire sur les engagements de la France en y incluant la N.-C. En cas de diminution des stocks, il faudrait être un peu plus précis, mais surtout déterminer des valeurs peut-être par excès, pour bien montrer que l'augmentation des stocks sous l'article 3.4 en France reste toujours au-dessus de la valeur z (c'est-à-dire au dessus des 15 % d'augmentation des stocks prévus en 2000, pour 2010). Tant que l'augmentation du stock reste supérieure à la valeur z, cela ne changera rien au bilan final.

Comme la France a pris en compte le volet « forêt » de l'article 3.4 dès 2008, on pourrait donc, sans doute, sauf modification du Protocole d'ici à 2012, satisfaire aux articles 3.3 et 3.4 dès 2012. On pourrait donc simplement recommander la mise en place de mesures un peu plus précises qu'aujourd'hui, tendant à se rapprocher progressivement du niveau de précision des mesures assuré sur le territoire métropolitain.

Si la N.-C. désirait prendre des engagements de nature différente, par exemple de manière autonome, comme envisagé dans l'un des scénarios examinés dans « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie », il faudrait qu'elle se dote de moyens de mesures propres, plus performants, pour évaluer les variations de stocks de carbone, notamment dans ses forêts.

En conclusion, nous sommes conduits à faire les recommandations suivantes :

Recommandation n° 1

Mise en place d'un inventaire forestier, doté des moyens adéquats pour assurer sa mission de façon conforme aux lignes directrices du Giec pour le volet « terres forestières » des inventaires nationaux de GES (Giec, 2006). La précision des mesures exigées dépendra cependant du périmètre considéré et de l'évolution des règles d'application des articles 3.3 et 3.4.

Recommandation n° 2

En vue d'une gestion et d'un développement durable des ressources forestières, en tant que contribution, forcément modeste, à une amélioration du bilan GES de la N.-C., on peut proposer :

– l'augmentation de l'effort de plantations de bois d'œuvre : sur la base des Araucariacées locales, mêmes si les surfaces reboisées ne se seront sans doute pas très étendues (quelques milliers d'ha). Pour cela, il y a nécessité de rebâtir une cellule de recherche forestière appliquée, en relation étroite avec les services des provinces et la mise en place de politiques forestières volontaristes ;

– la reconstitution des stocks dans les forêts naturelles plus ou moins dégradées, si possible *via* des méthodes de régénérations peu coûteuses par hectare, par exemple des semis direct de graines pré-germées. Cela impliquera la mise au point de nouvelles techniques, donc des programmes de recherche bien orientés vers cet objectif ;

– des luttes plus efficaces contre les feux, en particulier pour protéger les formations forestières denses des risques de dégradation à partir des savanes ou des formations ouvertes.

Recommandation n° 3

Créer un pôle néo-calédonien étudiant les potentiels de production des espaces agricoles et forestiers et de valorisation des biomasses alimentaires et non alimentaires en N.-C. Ce pôle pourrait par exemple être appuyé et piloté par l'IAC, et prendre en considération simultanément les aspects économiques, sociaux et environnementaux de ces productions, et établir des scénarios prospectifs d'utilisation des terres qui permettraient aux décideurs d'effectuer des choix en ayant un éclairage plus précis sur ces questions.

La mise en œuvre des seules recommandations forestières ne permettra sans doute pas de modifier notablement le bilan des émissions et de captage de CO_2 *via* les forêts, mais pourra avoir des bénéfices connexes pour l'aménagement du territoire et la protection de la biodiversité.

Bibliograhie

BAVARD D., 1989 – Forêt et filière bois en Nouvelle-Calédonie, *Revue Forestière française*, 3 : 231-244.

BEAUVAIS M.L., COLENO A. et coll., 2006 – *Les espèces envahissantes dans l'archipel néo-calédonien. Un risque environnemental et économique majeur*, Coll. Expertise collégiale, IRD, 135 p. (version bilingue).

BROWN S., 1997 – *Estimating biomass and biomass changes of tropical forests: A primer*, Rome, FAO, Forestry Paper n° 134, http://www.fao.org/docrep/W4095E/w4095e00.htm

CHAVE J., ANDALO C. *et al*., 2005 – Tree allometry and improved estimation of carbon stocks and balance in tropical forests, *Oecologia*, 145 : 87-99.

COUTERON P., PELISSIER R. *et al.*, 2005 – Predicting tropical forest stand structure parameters from Fourier transform of very high-resolution remotely sensed canopy images. *Journal of Applied Ecology*, 42: 1121-1128.

CTFT, 1975 – *Inventaire des ressources forestières de la Nouvelle-Calédonie – reconnaissance générale et inventaires des blocs pilotes*, Nogent-sur-Marne, Centre technique forestier tropical.
Fascicule 1 : *Méthodes et Réalisation*. 141 p. + annexes.
Fascicule 2 : *Résultats et Commentaires*, 227 p.
Fascicule 3 : *Inventaires des peuplements de Niaoulis*, 39 p. + annexes.

DAVAR-ISEE, 2005 – *Recensement général agricole 2002/Principaux résultats*, Nouméa, Davar-Isee, Notes et Documents n° 94.

DURRIEU de MADRON L., 2009 – *Expertise sur les références dendrométriques nécessaires au renseignement de l'inventaire national de gaz à effet de serre pour les forêts de St-Pierre-et- Miquelon, de la N.-C. et de Wallis-et-Futuna*. Convention n° G 13 ; 2008 entre le ministère de l'Agriculture et de la Pêche et l'ONF, Rapport provisoire.

JAFFRE T., VEILLON J.M., 1994 – *Les principales formations végétales autochtones en Nouvelle-Calédonie : caractéristiques, vulnérabilité, mesures de sauvegarde*. Nouméa, Orstom, Rapport de synthèse sciences de la vie n° 2, 12 p.

GIEC, 2006 – Lignes directrices 2006 du Giec pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Volume 4 : Agriculture, foresterie et autres affectations des terres. Publié au nom du Giec par l'Institut des stratégies environnementales mondiales (Iges), Hayama, Japon, http://www.ipccc.ch

GIEC, 2000 – *Land Use, Land Use Change and Forestry* (Utilisation des terres, changements d'utilisation des terres et foresterie), Rapport spécial du Giec correspondant à la demande de l'article 3.4, 372 p., http://www.ipccc.ch

GOFC-GOLD, 2008 – *Reducing greenhouse gas emissions from deforestation and degradation in developing countries: a sourcebook of methods and procedures for monitoring, measuring and reporting.* GOFC-Gold Project Office, Natural Resources Canada, Alberta, Canada, GOFC-Gold Report version COP13-2.

GUITET S., BLANC L. *et al*., 2006 – *Expertise sur les références dendrométriques nécessaires au renseignement de l'inventaire national de gaz à effet de serre pour la forêt guyanaise*. Convention n° 59.02. G 18/05 du 19/12/2005 entre le ministère de l'Agriculture et de la Pêche et l'Office national des forêts direction régionale de Guyane, Paris, MAP.

HYGEN S., MARION F. *et al*., 2006 – *Le domaine forestier privé de la Nouvelle-Calédonie. État des lieux et possibilités d'amélioration de sa gestion*. Davar, gouvernement de la Nouvelle-Calédonie, Nouméa.

MUZINGER J., DAGOSTINI G. *et al.*, 2007 – *Inventaire de la réserve de la forêt nord. Expertise pour Goro-Nickel SA*, IRD, Nouméa, 52 p.

NASI R., JAFFRE T. *et al.*, 2002 – Les forêts de montagne de la Nouvelle-Calédonie, *Bois et Forêts des Tropiques*, 274 : 5-18.

PROISY C., MOUGIN E. *et al.*, 2000 – Interpretation of polarimetric radar signatures of mangrove forests, *Remote Sensing of Environment*, 71(1): 56-66.

PROISY C., COUTERON P. *et al.*, 2007 – Predicting and mapping mangrove biomass from canopy grain analysis using Fourier-based textural ordination of Ikonos images. *Remote Sensing of Environment*, 109: 379-392.

RIEDACKER A., 2005 – *Changements climatiques et forêts*, Paris, Silva, Riat, 232 p.

TIGER M., 1999 – *Bilan des plantations d'essences locales en Nouvelle-Calédonie : approche socio-économique des reboisements privés et synthèse technique*, Mémoire de fin d'étude de la Formation des ingénieurs forestiers, Cirad/Engref, Montpellier et Nancy, 149 p.

6. Considérations sur les réductions d'émissions notamment *via* le stockage et recommandations

6.1. Les actions à envisager pour stabiliser les émissions de GES

Pour stabiliser les concentrations de CO_2 à l'échelle de la planète, il faut agir à divers niveaux :

– mieux maîtriser l'énergie, notamment promouvoir des économies d'énergie[32] ;

– accroître, quand cela est possible, la sobriété en énergies fossiles ;

– utiliser les meilleures technologies disponibles pour les activités émettrices de CO_2 ;

– recourir aux biomasses végétales renouvelées dans la production d'énergie, afin de remplacer des combustibles fossiles ;

– recourir aux autres énergies en général renouvelables (énergies éoliennes, marémotrices, hydrauliques, photovoltaïques géothermiques nucléaire, etc.) à très faibles exigences territoriales, et n'entrant pas en compétition avec l'usage des terres pour les productions alimentaires ou forestières ;

– augmenter les stocks moyens de carbone en forêts ;

– recourir, quand cela sera possible à des coûts économiquement acceptables, au stockage géologique de CO_2 issu des combustibles fossiles et des biomasses.

Les rapports du Giec font tous les cinq ou six ans, depuis 1990, régulièrement le point sur l'état des connaissances en matière de réduction des émissions de GES dans les divers secteurs (énergie, industrie, transport, habitat, agriculture, déchets, utilisations et changements d'utilisation des terres et forêts) (rapports du groupe 3 de 1990, 1996, 2001, 2007).

[32] À condition que cela ne se fasse pas au détriment de l'efficacité territoriale dans les productions de phytomasse.

Des rapports spéciaux font également le point sur l'état des connaissances sur des sujets spéciaux ; par exemple sur séquestration géologique, sur les changements d'utilisation des terres, sur l'aviation, sur les CFC et les HFC, etc.

Il appartient ensuite aux décideurs locaux et nationaux d'utiliser ces informations pour définir des politiques de réductions des émissions de GES sur leurs territoires.

6.2. Le suivi des émissions de GES

Nous avons indiqué précédemment les émissions de GES telles qu'elles sont recensées pour la Convention climat.

Hors prise en compte des changements d'utilisation des terres, les émissions de la N.-C. et des COM ont augmenté de 63,5 % (+1,8 Mt d'équivalent CO_2) entre 1990 et 2007. Dans cette comptabilité, l'essentiel de cette augmentation est attribuable à l'augmentation des émissions de gaz carbonique (+1,7 Mt), c'est-à-dire à l'industrie, aux transports et à la production d'électricité. Les émissions des CFC et des HFC sont également à surveiller.

Mais, pour chaque territoire il faut ensuite trouver les réductions d'émissions les moins coûteuses et la meilleure manière de mettre en œuvre les politiques correspondantes. Mais tout dépend de l'ensemble considéré. C'est ainsi que les émissions à réduire les moins coûteuses dans l'ensemble « France + DOM, + COM + N.-C. » ne sont pas forcément exactement les mêmes que celle pour la N.-C. Mais il y a en général beaucoup d'actions du même type à entreprendre. Dans les choix à effectuer, il faut également tenir compte des capacités du tissu d'artisans et d'industriels à assurer les suivis et les services après vente.

Ce travail est donc à réaliser par des équipes locales connaissant bien le terrain, par exemple par des délégations régionales de l'ADEME ou des Agence régionales, auxquelles cette tâche serait confiée, sous le contrôle des élus.

6.3. La réduction des émissions de GES d'origine fossile

Pour les émissions de GES d'origine fossiles les approches sont assez simples et pratiquement toutes connues depuis 1992.

Les productions d'électricité de la N.-C. sont assez intensives en carbone compte tenu du fait qu'on y utilise du charbon. Mais il n'est à priori pas facile de remplacer le charbon par d'autres combustibles. On a vu au chapitre 2, et on reverra dans « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie » que l'utilisation du gaz naturel, préférable au charbon[33], n'est pas accessible en N.-C. Il reste donc à étudier la possibilité de réduire les émissions des centrales électriques et thermiques en remplaçant le charbon par du bois importé.

Dans « La maîtrise de l'énergie », on a examiné comment, hors secteur industriel, on pouvait mieux maîtriser l'énergie en N.-C. Ces réductions de consommation d'énergie se traduiraient par des réductions d'émissions de GES intéressantes.

Dans la partie 2, on s'est intéressé aux nouvelles technologies. Certaines énergies renouvelables, comme l'énergie éolienne, peuvent s'avérer intéressantes.

Pour l'agriculture et les forêts, les approches sont un peu plus compliquées. Elles doivent être un peu plus intégrées. L'ADEME expérimente actuellement des approches territoriales avec le projet Climaterre. Remarquons cependant que les potentialités de production de biomasses ligno-cellulosiques en N.-C. restent extrêmement limitées. Elles

[33] Car les émissions en CO_2 par unité d'énergie sont plus basses.

demanderaient des surfaces déjà difficilement accessibles pour la production agricole. La production de matières végétales pour l'énergie dans les pays qui importent une part non négligeable de leur nourriture ne devrait donc être envisagée que sur des terres inaptes à la production d'aliment ou de bois d'œuvre. Les produits alimentaires importés génèrent en effet aussi des GES. Il n'est donc pas évident, sauf pour la comptabilité actuelle des émissions de GES de la CCNUCC, que la production locale de bioénergie se traduise par de vraies réductions d'émissions de GES au niveau planétaire. Peut-être vaudrait-il mieux développer d'abord la production agricole locale.

6.4. Les stockages du CO_2

Les émissions nettes de gaz carbonique peuvent également être compensées en partie par des augmentations de stocks de carbone dans la végétation et dans les sols ou *via* le stockage géologique.

Le stockage du CO_2 en forêt

On peut réduire les émissions nettes de CO_2, soit en produisant du bois qui remplace des produits fossiles (énergie matériaux, etc.), soit en augmentant les stocks de carbone dans la végétation et dans les sols. Il serait utile de s'intéresser à nouveau aux plantations destinées à augmenter les potentiels de production de bois d'œuvre. C'est certes une tâche difficile, car le bois importé de Nouvelle-Zélande semble moins coûteux que celui produit localement. Le coût des plantations uniquement destinées à accroître les stocks de carbone est évidemment encore supérieur aux plantations forestières destinées à être exploitées**.** Il faut donc distinguer ces deux catégories de plantations. Il serait certainement utile pour la dernière catégorie de mettre au point des techniques peu coûteuses, par exemple de semis directs, par avion, d'espèces locales, avec des graines pré-germées, etc. Pour cela, il faudrait mobiliser la recherche et spécialiser des chercheurs sur des programmes de ce type. Dans tous les cas, il faudra renforcer les connaissances et les moyens de lutte contre les feux afin de préserver les stocks de carbone existants déjà dans les phytomasses, ou que l'on voudrait augmenter.

À court terme, la détermination des possibilités d'augmentation des stocks moyens de carbone dans les forêts de la N.-C. paraît indispensable à la fois pour la Convention climat, pour le protocole de Kyoto et sans doute également pour la période post 2012. En l'état actuel, il est impossible d'obtenir ces informations. Mais selon qu'on voudra utiliser ces informations dans l'ensemble français ou uniquement à l'échelle de la N.-C., la précision des mesures demandées, donc les coûts, ne sera pas identique. Cette dernière dépendra notamment des comptabilités qui seront retenues sous l'article 3.4 du Protocole pour la période post 2012. Dans tous les cas il serait utile qu'un ingénieur forestier soit chargé du suivi de ces inventaires en N.-C. afin de pouvoir prendre, le moment venu, les décisions qui s'imposent dans le contexte local, français ou international.

Le stockage géologique

Les opérations pilotes

Entre notamment dans cette catégorie le stockage géologique du CO_2 dans les puits de pétrole et dans les aquifères salins. On sait en effet déjà utiliser du CO_2 pour la récupération assistée du pétrole par injection de CO_2 dans les puits de pétrole. On sait aussi stocker les émissions dans les aquifères salins. Il faut en outre encore quelques vérifications techniques,

notamment pouvoir garantir que les fuites de CO_2 seront minimes. Et il faudra surtout mettre en place un accompagnement législatif pour rendre ces opérations acceptables[34].

Le stockage géologique du CO_2 dans les basaltes et les péridotites est moins avancé que le stockage géologique dans les aquifères salins.

Il faut donc, dans un premier temps, des compléments de recherche. Toutes ces solutions sont encore trop coûteuses Et on ne sait pas aujourd'hui laquelle sera, d'ici dix ans, la plus performante. Les différences actuellement signalées ne sont pas de nature à favoriser une voie plutôt qu'une autre.

Aucune de ces technologies n'est encore économiquement compétitive. Les promoteurs de la séquestration géologique de l'AIE et certains professionnel, notamment AP. Moller – Maresk Group[35], en se basant sur le rapport Mc Kinsey[36] paru en septembre 2008, estiment que le coût du stockage d'une tonne de CO_2 se situe actuellement entre 60 et 90 €. Or, sur le marché de l'Union européenne le coût de l'acquisition du droit d'émissions d'une tonne de CO_2 était, en 2008, approximativement trois fois moins élevé (15 à 20 € par tonne de CO_2) (figure 30).

On estime que le coût actuel pourrait être divisé par 2 entre 2015 et 2020. Vers 2030, et pour de nouvelles centrales électriques à charbon, le coût de la séquestration pourrait descendre jusqu'à 30-45 € par tonne de CO_2. Pour les nouvelles centrales à charbon de 300 MW équipées pour la capture et le stockage géologique du CO_2, et pour les premières opérations, le surcoût se situerait entre 0,5 à 1,1 million d'€.

Mais si l'on veut pouvoir diviser les émissions mondiales de GES par 2 et permettre la poursuite du développement, il faudra bien que les gouvernements deviennent plus exigeants et fassent monter le prix de la tonne de CO_2 évitée. Selon certaines études japonaises, son prix devrait même atteindre plus de 140 € s'il fallait diviser les émissions par 4 dans les pays industrialisés[37]. Lorsqu'il atteindra 60 € (au lieu de 15 € à 20 € en 2008), et que le coût du stockage géologique aura également atteint ce niveau, cette option deviendra économiquement viable et pourra être déployée à grande échelle.

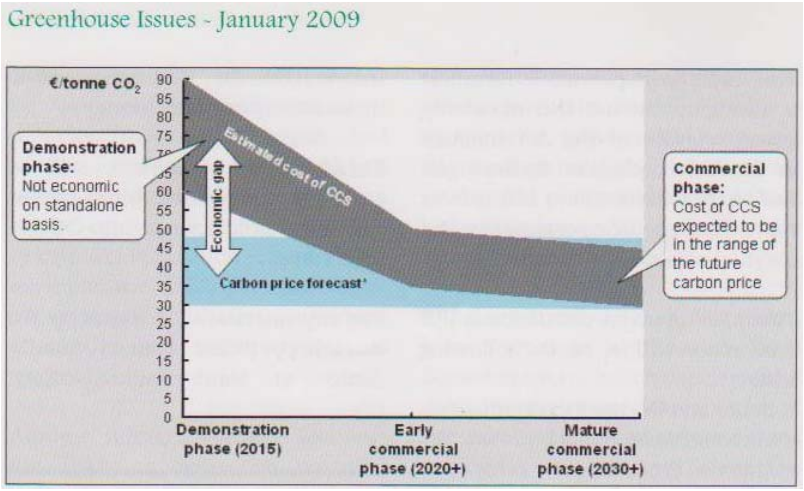
[34] "How ready is Capture ready" de Nils Markusson Bulletin Greenhouse Issues n° 91 September 2008, 5-6, http://www.ieagreen.org.uk

[35] Présente à Copenhague, lors de la conférence sur le climat en mars 2009 (http://www.maersk-tankers.com). Cette entreprise scandinave, spécialisée dans le transport du gaz, a des tankers à gaz de différentes tailles et s'intéresse très fortement à la récupération assistée du pétrole avec le CO_2 en mer du Nord.

[36] http://www.mckinsey.com

[37] Selon l'AIE, il pourrait atteindre $ 180 par tonne de CO_2 (€ 143 ou £ 119) s'il fallait diviser les émissions par 4 dans les pays industrialisés (Ed. Crooks Financial Times 13 novembre 2008).

Figure 30 – Évolution envisageable du prix de la tonne de CO_2 stockée géologiquement entre 2015 et 2030, d'après le rapport Mc Kinsey



Source : figure parue dans *Greenhouse Issues* n° 92 January 2009, p. 9, http://www.ieagreen.org.uk

En attendant les promoteurs de cette technologie souhaitent pouvoir obtenir des financements spécifiques pour une série d'opérations pilotes à mettre en œuvre entre 2015 et 2020, y compris dans les pays en développement[38]. Ils aimeraient que ces opérations puissent être financées par des prélèvements sur les ventes aux enchères des droits d'émission du marché européen (cf. considérations sur les marchés des droits d'émissions, « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie »).

En attendant, on ne voit pas comment un secteur industriel soumis à la concurrence internationale et soumis à des obligations de réductions des émissions dans le cadre d'un PNAQ pourrait aujourd'hui envisager de recourir au stockage géologique. Mais il n'est pas interdit d'imaginer que des arrangements puissent être obtenus. Les industriels qui contribueraient financièrement à la mise au point de cette technique pourraient par exemple demander à être libérés des obligations de réductions d'émissions de CO_2 ou exclus du PNAQ. L'Union européenne a déjà décidé de soutenir certaines opérations pilotes, notamment le stockage géologique des émissions d'Arcelor Mittal en Lorraine. Trois autres opérations pilotes sont actuellement également envisagées en France (Lacq…).

Bibliographie

MC KINSEY, 2008 – Rapport sur le stockage géologique du CO_2, http://www.mckinsey.com

MARKUSSON N., 2008 – "How ready is Capture ready" de Bulletin Greenhouse Issues n° 91 September 2008 5-6, http://www.ieagreen.org.uk

GREENHOUSE ISSUES, 2009 – January, n° 92 p. 9, http://www.ieagreen.org.uk

[38] Ils espèrent alors également pouvoir bénéficier du Mécanismes de développement propre. Mais cette possibilité est encore en débat au sein des Nations unies.

Principales recommandations

Recommandation n° 1 : créer un pôle néo-calédonien sur la maîtrise de l'énergie et des émissions de GES.

Nous recommandons la mise en place d'un pôle néo-calédonien spécialisé dans le suivi et la maîtrise des émissions de GES. Le recensement des émissions de GES pourrait être affiné, notamment s'il fallait fournir des informations spécifiques au gouvernement de la N.-C. Cette cellule pourrait par exemple également quantifier, au moins approximativement, les émissions des produits importés et consommés sur le territoire. Certes, ces dernières émissions ne sont actuellement pas encore prises en compte dans les négociations internationales sur le climat, car on s'est intéressé d'abord aux grands pays émetteurs. Mais, pour des petits territoires, la prise en compte de ces émissions est importante afin d'éviter les fausses « bonnes » recommandations quand on veut réellement participer à la limitation du changement climatique (pour plus de précisions voir aussi le chapitre 4).

Recommandation n° 2 : limiter aussi les émissions de GES autres que le CO_2

Il paraît très important de surveiller et de limiter les émissions de CFC et de leurs substituts, comme les HFC et les émissions de méthane.

Recommandation n° 3 : créer un pôle néo-calédonien sur la valorisation des espaces agricoles et forestiers et des biomasses alimentaires et non alimentaires.

Il serait souhaitable de constituer un pôle se consacrant à la valorisation agricole forestière, par exemple appuyé et piloté par l'IAC, prenant en considération simultanément les aspects économiques, sociaux et environnementaux (donc aussi le stockage de carbone) des productions de biomasses végétales alimentaires et non alimentaires en N.-C.

Il faudra aussi affecter un ingénieur et des techniciens au suivi des variations de stocks de carbone en forêt, en liaisons notamment avec des équipes extérieures spécialisées dans les inventaires par télédétection.

Et il faudrait enfin mettre en place des programmes de recherche sur des techniques, non conventionnelles pour les forestiers, de « regonflage» de la végétation.

Recommandation n° 4 : réduire les émissions des centrales thermiques par substitution de combustible.

Il conviendrait d'étudier la possibilité de réduire les émissions de GES des centrales électriques et thermiques en remplaçant une partie du charbon par du bois importé. À cette fin, il faudrait d'abord réaliser une étude de préfaisabilité, puis éventuellement une étude de faisabilité, associant le gouvernement de la N.-C., Enercal et les industriels des filières de production de nickel. Celle-ci pourrait, par exemple, être cofinancée partiellement par le Programme territorial pour la maîtrise de l'énergie, sur la base d'un cahier des charges à établir conjointement avec les industriels.

Recommandation n° 5 : le stockage géologique du CO_2, après la capture du CO_2 des centrales thermiques.

Pour stabiliser le climat il faudra inévitablement développer les techniques de captage et de stockage géologique du CO_2.

Pour la mise au point de techniques moins onéreuses de captage de CO_2 à la sortie des centrales thermiques, la N.-C. devrait pouvoir se contenter de transférer, le moment venu, les technologies qui auront été perfectionnées ailleurs. Actuellement, il suffit donc de seulement

s'assurer de pouvoir disposer auprès des centrales la place requise pour les installations de captage et, par ailleurs, exercer une veille technologique afin de s'assurer que les recherches pouvant servir à des unités de la taille présente en N.-C. sont bien menées dans d'autres pays.

Le stockage géologique en N.-C. demande en revanche des recherches menées localement. Le substrat géologique de la N.-C. paraît en effet particulièrement favorable pour expérimenter des filières originales, notamment sur péridotites. Cela demande encore des recherches et des mises au point. Il est donc important de recommander la mise en place d'un programme de recherche avec notamment l'Université, l'ANR et les industriels du nickel. La N.-C. aurait aussi tout intérêt à rejoindre le réseau CO2CRC dans lequel la Nouvelle-Zélande est fortement impliquée également.

La mise au point de techniques applicables dans ce domaine intéresserait non seulement la N.-C., mais également les pays les plus vulnérables aux changements climatiques, plus particulièrement les petites îles ayant l'essentiel de leur territoire à faible altitude.

L'exportation du savoir-faire pourrait enfin se faire en particulier vers **Oman et en Papouasie-Nouvelle-Guinée**.

À toutes ces actions, dont nous avons volontairement restreint le nombre, il conviendra d'affecter des moyens humains et matériels appropriés.

Retour au Sommaire

L'INSERTION INTERNATIONALE DE LA NOUVELLE-CALEDONIE

Coordinateur :
S. Velut

Experts :
P. BABY, A. RIEDACKER

Introduction

Cette partie aborde la question de l'insertion de la Nouvelle-Calédonie dans les dynamiques internationales relatives aux questions énergétiques. Il s'agit principalement de présenter le fonctionnement des marchés régionaux de l'énergie qui s'organisent à l'échelle du grand ensemble Asie-Pacifique et des mécanismes internationaux de réduction d'émission de GES, qui s'organisent principalement à partir de la Convention des Nations unies sur le changement climatique (UNCCC).

Cet examen est motivé par trois raisons principales. La première tient à la dépendance durable de la N.-C. vis-à-vis des importations d'énergie et particulièrement de combustibles fossiles qui rend indispensable une vision prospective régionale. La seconde est le caractère inévitable du débat sur la position de la N.-C. par rapport aux émissions de GES, débat rendu complexe par le statut particulier de la N.-C. Enfin, une réflexion a été amorcée à l'occasion de la préparation du schéma d'aménagement 2025 qui considère explicitement la mondialisation et les instances d'intégration et de coopération internationale, comme une dimension indispensable pour l'avenir du territoire. Comme la politique étrangère demeure de la compétence de l'État français, la N.-C. peut à la fois jouer de cet effet de levier que représente la diplomatie française et, d'autre part, envisager de privilégier certains partenariats stratégiques notamment avec les pays de la région. Il n'existe pas en N.-C. de pôle reconnu de compétences joignant de façon pragmatique les recherches sur le grand ensemble Asie-Pacifique et les organes de décision[1]. En revanche, de nombreux liens d'échange et de coopération sont établis avec les pays voisins, avec un degré de formalisation plus ou moins poussé.

Plus industrialisée que les petites îles du Pacifique, dont les problèmes énergétiques sont liés surtout à la consommation des ménages – c'est la question principale posée pour les îles Loyauté – la N.-C. est beaucoup plus petite que ses voisins immédiats (Australie, Nouvelle-Zélande) ou plus lointains (Indonésie, Philippines, Papouasie-Nouvelle-Guinée) qui disposent de ressources d'énergie fossiles plus abondantes et, pour certains, de fortes capacités technologiques. La problématique des GES et des changements environnementaux planétaires la place dans une position charnière : sujette aux évolutions climatiques qui pourraient mettre en danger son environnement – particulièrement les récifs coralliens et le lagon classés en 2008 par l'Unesco au patrimoine mondial – elle doit se poser comme les États industrialisés la question de la maîtrise de ses émissions de GES.

Le troisième chapitre présente la façon dont la N.-C. pourrait envisager son insertion dans les dynamiques internationales des marchés de l'énergie et de réduction de GES. Il fait le point en particulier sur les organismes de coopération internationale qui pourraient fournir un appui à la N.-C., et sur les partenariats bilatéraux à privilégier.

Cette présentation est motivée par le fait que les questions énergétiques se structurent notamment aux échelles internationales et mondiales ; *a fortiori* pour un territoire ne produisant pas d'énergie fossile et qui restera durablement dépendant des importations d'énergie fossile. Les questions énergétiques ne sont que peu abordées dans les organisations régionales auxquelles participe la N.-C., comme la CPS (Commission du Pacifique Sud) alors qu'elles sont centrales pour l'Apec (Asia-Pacific Economic Cooperation) dont font partie ces principaux voisins. De même, l'Asean (Association of South East Asian Nation) en a fait un axe privilégié de coopération.

[1] Le Centre des nouvelles études sur le Pacifique de l'Université de Nouvelle-Calédonie n'aborde pas la question de l'énergie. Seul son programme sur les mines pose la question de la géopolitique régionale.

1. Géopolitique de l'énergie

Les marchés énergétiques ne sont ni totalement ni complètement des marchés mondiaux. Si le marché du pétrole est devenu un marché mondial, dans le sens où les modifications de prix ou les fluctuations des quantités produites et consommées ont des conséquences qui se font sentir à l'échelle mondiale (Darmstadter, 2006), il subsiste de fortes organisations à base géographique des marchés. Même pour le pétrole, les qualités produites conditionnent les possibilités de raffinage. Plus généralement, l'existence et la disponibilité d'infrastructures d'expédition et de réception, les qualités des énergies proposées, le respect des normes – sur les carburants, les taux de cendres ou de soufre, les tensions électriques, etc. –, les caractéristiques des besoins ne rendent pas les sources énergétiques aisément substituables les unes aux autres. Les évolutions, qu'il s'agisse de réorientation des routes d'approvisionnement, des changements de fournisseurs, du changement des combustibles pour la génération électrique, sont longues et coûteuses.

Ces contraintes expliquent en partie l'organisation de marchés régionaux, dans lesquels la proximité entre partenaires permet de réduire les trajets, leurs coûts et les risques associés, en évitant par exemple certains des goulets d'étranglement du commerce international. Ces échanges sont également structurés par les acteurs économiques qui établissent des relations de partenariat, de présence à divers niveaux des filières et de complémentarité technologique. Mais des relations privilégiées entre fournisseurs et consommateurs vont à l'encontre de la diversification, premier principe de la sécurité énergétique, si elles deviennent trop exclusives.

Ce chapitre s'appuie principalement sur des informations tirées d'organismes internationaux (Agence internationale de l'énergie, Apec, World Energy Council) nationaux (Energy information administration, Abare, IFP, ministères nationaux) et d'entreprises (BP, Total,) et de consultants dans le domaine de l'énergie (*Oil and Gas journal*, *Petroleum Economist*)[2]. Bien que le thème de la géopolitique de l'énergie fasse recette, il ne fait pas l'objet de nombreuses publications scientifiques facilement accessibles, tout particulièrement en ce qui concerne les stratégies des acteurs économiques. Certains documents produits par des consultants qui auraient pu être utiles n'ont pu être achetés avec le budget destiné à cette étude.

1.1. Demandes énergétiques et stratégies de sécurité

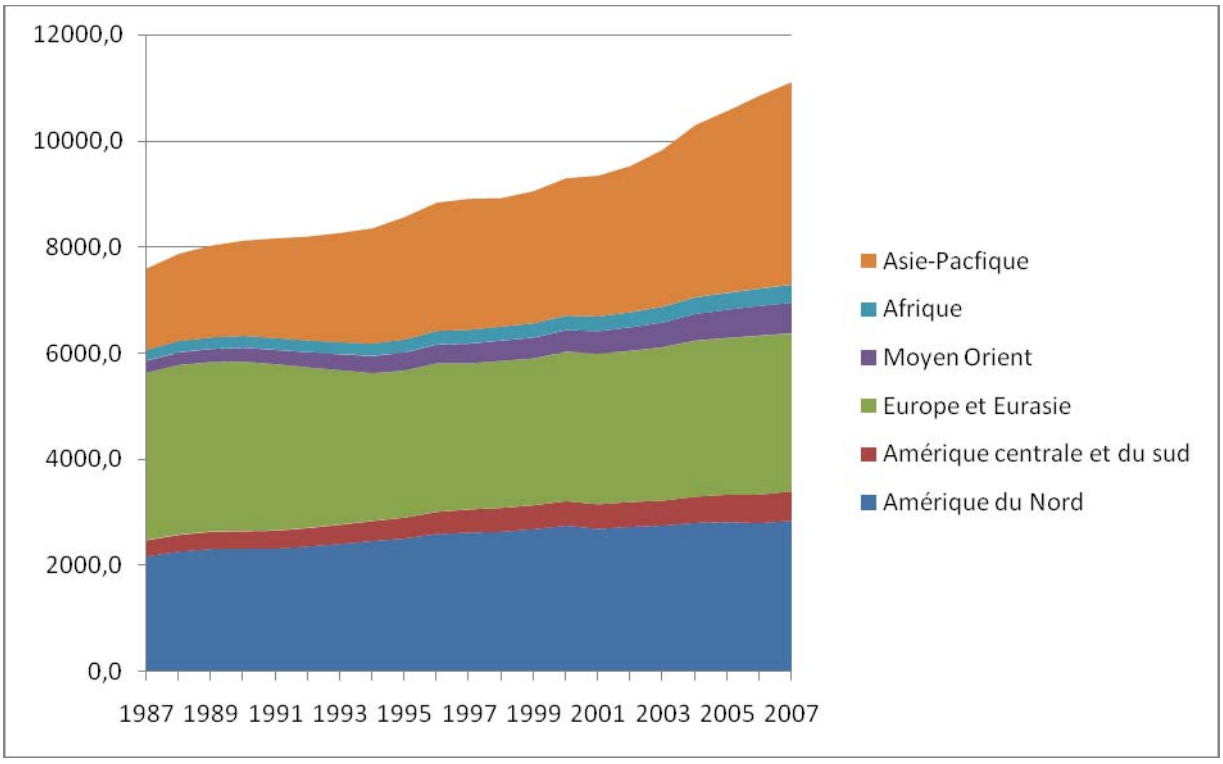
Les statistiques globales de consommation de l'énergie montrent une croissance tirée par le grand ensemble Asie-Pacifique. La N.-C. fait partie de ce grand ensemble qui comprend les pays riverains de l'ouest du Pacifique, la péninsule indochinoise, l'Inde, le Pakistan et l'Océanie – mais pas les États de l'est du Pacifique qui figurent pourtant parmi leurs principaux partenaires commerciaux, ni la Russie dont la façade pacifique accueille de nombreux projets de développement énergétiques.

Depuis la fin des années 1980, la consommation de cette grande région a été multipliée par 2,5, croissance qui n'est dépassée que par celle du Moyen-Orient, qui représente au total un volume moins important. Autrement dit, le grand ensemble Asie-Pacifique représente les deux tiers de l'augmentation de la consommation d'énergie mondiale, passée en vingt ans de 7 600 Mtep à 11 000 Mtep (BP). Sa consommation de pétrole a dépassé celle de l'Europe en 1992 et celle de l'Amérique du Nord en 2006. Sa consommation totale d'énergie primaire a dépassé celle de l'Amérique du Nord au début des années 2000.

[2] Adresses web en bibliographie.

Cet accroissement est principalement attribuable au triplement de la consommation chinoise qui représente le volume le plus important (1 800 Mtep en 2007), mais les autres pays de la région connaissent aussi d'importantes augmentations, particulièrement le Japon, la Corée du Sud mais aussi la Thaïlande et la Malaisie.

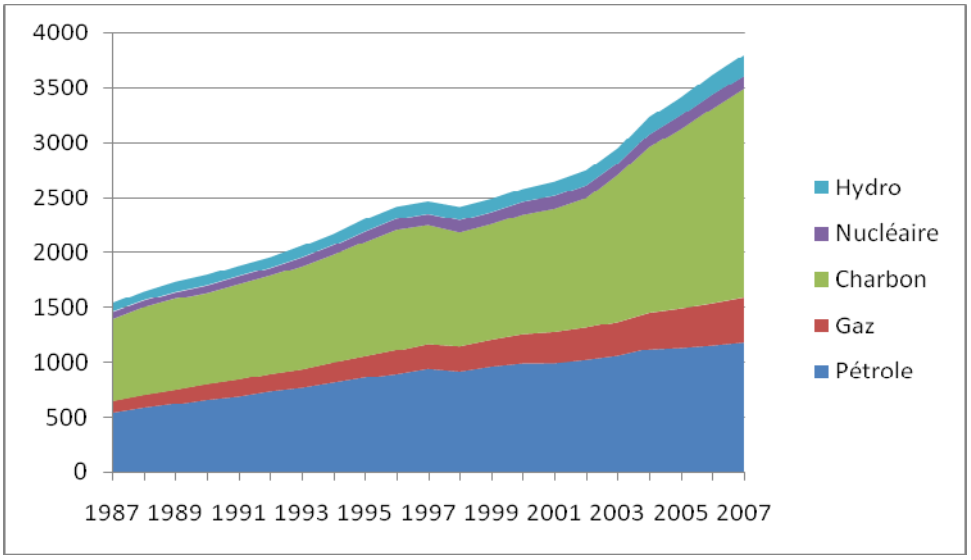
Figure 1 – Évolution de la consommation d'énergie primaire par grands ensembles 1987-2007 (Mtep)



Source : BP Statistical Yearbook.

Les besoins sont couverts en premier lieu par le charbon qui représente presque la moitié de la consommation d'énergie primaire et dont la figure 2 montre la croissance régulière. Mais c'est le gaz qui augmente le plus vite, quoiqu'il ne représente en 2007 que 10 % de la consommation, mais cette part pourrait augmenter dans les prochaines années. À ce niveau de généralité, les énergies renouvelables non conventionnelles ne sont pas statistiquement significatives.

Figure 2 – Les sources d'énergie primaire pour l'Asie-Pacifique (Mtep)



Source : BP Statistical Review.

Ce grand ensemble est par nature divers, tant par la taille des États que par leurs priorités en matière d'énergie. Tous partagent cependant une préoccupation pour la sécurité de leurs approvisionnements : au développement économique énergivore sans ressources nationales significatives du Japon puis de la Corée du Sud s'ajoutent les demandes des pays émergents qui posent le problème de l'accès aux ressources. Les États ont cherché à diversifier leurs ressources, particulièrement en développant des ressources locales et à utiliser d'autres énergies que le pétrole, tout particulièrement le charbon.

Cela peut les conduire à des situations de concurrence, par exemple dans le cas des conflits sur l'accès à l'off shore, ou les ressources frontalières ; à des stratégies agressives des compagnies chinoises pour accéder à des ressources internationales (prises de participation au Soudan, au Kazakhstan, en Équateur, en Russie, en Indonésie, etc. – EIA) ; mais aussi à la recherche d'accords et de solutions communes, soit bilatérales soit multilatérales. Il existe par exemple un accord bilatéral dans le domaine du nucléaire entre la Chine et l'Australie, et de nombreux accords plus modestes de partage de production pétrolière.

D'autre part, alors que le marché mondial du pétrole s'était structuré historiquement selon les complémentarités entre pays producteurs de l'Opep et pays consommateurs regroupés dans l'OCDE, le grand ensemble Asie-Pacifique est loin d'être aussi lisible. L'Australie fait partie de l'OCDE, mais c'est le principal exportateur d'énergie pour l'ensemble de la région. Les alliances régionales comme l'Asean sont partielles, l'Apec comprend également les États-Unis et certains pays latino-américains.

La N.-C. s'inscrit en plein dans ces évolutions régionales, à la fois par la croissance rapide de ses besoins énergétiques portée, comme dans les pays émergents, par l'accroissement de l'activité économique et de la demande des ménages. Comme les autres pays de la région, elle fait appel au charbon pour les satisfaire. En ce sens, son modèle énergétique actuel se rapproche, de fait, plus de celui des économies émergentes de l'ensemble Asie-Pacifique que de l'Europe ou des petites îles. L'examen de ces marchés énergétiques régionaux est donc indispensable : l'analogie des comportements entre les pays

de ce grand ensemble va dans le sens de l'existence de marchés régionaux de l'énergie au sens large, même si les marchés sont financièrement unifiés[3].

1.2. L'organisation des échanges régionaux des énergies

1.2.1. Pétrole et produits pétroliers

Malgré les efforts réalisés en exploration et production, le grand ensemble Asie-Pacifique est relativement moins bien doté en pétrole que les grandes régions productrices déjà connues. En 2007 comme en 1997, ce grand ensemble représente un peu moins de 4 % des réserves mondiales et un peu moins de 10 % de la production (tableau). Depuis dix ans, la production a reculé en Australie et en Indonésie et a augmenté significativement en Thaïlande et au Vietnam dont les réserves ont aussi considérablement augmenté. Des ressources pourraient également se trouver au large de la N.-C. dans la ZEE (cf. tableau).

Tableau 1 – Le pétrole dans le grand ensemble Asie-Pacifique

	Réserves prouvées - Gb			Production (kbj)		
	1997	2007	Évolution	1997	2007	
Australie	4,05	4,16	3 %	669	**561**	-16 %
Brunei	1,06	1,20	13 %	163	**194**	19 %
Chine	17,00	15,49	-9 %	3211	**3743**	17 %
Inde	5,63	5,46	-3 %	800	**801**	0 %
Indonésie	4,87	4,37	-10 %	1557	**969**	-38 %
Malaysia	4,98	5,36	8 %	777	**755**	-3 %
Thaïlande	0,30	0,46	56 %	126	**309**	145 %
Vietnam	1,25	3,41	174 %	205	**340**	66 %
Autres Asie Pacifique	1,25	0,94	-25 %	229	**234**	2 %
Total Asie Pacifique	40,37	40,85	1 %	**7737**	**7907**	2 %
Monde	**1 069,30**	**1 237,88**	16%	**72231**	**81533**	13 %
Part Asie Pacifique	3,78 %	3,30 %		10,71 %	9,70 %	

Source : BP Statistal yearbook, 2008.

La demande de pétrole croissante en Asie Pacifique (*East of Suez*) face à la relative médiocrité des ressources met ce grand ensemble en concurrence avec les consommateurs européens et nord-américains (*West of Suez*) pour accéder au pétrole du Moyen-Orient. D'après M. Salameh (2003), l'Asie-Pacifique devrait acheter une part croissante du pétrole du Moyen-Orient, avec en conséquence un accroissement de leur dépendance pétrolière à l'égard d'un seul groupe de fournisseurs. *« La signification stratégique de ces nouvelles relations énergétiques entre deux régions potentiellement turbulentes n'a pas été précisée. S'agira-t-il simplement d'innocentes relations commerciales ou cela peut-il remettre en cause la domination des États-Unis dans l'ordre mondial ?»* (Salameh p. 1087).

[3] On peut trouver cette homogénéité de grands ensembles, par exemple dans les Amériques (Nord et Sud) et en Europe, pour des raisons différentes. Savoir s'il s'agit effectivement de marchés continentaux est une question qui dépasse le cadre de cette étude.

Ces relations ont deux conséquences visibles. D'une part les efforts des pays asiatiques pour établir des partenariats avec des fournisseurs du Moyen-Orient, avec en particulier une avancée des compagnies chinoises en Afrique et au Moyen-Orient (mais aussi en Amérique du Sud). D'autre part, le commerce maritime emprunte le détroit de Malacca entre la Malaisie et l'Indonésie pour accéder au grand centre de raffinage de Singapour et aux ports du Pacifique. De cette route stratégique dépend la sécurité de l'approvisionnement de l'Asie orientale, dont différents pays participent à l'amélioration des conditions de navigation dans le détroit (Favennec, 2006 ; Fau, 2004).

Cela justifie la recherche active de ressources pétrolières nouvelles en Asie-Pacifique, dans laquelle sont engagées toutes les grandes compagnies internationales. Des découvertes ont été faites en off shore, ce qui provoque différentes tensions entre États : c'est particulièrement le cas de la délimitation de la ZEE chinoise. Pour la N.-C., les espaces les plus prometteurs se trouvent à l'ouest de la Grande Terre, proches de la limite entre avec la ZEE australienne.

L'organisation des échanges de produits pétroliers est plus complexe que celle des marchés pétroliers, puisqu'il y a un plus grand nombre de produits répondant à des spécifications différentes. La N.-C., qui ne dispose pas de raffinerie, est donc dépendante de ces disponibilités, même si du pétrole est découvert dans sa ZEE. Qui plus est sa demande en produits de raffinage, dominée jusqu'à présent par la demande en fioul pour la centrale de Prony, devrait d'une part diminuer avec la mise en service des centrales au charbon et, d'autre part, se réorienter vers les produits plus légers pour le transport terrestre, routier et maritime.

Les capacités de raffinage se concentrent chez les grands pays consommateurs, particulièrement la Chine et le Japon. Les raffineries australiennes ont interrompu leurs livraisons pour la N.-C., car elles vendent intégralement leurs produits sur le marché australien, obligeant les importateurs néo-calédoniens à s'approvisionner à Singapour[4].

L'une des questions clés concernant la fourniture de carburants est celle des spécifications.

En 2006, l'Australie a modifié ses normes, pour aller dans le sens d'une plus grande rigueur environnementale. Malgré ces exigences et le fait que les capacités de raffinage soient utilisées, l'Australie prévoit de pouvoir importer le carburant dont elle a besoin des principaux raffineurs de la région, particulièrement de Singapour, de Taïwan, d'Inde et de Corée du Sud. L'amélioration des raffineries asiatiques leur permet déjà de respecter la nouvelle norme australienne et devrait évoluer vers les normes européennes (Euro 4).

D'après un rapport destiné au ministère australien des Ressources de l'Énergie et du Tourisme (Acil, 2008) de nouvelles capacités de raffinage sont en construction. En Inde, Reliance Petroleum a mis en service à Jamnagar une raffinerie d'une capacité de 600 kbj, qui double les capacités existantes dans ce port du Gujarat. Il s'agit d'une raffinerie complexe qui peut raffiner des pétroles lourds et produire des carburants de qualité pour l'exportation. Au Vietnam, la raffinerie de Dung Qhat doit commencer ses opérations en 2008 et pourrait être suivie par la construction de deux autres raffineries. En outre des plans d'expansion ou de construction de raffineries existent pour Taïwan et pour les pays du Golfe, qui devraient approvisionner sans problème les marchés asiatiques. Inversement l'Australie a diminué ses capacités de raffinages et celle de la Nouvelle-Zélande sont limitées alors que la demande a

[4] Le système ressemble à celui de la Réunion, dont les quatre importateurs se regroupent pour se fournir à Singapour.

augmenté. Ainsi, les pays de l'Océanie devront importer de plus de plus de produits pétroliers des raffineries asiatiques.

Tableau 2 – Capacités de raffinage

	Nombre de raffineries	Capacité (kbj)
Japon	31	4 690 700
Brunei	1	8 600
Chine (RP)	53	6 446 000
Chine (Taïwan)	4	1 290 000
Brunei	1	8 600
Inde	17	2 255 540
Malaisie	6	514 832
Corée du Sud	6	2 606 500
Thaïlande	4	729 000
Singapour	3	1 344 000
Australie	7	696 346
Nouvelle-Zélande	1	107 000

Source : Oil and Gas Journal, 2008 refining survey.

La question de la sécurité des approvisionnements est donc conditionnée par le transport maritime. La vulnérabilité du détroit de Malacca est souvent mise en avant (Favennec, 2006). Il s'agit d'un passage très étroit qui pourrait être coupé non seulement en raison d'actes de guerre ou de terrorisme, mais même sans agiter cet épouvantail, un problème technique (par exemple, l'échouage d'un pétrolier) pourrait compliquer ou interrompre la navigation (Fau, 2004).

Ce risque ne semble pas préoccuper les importateurs australiens qui comptent sur les routes maritimes alternatives si un problème survenait. Certains passages (Ormuz) sont inévitables : ils représentent un enjeu mondial qui dépasse largement la N.-C. L'usage des routes maritimes alternatives ne va pas de soi (sinon on les utiliserait déjà) et même si elles pouvaient être utilisées pour desservir l'Océanie, se poserait le problème de l'approvisionnement des raffineries de Singapour, sans lesquelles les capacités de raffinage régionales ne pourraient faire face à la demande.

Des tensions passagères sur les routes maritimes, ou à la suite de problèmes techniques dans les raffineries asiatiques, peuvent affecter l'approvisionnement de la N.-C., dont les réserves de carburant sont limitées. En effet, alors que les dispositions légales prévoient des stocks stratégiques égaux à 20 % de la consommation (73 jours), ceux ci ne dépassent pas 60 jours en raison de l'insuffisance des capacités de stockages. L'Australie et la Nouvelle-Zélande appliquent les règles de l'AIE et conservent 90 jours de stocks : une valeur sur laquelle la N.-C. pourrait s'aligner.

1.2.1.1. Que sait-on de la géologie de la zone, en termes de ressources énergétiques ?

La Zone économique exclusive de N.-C. (ZEE, cf. figure 3) se situe entre deux provinces pétrolières importantes faisant l'objet d'exploitation : la Papouasie-Nouvelle-Guinée au nord, et la Nouvelle-Zélande (bassin de Taranaki) au sud. Ces trois régions ont un héritage géologique commun lié à l'ancienne marge orientale du supercontinent Gondwana, et reconnu pour son potentiel pétrolier. La N.-C. et les bassins sédimentaires off shore de sa ZEE

sont considérés comme sous-explorés. L'état des connaissances présenté ici s'appuie essentiellement sur les publications de Lafoy *et al.* (1996), Vially *et al.* (2003), Brodien *et al.* (2003), Nouzé *et al.* (2005), Exon *et al.* (2007) et Collot *et al.* (2008) réalisées dans le cadre de grandes synthèses orchestrées par le Service de la géologie de Nouvelle-Calédonie (Dimenc) et l'Institut français du pétrole.

Le contexte géodynamique à l'origine des grands traits structuraux de la N.-C. est un contexte orogénique globalement favorable à la génération et au piégeage des hydrocarbures. En effet, l'île de la N.-C. résulte de l'émersion d'un prisme orogénique (chaîne de montagne) qui s'est formé entre 36 et probablement 28 millions d'années, en se propageant vers l'ouest dans un contexte de subduction-obduction (Cluzel *et al.*, 2001). Le système de bassins sédimentaires d'avant-pays associé à la surrection et à l'érosion de cette chaîne de montagne est préservé jusqu'à aujourd'hui à l'ouest de l'île. Dans un tel contexte orogénique, il est rare que les bassins sédimentaires associés au front montagneux ne soient pas le siège de génération et d'accumulation d'hydrocarbures, et il est donc logique de les explorer. Cela reste à faire et sera probablement fait dans les prochaines décennies.

On peut différencier dans ces bassins sédimentaires trois domaines à potentiel pétrolier, qui diffèrent par leur contexte structural et géographique, impliquant différents coûts d'exploration et d'exploitation.

LES BASSINS SEDIMENTAIRES DE LA COTE OUEST DE LA GRANDE TERRE

Ils sont positionnés sur le front de déformation du prisme orogénique néo-calédonien (figure 2) et sont donc en position très favorables pour l'accumulation des hydrocarbures, puisque c'est dans cette zone que l'on trouve généralement des structures géologiques préservées susceptibles de former des pièges, les plus courantes étant les plis anticlinaux. Cela est corroboré par des indices de pétrole et de gaz repérés le long de la côte ouest de la Grande Terre dès 1887, qui ont montré rapidement l'intérêt de ces bassins. Le plus célèbre de ces indices est la « Mine d'huile » de Koumac découvert à la base de la nappe des péridotites. Les premiers sondages sérieux ont été réalisés entre 1954 et 1955 par la SREPNC (Société de recherche et d'exploitation pétrolière en N.-C.) dans la structure géologique la plus favorable, qui est l'anticlinal de Gouaro situé près de Bourail. Ces sondages de reconnaissance, trop peu profonds (quelques centaines de mètres) ont confirmé la présence d'indices d'hydrocarbures, mais n'ont pas pu atteindre de niveaux réservoirs. Des études géologiques détaillées menées par l'IFP ont ensuite permis de confirmer la présence d'un système pétrolier actif – un niveau de roche mère génératrice d'hydrocarbures et au moins deux niveaux de réservoirs – étendu probablement à tous les bassins sédimentaires jalonnant la côte ouest. À partir de 1995, l'exploration de l'anticlinal de Gouaro reprend avec la Victoria Petroleum et l'acquisition d'une première campagne de sismique réflexion terrestre en N.-C. ; elle est suivie en 2000 d'un vrai forage d'exploration (Cadart-1). Ce forage a rencontré une accumulation de gaz non commerciale à l'époque. Il a montré aussi une faible qualité des niveaux réservoirs. Il s'agit là des rares et dernières activités d'exploration pétrolières réalisées en N.-C.

Un potentiel pétrolier existe donc sur la côte ouest. Le système étudié montre qu'il y a eu une génération d'hydrocarbures, en grande majorité du gaz, mais qu'il reste à identifier de bons réservoirs et des pièges permettant des accumulations de gaz commerciales. Tout le monde s'accorde à dire qu'il faut acquérir de nouvelles données géologiques et géophysiques pour bien évaluer ces bassins on shore, ainsi que leurs prolongements en mer. L'IFP recommande de surcroît une exploration détaillée du lagon ouest, qu'il considère comme un des thèmes d'exploration pétrolière les plus intéressants (cf. figure 4). La région du Grand Passage au nord de l'île présente le même type d'intérêt.

LE BASSIN SEDIMENTAIRE DE LA NOUVELLE-CALEDONIE

Ce bassin *deep* off shore fait également partie du système d'avant-pays associé à l'orogénèse néo-calédonien, et est séparé des bassins côtiers de N.-C. par le tombant du récif barrière (figure 1). Il contient les épaisseurs sédimentaires les plus importantes de la ZEE (jusqu'à 8 km) et a fait l'objet de nombreuses campagnes de géologie-géophysique (ZoNéCo, Faust, Noupalac), sans que toutefois un forage d'exploration pétrolière ait pu être réalisé. Ces études montrent que la partie nord du bassin de N.-C. a un substratum constitué de croute continentale – contrairement à sa partie sud – comparable à celle de la côte ouest néo-calédonienne, où il a été démontré l'existence d'un système pétrolier actif. Le contexte géodynamique de cette partie du bassin de N.-C. est donc considéré comme très favorable à la présence d'hydrocarbures. Vu l'ampleur du bassin et les épaisseurs sédimentaires, les quantités d'hydrocarbures liquides et gazeux générées pourraient être assez considérables. Le problème majeur réside dans l'importante tranche d'eau qui rend les coûts d'exploration très élevés. Cette tranche d'eau diminue en se rapprochant de la ride de Farway qui est une zone non moins intéressante.

LE BASSIN DE FARWAY ET SES BORDURES

À l'ouest du bassin de la N.-C., la ride et le bassin de Farway, puis la ride de Lord Howe (cf. figure 1), semblent réunir eux-aussi des conditions favorables à la génération et au piégeage d'hydrocarbures. Les campagnes de géophysique Faust (1 et 3) et ZoNéCo 5 ont permis non seulement de confirmer l'intérêt du style structural et de l'épaisseur sédimentaire du bassin de Farway et de ses bordures, mais aussi de mettre en évidence la présence d'un important réflecteur sismique interprété comme la base d'un niveau d'hydrate de gaz, d'une extension de 80 000 km^2. L'interprétation de ce réflecteur a été rediscutée après la campagne ZoNéCo 11 (Nouzé *et al*., 2005) qui montre que la présence d'hydrates de gaz reste à prouver. Plus récemment, Exxon *et al*. (2007) ont remis à l'ordre du jour le potentiel pétrolier du bassin de Farway en insistant sur quelques points forts : 1) une histoire géologique favorable à la génération d'hydrocarbures ; 2) un éventuel prolongement nord-ouest du bassin Taranaki de Nouvelle-Zélande, producteur d'huile et de gaz ; 3) la présence de diapirs pouvant former de bons pièges structuraux pour les hydrocarbures ; 4) la présence d'importants réflecteurs sismiques, sous une tranche d'eau variant entre 1 500 et 3 600 m, pouvant révéler des niveaux interstratifiés de gaz ou d'hydrates de gaz.

CONCLUSION

Les bassins sédimentaires de la ZEE de N.-C. sont sous-explorés. Il n'a été réalisé qu'un seul forage d'exploration pétrolière sur l'ensemble de cette zone. Ce forage (anticlinal de Gouaro de la région de Bourail) et des études géologiques de surface ont confirmé l'existence d'un système pétrolier actif – surtout générateur de gaz – sur la côte ouest de la Grande Terre. Ce système pétrolier semble s'étendre aux lagons ouest et nord (zone du Grand Passage), et au bassin *deep* off shore de N.-C. Ce dernier, totalement inexploré, peut avoir généré par son étendue de grandes quantités d'hydrocarbures et est considéré comme un des bassins frontières pour l'exploration pétrolière du XXI^{e} siècle. Le bassin de Farway et ses bordures attirent l'attention des pétroliers, car cet ensemble se situe dans le prolongement nord-ouest du bassin de Taranaki de Nouvelle-Zélande, connu pour sa production d'huile et de gaz. Les campagnes récentes de géophysique y ont montré la présence de réflecteurs sismiques de grande étendue, pouvant être interprétés comme des niveaux interstratifiés de gaz ou d'hydrates de gaz.

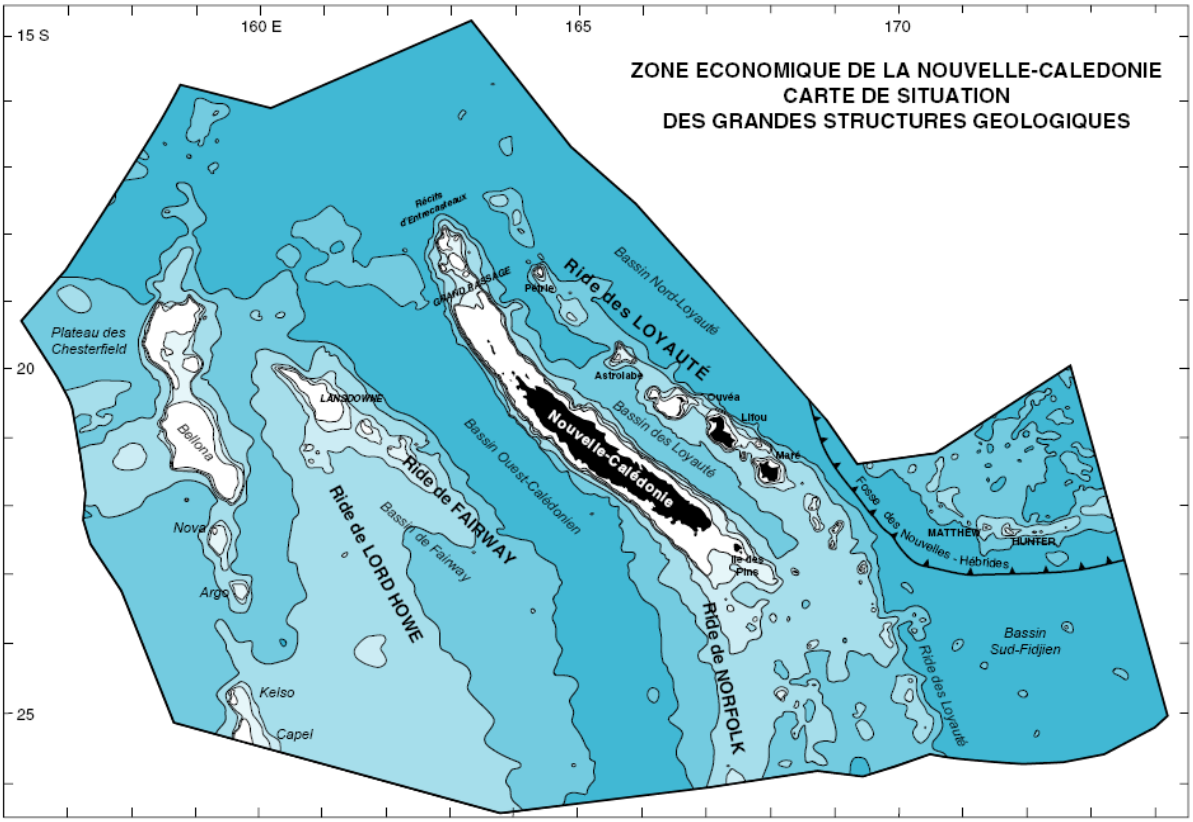
Ce qu'il reste à faire

Il est important d'acquérir de nouvelles données géologiques et géophysiques pour finir de bien évaluer les bassins sédimentaires on shore et leurs prolongements en mer. L'inventaire de structures géologiques pouvant piéger des hydrocarbures, à terre ou recouvertes par une faible tranche d'eau (lagons ouest et nord), restent à faire. De nouvelles campagnes géophysiques sont nécessaires pour détecter de nouvelles structures.

Pour la partie *deep* off shore, on ne pourra vraiment se prononcer qu'à partir des premiers forages d'exploration. C'est probablement les bordures du bassin de Farway (rides de Farway et de Lord Howe) qui seront les premières cibles d'exploration. Ces zones, où la bathymétrie est la moins forte, semblent présenter des structures géologiques (pièges structuraux et stratigraphiques), susceptibles de piéger des hydrocarbures ayant migré et provenant des parties profondes du bassin de Farway (« cuisine » de génération d'hydrocarbures). Avec la montée du prix du baril en 2008, l'industrie pétrolière internationale a montré récemment un regain d'intérêt pour ces prospects à fort potentiel, mais à coûts d'exploration élevés.

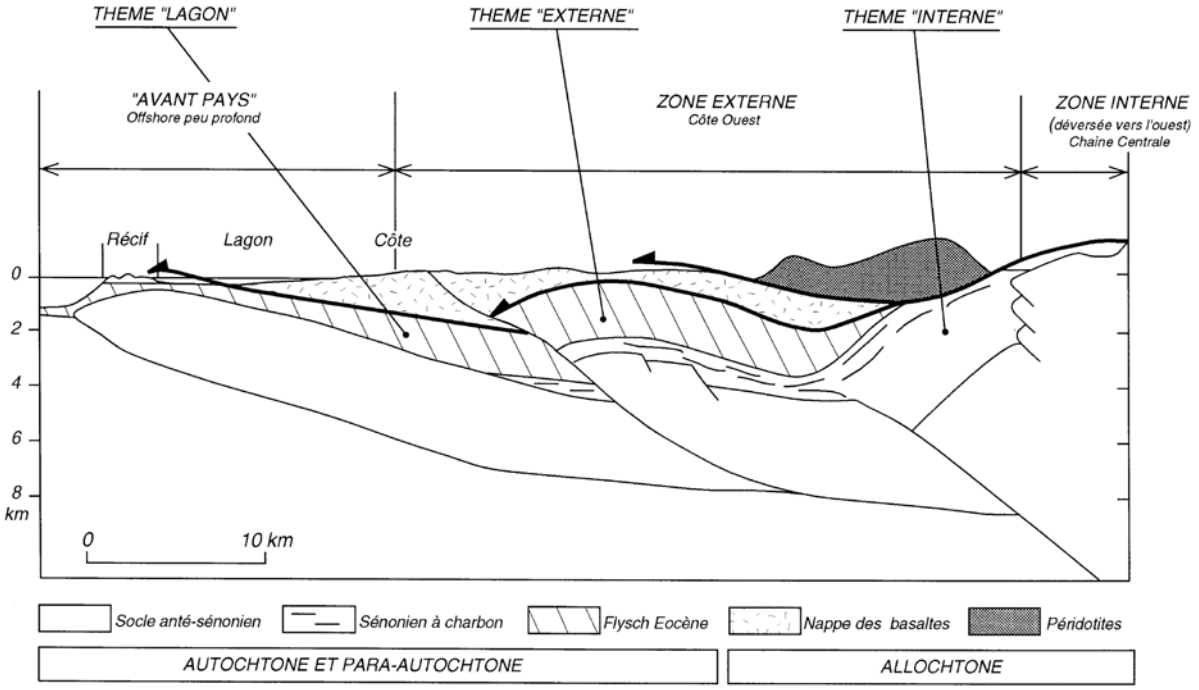
L'évaluation du potentiel pétrolier des bassins *deep* off shore de la N.-C. ne peut se faire que dans un cadre régional, et leur exploration sera probablement menée en collaboration avec les pays voisins. La Ride de Lord Howe qui est concomitante aux ZEE de N.-C. et d'Australie a été présentée récemment comme un prospect pétrolier à moyen-court terme (Schéma Minier, gouvernement de la Nouvelle-Calédonie, 2009), conditionné surtout par l'évolution du prix du baril.

Figure 3 – Zone économique de la Nouvelle-Calédonie, carte de situation des grandes structures géologiques



Les unités morphostructurales de la ZEE de Nouvelle-Calédonie (d'après Lafoy *et al.*, 1996). On voit que la Grande Terre est entourée d'importants bassins sédimentaires qui sont reconnus pour leur potentiel pétrolier, mais qui restent sous-explorés.

Figure 4 – Le style structural et les thèmes d'exploration pétrolière sur la côte ouest de Nouvelle-Calédonie



Source : d'après Lafoy *et al.*, 1996 ; modifié de Vially et Mascle, 1994.

1.2.2. Le gaz

Le gaz s'affirme depuis une vingtaine d'année à l'échelle mondiale comme un combustible relativement abondant et moins polluant que les hydrocarbures liquides. Il a été privilégié par les grands consommateurs qui ont fait des investissements substantiels dans la construction de terminaux de regazéification et investi en conséquence pour utiliser cette énergie, plus propre que les hydrocarbures[5].

Les réserves sont très inégalement réparties à l'échelle mondiale et sont relativement modestes dans la région. Les principales sont en Indonésie avec un peu moins de 100 000 Gsqf, ce qui place ce pays au treizième rang mondial. Cependant l'AIE prévoit une assez forte augmentation de la production, particulièrement pour l'Australie qui devrait rester exportatrice de gaz pour au moins une décennie (EIA).

[5] L'utilisation de gaz naturel émet environ moitié moins de CO^2 à contenu énergétique égal que les hydrocarbures liquides.

Tableau 3 – Le gaz dans la région Asie-Pacifique

	Réserves T m³			Production Gm3		
	1997	2007	évolution	1997	2007	évolution
Australia	1,48	2,51	69 %	29,8	**40,0**	34 %
Bangladesh	0,30	0,39	31 %	7,6	**16,3**	115 %
Brunei	0,39	0,34	-12 %	11,7	**12,3**	5 %
China	1,16	1,88	62 %	22,7	**69,3**	205 %
India	0,69	1,06	52 %	22,3	**30,2**	35 %
Indonesia	2,15	3,00	39 %	65,7	**66,7**	2 %
Malaysia	2,46	2,48	0 %	38,6	**60,5**	57 %
Myanmar	0,28	0,60	112 %	1,5	**14,7**	874 %
Pakistan	0,60	0,85	43 %	5,2	**4,0**	-23 %
Papua New Guinea	0,43	0,44	2 %	19,8	**30,8**	56 %
Thailand	0,21	0,33	61 %	16,2	**25,9**	60 %
Vietnam	0,17	0,22	29 %	0,5	**7,7**	1351 %
Other Asia Pacific	0,41	0,37	-10 %	3,4	**13,1**	285 %
Total Asia Pacific	10,73	14,46	35 %	**245,0**	**391,5**	60 %
Monde	**146,46**	**177,36**	0,21	**2235,7**	**2940,0**	0,32
part de la région	7,33 %	8,15 %		10,96 %	13,32 %	

Source : BP.

La part de l'Asie-Pacifique pour le gaz est supérieure à celle qu'elle représente pour le pétrole, et sa croissance est plus rapide, particulièrement en Inde, en Birmanie (Myanmar), au Pakistan, en Thaïlande et en Australie. Ce dernier pays réaffirme son rôle de pourvoyeur d'énergie pour les marchés régionaux.

L'augmentation de la part du gaz dans les consommations de ce grand ensemble répond à la réorganisation complète des échanges à partir du développement de terminaux d'expédition et de réception de GNL (Gaz naturel liquéfié). Il s'agit pour le moment d'une technologique qui n'est pas adaptée pour la N.-C. dont le marché est trop petit pour les solutions existantes[6]. La technologie des barges de stockage et de regazéification (FSRU/floating storage and regazeification units) permettraient d'avoir des installations sur mesure de moindre taille. Ce ne peut être une option qu'à moyen terme puisque le choix du charbon a déjà été fait dont l'installation dans le lagon serait inévitablement problématique.

Le Japon a construit ses premiers terminaux de réception de gaz dès le début des années 1970 et dispose en 2007 d'une trentaine de terminaux de réception. Il a été suivi par la Corée du Sud qui s'équipe à partir des années 1980. La République populaire de Chine et Taïwan suivent dans les années 2000. Des projets sont en cours pour la réception de gaz en

[6] Les terminaux existants de réception ne font pas moins de 1 Gcf/an soit 1,23 Mtep : plus que les besoins cumulés de toute la Nouvelle-Calédonie… cf. deuxième partie.

Thaïlande et à Singapour (IEA, 2007). Mais il existe aussi deux chantiers au Chili qui devraient rentrer en fonctionnement en 2009 et 2010 ou 2011 et importer également du gaz depuis les producteurs du Pacifique.

Comme le montre le tableau 3, le commerce de gaz se fait en grande partie entre les pays de l'Asie-Pacifique. La Corée du Sud achète un peu moins de la moitié de son gaz à des fournisseurs régionaux, mais pour les autres importateurs cette part est bien plus élevée. Inversement, les producteurs de la région vendent exclusivement à ces grands consommateurs régionaux.

Tableau 4 – Le commerce du gaz en 2007 (chiffres en milliards de pieds cubes)

				Origine						
Importateurs	**Australie**	**Brunei**	**Indonésie**	**Malaisie**	**Oman**	**Qatar**	**EAU**	**Nigéria**	**Autres**	**Total**
Chine	119	0	0	0	3	0	0	3	15	139
Inde	3	0	0	2	7	292	2	23	28	358
Japon	584	328	673	655	183	402	275	50	234	3 385
Corée du Sud	19	27	173	284	221	370	3	8	73	1 179
Taïwan	12	0	158	143	9	21	2	6	45	396

Source : Energy information administration.

Les projets actuels portent sur le développement de terminaux de gazéification dans tous les pays déjà exportateurs de la région, avec notamment un très fort développement pour l'Australie, ainsi que la création de nouveaux terminaux au Pérou et à Sakhalin (Russie) pour approvisionner le bassin Pacifique. D'autre part, il existe de grands projets de gazoducs internationaux avec notamment la création d'un réseau de gazoducs entre États de l'Asie du Sud (Sovacool, 2009) et l'extension de réseaux entre la Russie et la Chine. Ces grands projets n'émergent que lentement, freinés par le manque de confiance entre partenaires, mais n'en restent pas moins des thèmes centraux qui structurent les relations interétatiques et le fonctionnement des instances formelles d'intégration (Sovacool, 2009).

D'après les prévisions de l'agence internationale de l'énergie (AIE, 2007), la Chine qui reçoit son gaz de l'Australie devrait compléter dans les prochaines décennies cette source par des importations provenant de Russie et d'Asie centrale.

Même si la N.-C. est pour le moment – et sans doute pour longtemps – à l'écart de ce marché, il n'en reste pas moins que le développement de la production et de la commercialisation du gaz a plusieurs effets importants pour sa propre situation :

– la part croissante du gaz dans les bilans énergétiques des autres pays de la région soulage d'autant les pressions sur les hydrocarbures liquides et le charbon ;

– l'usage du gaz permet un moindre accroissement des émissions de CO^2 des autres pays de la région, ou leur diminution si le gaz se substitue à d'autres carburants, soulignant par contraste la trajectoire défavorable de la N.-C. ;

– le commerce du gaz qui justifie de lourds investissements en terminaux GNL et gazoducs consolide des relations privilégiés entre partenaires structurant des échanges et des solidarités de fait entre les pays de la région, sans que la N.-C. y participe.

1.2.3. Le charbon

C'est le charbon qui soutient la croissance de la consommation d'énergie en Asie-Pacifique. Il s'agit toutefois d'une source énergétique dont les caractéristiques sont très différentes de celles du pétrole et du gaz. Considéré comme « l'énergie du XX^{e} siècle », le charbon est en passe de devenir celle du XXI^{e}. Délaissée par les États qui voyaient dans le charbon plus un problème social et environnemental qu'une solution pour leur sécurité énergétique, l'exploitation du charbon dépend largement des compagnies privées qui l'ont considérablement modernisées (Martin-Amouroux, 2008). Il s'agit d'un produit très différencié, les qualités de charbon pouvant avoir des usages industriels (charbon sidérurgique, coke) ou thermiques (charbon vapeur). Ce pondéreux requiert des installations logistiques spécifiques qui se transforment parfois en goulots d'étranglement. Il a plutôt mauvaise presse sur le plan environnemental, une réputation qui doit beaucoup à son passé, mais qui n'est plus entièrement justifiée pour les nouvelles technologies qui permettent de réduire les émissions de cendres et de poussière, mais pas encore celles de CO_2.

Tableau 5 – Le charbon dans le grand ensemble Asie-Pacifique

	Réserves Gt		**Production charbon vapeur Mt**			**Production Mtep**		
	Anthracite et charbons bitumineux	Charbons sub-bitumineux et lignite	1997	2007	Évolution	1997	2007	Évolution
Australia	37100	39500	279,7	**393,9**	**41 %**	148,3	**215,4**	45 %
China	62200	52300	1372,8	**2536,7**	**85 %**	690,0	**1289,6**	87 %
India	52240	4258	319,4	**478,2**	**50 %**	126,3	**181,0**	43 %
Indonesia	1721	2607	54,8	**174,8**	**219 %**	33,7	**107,5**	219 %
Japan	355	-	4,3	**1,4**	**-67 %**	2,4	**0,8**	-67 %
New Zealand	33	538	3,4	**4,6**	**36 %**	2,0	**2,8**	39 %
North Korea	300	300	-	-				
Pakistan	1	1981	3,1	**3,6**	**15 %**	1,4	**1,6**	15 %
South Korea	-	135	4,5	**2,9**	**-36 %**	2,0	**1,3**	-36 %
Thailand	-	1354	23,4	**18,3**	**-22 %**	6,9	**5,1**	-26 %
Vietnam	150	-	11,3	**41,2**	**263 %**	6,4	**23,1**	263 %
Other Asia Pacific	115	276	33,5	**44,3**	**32 %**	17,2	**22,1**	28 %
Total Asia Pacific	**154216**	**103249**	**2110,2**	**3699,9**	**75 %**	**1036,5**	**1850,2**	79 %
TOTAL WORLD	**430896**	**416592**	**4702,7**	**6395,6**	**36 %**	**2295,8**	**3135,6**	37 %
part Asie Pacifique	35,79 %	24,78 %						

Source : BP Statistical Review, 2008.

L'Indonésie et l'Australie sont les principaux fournisseurs de charbon sur les marchés régionaux, et exportent principalement vers le Japon et la Corée du Sud. L'Indonésie est en

mesure de dépasser l'Australie pour les exportations, du fait d'une moindre demande interne de charbon. La Chine exporte également du charbon thermique sur les marchés régionaux, mais les volumes sont en baisse : ils sont passés de 73 Mt en 2003 à 45 Mt en 2007 et devraient continuer à décroître (Sagawa et Koizumi, 2009). Ces exportations, provenant principalement des provinces du Nord, sont compensées par des importations par les provinces du Sud provenant des pays voisins (Vietnam, Indonésie). La croissance de la demande de charbon en Chine pourrait amener l'État chinois à restreindre les exportations de charbon (Sagawa et Koizumi, 2009). La mise en service des centrales en construction au Japon, en Corée du Sud à Taïwan, Hong Kong devrait se traduire par une croissance soutenue de la demande de charbon.

Cela pourrait aboutir à des tensions temporaires sur le marché du charbon et à des fluctuations de prix, mais à moyen terme les producteurs disposent de réserves suffisantes pour faire face à l'accroissement de la demande.

L'importance de la demande du Japon et secondairement de la Corée du Sud en font un déterminant essentiel de la demande totale de la région, qui influencent directement les prix. Toutefois, le système de prix de référence basé sur des contrats à long terme entre les exportateurs australiens et les électriciens japonais a été progressivement abandonné au profit d'achat au prix du marché, déterminé à partir du prix FOB d'un chargement à Newcastle (Ekawan *et al.*, 2006). L'amélioration des centrales thermiques japonaises et coréennes autorise l'emploi d'une plus grande variété de charbons que par le passé, ce qui ouvre des marchés aux producteurs. Même après la mise en service des centrales prévues, la N.-C. restera un petit importateur de charbon comparé aux principaux marchés du Pacifique.

Tableau 6 – La destination des exportations de charbon de l'Australie en 2007

	Exportations Mt
Chili	0,42
Chine	1,48
Japon	66,92
Corée du Sud	18,53
Malaisie	2,4
Taipei	18,56
UE	2,52
Inde	0,66
Mexique	0,82
Autres	2,74
Total	115,05

Source : Department of Resources, Energy and Tourism.

D'après les projections de l'Energy information administration (2009), l'Australie devrait devenir le premier exportateur mondial de charbon vapeur et de charbon sidérurgique devant l'Indonésie, suivi par l'Afrique du Sud, la Colombie et le Venezuela. La construction de nouveaux terminaux portuaires et l'extension des installations de Newcastle sont essentielles pour garantir la croissance de ces exportations, actuellement limitées par la saturation des infrastructures d'expédition (Martin-Amouroux, 2008). Des programmes sont en cours pour augmenter les capacités de charge de Newcastle en augmentant les capacités du terminal existant et en créant un nouveau terminal qui fera passer la capacité du port d'environ 110 Mt/an à 140 puis 170 Mt/an.

La situation de la N.-C. ne diffère pas de celle de la grande région dans laquelle elle s'insère. Elle a d'ailleurs adopté les mêmes spécifications que l'Australie pour les carburants. La croissance de la demande énergétique portée par l'activité industrielle et les demandes des ménages et le recours au charbon sont conformes à la tendance générale. Sa petite taille l'empêche de bénéficier des possibilités du GNL et du nucléaire, l'oblige à dépendre également des capacités de raffinage extérieure et empêche les acheteurs calédoniens de peser sur les prix. Cette situation n'est pas forcément défavorable eu égard à la croissance des capacités de raffinage prévues, à l'instauration de normes plus rigoureuses pour les carburants et à l'augmentation des capacités d'exportation des producteurs de charbon. Elle plaide pour un suivi attentif des évolutions régionales notamment :

– pour s'aligner sur les spécifications de carburants correspondant au meilleur compromis entre la facilité d'acquisition et la minimisation des pollutions ;

– tirer parti des dynamiques se mettant en place au niveau régional pour organiser les activités dans le domaine de l'énergie.

1.3. Situations énergétiques des États de la région

1.3.1. L'Australie

L'Australie, 16 millions d'habitants sur 9 millions de km², renforce sa position d'exportateurs d'énergie sur les marchés régionaux avec le développement du charbon et du gaz, mais aussi de l'uranium. Il existe une conscience forte que le maintien de marchés d'exportations pour le charbon australien passe nécessairement par des solutions technologiques allant dans le sens du « charbon propre ».

Il s'agit également d'une société consommant beaucoup d'énergie puisque se combinent la présence d'activités à très forte demande énergétique (mines en particulier), de grandes distances pour le transport et des formes d'urbanisme de faible densité (Newman et Kenworthy, 2008) associés à l'usage des véhicules individuels avec un goût certain pour les grosses cylindrées (style de vie « à l'américaine »). Ne disposant que de peu de ressources hydrauliques utilisables pour la production d'énergie, et refusant le développement d'une filière nucléaire, la production d'électricité est pour l'essentiel thermique et repose principalement sur des centrales à charbon.

L'un des débats les plus vifs concernant l'énergie en Australie a porté sur la ratification et la mise en application du protocole de Kyoto, auquel l'Australie n'a adhéré qu'en 2007 après l'arrivée au pouvoir des travaillistes et du Premier ministre Kevin Rudd. Ces derniers ont repris largement à leur compte les propositions de l'économiste R. Garnaut (2006), auteur d'un rapport sur les possibilités de réduction des GES pour un État qui, non seulement en émet beaucoup, mais également qui sera particulièrement affecté par le changement climatique – notamment les sécheresses auxquelles sont imputées les grands incendies de l'été 2008-2009 et par le changement du niveau marin. L'histoire environnementale de l'Australie rend ce thème particulièrement sensible.

Il existe toutefois une forte opposition des industriels à l'instauration de mesures coercitives de réduction des émissions de GES. Étant donné le poids économique des activités à forte consommation énergétique, ces arguments ne peuvent être ignorés. Le gouvernement actuel propose une réduction très progressive des émissions de GES, et privilégie les recherches sur le captage et le stockage de CO^2.

La politique énergétique de l'Australie est partagée entre les États et le niveau fédéral (Commonwealth). Bien qu'il s'agisse d'une économie libérale, dans la tradition de la libre

entreprise, le secteur de l'énergie n'en est pas moins piloté à ces différents niveaux, avec une forte prise en compte des intérêts des parties prenantes. Le département de l'énergie lance en 2009 la rédaction d'un livre bleu sur l'énergie, document de réflexion devant servir à orienter la politique énergétique dans les prochaines années. Des études spécifiques portent sur la vulnérabilité de l'approvisionnement en combustibles liquides (Acil, 2006).

L'Australie développe activement différentes ressources énergétiques. La recherche et l'exploration du pétrole et du gaz sont actives et permettent à l'Australie d'exporter du gaz à partir du développement des gisements de la côte nord-ouest. Geoscience australia, service de recherche géologique, réalise des campagnes pour fournir aux investisseurs des données sur les potentiels géologiques du pays. Il est aussi actif dans des programmes de recherche sur la géothermie.

L'action publique passe notamment par le soutien à des programmes de recherches public-privé pour développer de nouvelles technologies. Deux fonds de 500 M AUD chacun sont destinés aux énergies renouvelables et aux technologies du charbon propre. Des financements moindres sont destinés aux recherches sur l'efficacité énergétique des bâtiments et au développement des biocarburants.

Un programme destiné à accroître la part des renouvelables sous la forme d'obligations à incorporer des énergies renouvelables (MRET – Renewable Mandatory Energy Targets). Les objectifs ont été principalement atteints avec le déploiement d'éoliennes, technologie la plus mature à l'heure actuelle. La production d'énergie éolienne est passé de 0,6 PJ en 2001-2002 à 6 PJ en 2005-2006 et à 22,5 PJ en 2006-2007 pour un parc installé de 1250 MW (Abare, 2009).

Des travaux de recherche de haut niveau sont menés par le centre de Newcastle du CSIRO, organisme public de recherche fonctionnant sur projets, dans le domaine de l'énergie, ainsi que dans des laboratoires universitaires (notamment à l'ANU – Australian national university), en association avec des entreprises privées. Toutefois la plus grande part de la recherche est menée par les compagnies privées dont les dépenses en R&D ont beaucoup augmenté depuis le début de la décennie.

Les technologies privilégiées sont :

– le solaire de concentration, avec différentes techniques (tour, auges) pour le CSIRO, mais aussi le développement de cellules photovoltaïques plus efficaces. Le potentiel solaire de l'Australie est énorme. L'équipement des toits des maisons en photovoltaïque et en dispositifs thermiques est un considérable gisement ;

– le captage et le stockage du CO^2 est un enjeu majeur pour l'industrie du charbon. Un centre de recherche coopératif regroupant des acteurs publics et privés du secteur a vu le jour (CO2CRC), avec la participation de tous les principaux acteurs des secteurs pétroliers et charbonniers. Ce groupe conduit des recherches, avec en particulier un site pilote de stockage géologique dans l'État de Victoria, ainsi que différents programmes sur le captage du CO^2 ;

– la gestion intelligente des réseaux (smart grids).

1.3.2. La Nouvelle-Zélande

La Nouvelle-Zélande ne compte que 4 millions d'habitants sur un territoire de 270 000 km^2. Son approvisionnement énergétique repose sur des ressources nationales (charbon, gaz, pétrole, hydro électricité) qui ne sont pas suffisantes pour éviter de recourir à des importations

de pétrole et, de plus en plus, de produits pétroliers. La production de pétrole et de gaz décline à partir de 1997 avec l'épuisement des gisements de Maui, elle reprend depuis 2004 sur les gisements de Pohokura, Waihapa, Piakau et Stadford.

Les énergies renouvelables sont particulièrement importantes. Elles représentent environ un tiers de l'énergie totale et deux-tiers de l'électricité. Cette situation exceptionnelle s'explique en partie par les conditions favorables pour les installations éoliennes, géothermiques et hydro-électriques. Il n'existe pas d'aides spécifiques pour les énergies renouvelables, hormis l'attribution de crédits de carbone aux projets dans le cadre de la politique nationale de réduction des émissions de GES. Les usages domestiques (chauffe-eau solaire) ont été fortement développés. Toutefois, en l'absence d'incitations financières, la croissance de la consommation énergétique se fait surtout à partir des ressources fossiles, si bien que la part des renouvelables diminue.

La Nouvelle-Zélande a ratifié le protocole de Kyoto en 2002 et s'est engagée dans des programmes de contrôle de ses émissions de GES. Or, près de la moitié des émissions de GES en Nouvelle-Zélande provient de l'agriculture, ce qui rend difficile l'application de mesures de réduction. L'idée d'une taxe carbone ayant été abandonnée pour ne pas nuire à la compétitivité des industries, la Nouvelle-Zélande privilégie la mise en place d'un marché des permis d'émission.

En 2007 la Nouvelle-Zélande a adopté une stratégie énergétique à l'horizon 2050 prévoyant notamment le renforcement des énergies renouvelables, dont la compétitivité relative serait supérieure à celle des énergies fossiles du fait des coûts associés aux émissions de GES. Outre les énergies déjà existantes, la stratégie insiste sur le potentiel de biomasse et les biocarburants pour les besoins du transport.

1.4. Les grandes entreprises

1.4.1. Les acteurs du pétrole et du gaz : entreprises privées et compagnies nationales

Le marché du pétrole a été longtemps dominé par les grandes compagnies intégrées provenant d'Europe et d'Amérique du Nord (les sept sœurs) qui sont aujourd'hui largement concurrencées par les grandes compagnies des pays producteurs, des compagnies moyennes et les compagnies de pays consommateurs qui participent de leur stratégie de sécurisation des ressources énergétiques.

Cette concurrence est vive en Asie-Pacifique où se combinent la croissance rapide des besoins énergétiques et des zones nouvelles d'exploration et de production.

On y repère aussi bien les grands groupes mondiaux, comme ailleurs, mais également des compagnies nationales des pays producteurs et consommateurs, ainsi que des entreprises privées originaires de la région et qui y développent leurs activités. Certains groupes miniers comme BHP Billiton sont aussi présents dans la production de pétrole et de gaz en Australie.

1.4.2. Les acteurs du charbon et de la mine

L'organisation du marché du charbon est bien différente de celle du pétrole et du gaz. Pendant la seconde moitié du XX^{e} siècle, le charbon n'était plus une ressource stratégique mondiale comme par le passé, elle ne l'est demeurée que dans certains États (Allemagne de l'Est, États-Unis, Russie, Chine) qui y avaient recours pour satisfaire les besoins nationaux. Ailleurs, les politiques publiques ont davantage porté sur la fermeture de mines que sur le

maintien de l'activité. Inversement les producteurs ont cherché des débouchés au charbon en réduisant leurs coûts.

Cette évolution a redessiné la carte du charbon mondiale en favorisant les grands gisements exploitables à faible coûts.

Les grandes entreprises productrices[7] de charbon ne sont pas aussi géographiquement diversifiées que les producteurs de pétrole et de gaz. On trouve parmi les principaux producteurs mondiaux des groupes à base nationale comme Coal India (Inde) et Shenhua (Chine) qui réalisent toute leur production dans un seul pays, et principalement pour les besoins nationaux. Le géant charbonnier mondial Peabody n'est que peu diversifié : il extrait environ 200 Mt aux États-Unis et seulement 10 Mt en Australie, mais est actif sur les marchés internationaux et le *trading*.

En Australie, la production de charbon est le fait de trois types d'entreprises. D'une part, des groupes charbonniers australiens spécialisés qui n'exploitent de gisements qu'en Australie (Anglo Coal), un grand conglomérat australien très diversifié (Westfarmer), des spécialistes du charbon et les trois grands groupes miniers diversifiés BHP Billiton, Xstrata et Rio Tinto.

Le tableau des acteurs du charbon est évolutif. Les grandes compagnies pétrolières qui possédaient des actifs miniers (BP, Shell) les ont cédés à des entreprises minières. Ce désengagement qui a lieu dans les années 1990 s'explique par la baisse de rentabilité des mines de charbon, prises entre la diminution des prix d'achat et la rigidité de leurs coûts. Il a ouvert la porte aux groupes miniers mondiaux qui ont procédé dans les dernières années à de nombreuses opérations de fusion et d'acquisition.

Les entreprises japonaises consommatrices de charbon (Mitsui, Mitsubishi) sont présentes dans le capital de certains groupes et de certaines mines, ce qui leur permet de renforcer la sécurité de leurs approvisionnements.

Le groupe Vale, autre géant minier, n'exploite pas encore de mines de charbon, mais il a ouvert une unité de négoce en Australie. Il développe actuellement (2009) deux mines de charbon, l'une au Mozambique et l'autre dans le Queensland (site de Belvedere) en association avec la firme australienne Aquila, qui devrait entrer en production en 2011.

Tableau 7 – Les producteurs de charbon en Australie en 2008, en Mt

Entreprise	Production en Australie	Production totale
Xstrata	52	85
Rio Tinto	45	150
Anglo Coal	41	41
Peabody	21	230
Centennial	20	20

[7] Les informations sur les entreprises charbonnières sont dispersées. Celles qui sont utilisées ici sont tirées de l'ouvrage de J.-M. Martin-Amouroux (2008) et des documents des entreprises.

Westfarmers	15	15
BHP Billiton	12	80

Données compilées par S. Velut d'après des rapports des compagnies australiennes et du gouvernement.

La production indonésienne est organisée différemment, avec la présence de nombreuses entreprises locales mais qui s'appuient sur les réseaux commerciaux de Glencore-Xstrata et de BHP Billiton, ce qui leur a permis de pénétrer de façon agressive les marchés de l'Asie-Pacifique.

Contrairement aux marchés pétroliers, qui ont été largement organisés par les producteurs contrôlant une ressource stratégique, les marchés du charbon sont plutôt le théâtre de la concurrence entre fournisseurs pour trouver des débouchés – ce qui est une situation plus favorable pour les acheteurs.

Malgré cela et le développement de marchés *spot*, les principaux acheteurs emploient différentes stratégies pour s'assurer le contrôle d'une partie des ressources : prises de participation des acheteurs aux activités de production, contrats d'approvisionnements à long terme, regroupement dans des grands groupes diversifiées. Ces groupes sont leaders ou associés aux usines de nickel prévues en N.-C.

Celle-ci ne peut intervenir directement sur l'organisation des marchés énergétiques d'échelle régionale – mais elle pourrait le faire par ses participations dans les sociétés minières et énergétiques (SLN, Koniambo, Enercal). Elle peut aussi trouver en Nouvelle-Zélande et surtout en Australie des situations comparables, par certains aspects, à la sienne, et qui ont donné lieu à des solutions intéressantes ou à des travaux de recherche dont elle pourrait bénéficier.

1.5. Les stratégies d'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie

Nous allons aborder certains aspects de l'insertion internationale de la N.-C. concernant les thèmes énergie et climat, dont le reste du rapport a montré l'étroite imbrication et qui sont développés dans le chapitre suivant à propos des mécanismes de réduction des émissions de GES.

La N.-C. présente, pour sa consommation énergétique, une situation analogue à celle des autres pays émergents de la région. Elle ne détient pas en 2009 les compétences de politique étrangère exercées par l'État français. La loi organique dans ses articles 28 et suivants reconnaît uniquement à la N.-C. la possibilité de devenir membre associé ou observateur d'organisations internationales. Cette compétence doit néanmoins être soumise à l'accord de la France.

2. Quels scénarios possibles d'insertion de la N.-C. dans la dynamique internationale de la Convention des Nations unies pour le climat ?

La Convention cadre des Nations unies sur le changement climatique (CCNUCC ou UNFCCC, en anglais), dénommée ci-dessous « Convention », constitue le cadre dans lequel toutes les actions concernant l'évolution du climat sont négociées au niveau international. La N.-C., tout comme les départements français d'outre mer (DOM) et comme les Communautés d'outre mer (ex territoires d'outre mer, COM), est actuellement, *via* la France, partie à cette Convention.

Le protocole de Kyoto, dénommé ci-dessous « Protocole », est un instrument sous la Convention. Son but est de réussir à réduire effectivement les émissions de GES de la planète de manière organisée est contraignante, tout en évitant que la production alimentaire soit menacée, et de manière à ce que le développement puisse se poursuivre de manière durable. Contrairement aux DOM, les COM et la N.-C. ne sont pas soumis aux obligations de ce Protocole.

Nous décrivons ci-dessous les obligations sous la Convention et sous le Protocole jusqu'en 2012. Au moment de la rédaction de cette expertise, les modalités générales d'engagements post 2012 ne sont pas connues (décembre 2009). Quant aux modalités d'applications précises, il se pourrait qu'il faille ensuite encore un ou deux ans pour les préciser. D'ici là, on ne peut donc que se risquer à faire quelques hypothèses sur les amendements qui pourraient être proposés au Protocole, et sur les évolutions possibles des marchés des droits d'émissions de GES. Rappelons cependant qu'aucun pays n'est juridiquement obligé d'adhérer à ces instruments internationaux de lutte contre le changement climatique. Même en acquérant un statut qui lui permettrait d'adhérer aux Nations unies, la N.-C. pourrait décider de n'adhérer ni à la Convention ni au Protocole, ou d'adhérer seulement à la Convention, sans adhérer au Protocole. L'inverse n'est en revanche pas possible.

La situation actuelle pourrait-elle se perpétuer ? Comment pourrait-elle évoluer ? C'est ce que l'on tente de préciser dans le chapitre 4. Dans « Les émissions et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Calédonie » on a donné un aperçu des émissions de GES de la N.-C. Soulignons dès maintenant que le revenu par habitant des Néo-Calédoniens place sans ambiguïté la N.-C. dans le groupe pays industrialisés ayant à montrer la voie dans la lutte contre le changement climatique. Ces derniers doivent, en cas de ratification du Protocole, réduire ou sérieusement limiter l'augmentation de leurs émissions de GES d'ici à 2012. Ils ont également des obligations envers les pays en développement alors que ces derniers n'ont, d'ici à 2012, pas d'engagements contraignants de réduction de leurs émissions. Les émissions par habitant sur le territoire de la N.-C. sont par ailleurs supérieures à celles des habitants de la France métropolitaine et même des États-Unis sur leurs territoires respectifs… Le non-engagement de la N.-C. pourrait donc attirer l'attention internationale, notamment celle des petits États insulaires (PEI ou Aosis) qui ont fortement œuvré pour que les deux instruments des Nations unies sur le climat, la Convention et le Protocole, voient le jour.

Plusieurs scénarios d'évolutions sont donc examinés. Nous étudierons notamment le cas de l'Islande (cf. chapitre 5), le plus petit pays développé ayant ratifié le protocole de Kyoto et ayant, à ce titre, pris des engagements de limitation de ses émissions de GES d'ici à 2012. Sa population (environ 300 000 habitants) est non seulement voisine de celle de la N.-C., mais les activités industrielles qui y sont actuellement développées sont également tournées vers l'exportation. Le poids de ces dernières dans le bilan des émissions nationales de GES sous le format des Nations unies y est important. En analysant cette question il apparaîtra que la détermination du niveau de limitation ou de réduction des émissions de GES par pays dans le cadre des négociations de Kyoto est particulièrement mal adaptée aux petits pays ayant une économie de ce type. Ce point doit être souligné. L'Islande a donc dû demander et négocier, dans le cadre des conférences des Parties à la Convention, l'obtention d'un traitement spécifique sous le Protocole. N'étant pas membre de l'Union européenne, elle n'était en effet pas susceptible de bénéficier d'un partage du fardeau au sein de cette entité au moment des négociations de Kyoto, à la différence d'autres pays de l'Union européenne à 15. Il apparaît ainsi que, pour la N.-C., il conviendrait donc sans doute, tout comme pour

l'Islande, de distinguer les activités industrielles, fortement intensives en GES ou en carbone[8] mais dont les produits sont destinés à l'exportation, des autres activités du territoire. Cela aussi bien pour des approches volontaires, donc en dehors du cadre des engagements internationaux sous les Nations unies, que pour les communications nationales et autres engagements dans le cadre des Nations unies.

2.1. Historique et contexte des négociations

Dans ce bref historique des négociations, développé plus particulièrement à l'intention des nouveaux négociateurs, nous insistons sur le contexte dans lequel les accords ont été élaborés[9]. Cela permettra de mieux comprendre la manière dont la N.-C. pourrait se situer, en tenant compte à la fois des menaces sur le climat et de son avenir économique.

2.1.1. Le rapport du Giec de 1990 et la mise en chantier de la Convention sur le climat[10]

Cela a déjà été mentionné dans le chapitre 3 les concentrations de ces GES dans l'atmosphère sont passées de 280 ppm, au début de la révolution industrielle, à près de 400 ppm aujourd'hui.

Le premier rapport du Giec de 1990[11], a conclu que les émissions de GES d'origine anthropique pouvaient modifier l'évolution du climat. Il a alerté le monde sur la nécessité de limiter ces émissions afin d'éviter des changements climatiques susceptibles de mettre en danger les écosystèmes, la production alimentaire et le développement durable.

On pensait alors qu'au cours du XXI^e^ siècle, la température moyenne du globe pourrait augmenter de 2 à 6 °C, que le niveau de la mer pourrait augmenter de 40 à 80 cm, et que la répartition des précipitations pourrait fortement se modifier ; que les zones arides et semi arides pourraient devenir encore plus arides, et que certains pays à haute latitude (comme la Suède et la Norvège) auraient à s'adapter à des précipitations plus importantes. Notons que les incertitudes quant aux changements à venir sont dues non seulement à l'insuffisance des modèles climatiques, mais également à notre incapacité de prévoir jusqu'à quel point, et à quelle vitesse, les pays réduiront leurs émissions de GES d'origine anthropique aux cours du XXI^e^ siècle.

---

[8] L'intensité en GES est déterminée par le niveau des émissions de GES par tonne de produit (de blé, de lait, de viande, d'acier, de nickel, etc.) exprimé en tonne d'équivalent CO_2. Pour simplifier ou par abus de langage, on parle souvent d'intensité carbone. Dans la pratique cela entraîne malheureusement très souvent des confusions. C'est pourquoi nous rappelons la nécessité de toujours préciser les unités employées, car à une tonne de carbone correspond, après oxydation du carbone et génération de l'énergie, une émissions de 3,67 t de CO_2.

[9] On peut également recommander à ces nouveaux négociateurs de lire avec attention les diverses notes de cette partie.

[10] Pour obtenir un aperçu rapide sur l'histoire de la mise en place de l'architecture pour lutter contre les changements climatiques au niveau mondial, on pourra consulter l'article « Effet de serre et politiques de luttes contre le changement climatique » d'A. Riedacker dans la revue *Mondes en développement*, vol 31 – 2003/1 n° 121 p. 47 à 70. L'ouvrage de F. Durand donne un autre éclairage plus complet, mais pas sur les négociations : *Le Réchauffement climatique en débat*, collection Ellipse, 2007, (187 p.). Enfin pour les marchés du carbone on pourra consulter utilement le livre de C. de Perthuis *: Et pour quelques degrés de plus… Nos choix économiques face aux risques climatiques*, édité par Pearson (306 p.) Il est bien documenté, d'accès facile. L'historique relatif à l'émergence du marché de carbone en Europe n'est cependant pas tout à fait exact. Il faut souligner que les négociateurs n'ont en général relaté que très ponctuellement des détails sur les jeux des acteurs au sein de ces négociations. On peut également, pour une information plus générale, lire le rapport de J. Le Déaut et de N. Kociusko-Morizet à la présidence de l'Assemblée nationale, (2006).

[11] Le Giec a seulement pour vocation de faire régulièrement le point pour les décideurs sur l'état des connaissances relatives au changement climatique, et non pas de négocier des réductions ou des limitations d'émissions (cf. chapitre 3).

« Aucun pays du monde, déclara alors Mostafa Tolba, Secrétaire général du programme des Nations unies pour l'Environnement, *ne peut protéger son propre morceau de ciel, ni réduire les émissions de gaz à effet de serre sur son territoire uniquement. Nous avons besoin d'un véritable partenariat mondial »*. Suite à ce premier rapport du Giec, les Nations unies décidèrent donc de mettre en chantier, dès le début de 1991, la CCUNCC (ou UNFCCC en anglais). Celle-ci fut finalisée en mai 1992, puis soumise à la signature des gouvernements dès juin 1992. L'accord des gouvernements n'est cependant pas suffisant. Les accords internationaux doivent en effet ensuite être ratifiés par les parlements ou organismes similaires habilités à engager leur pays dans des accords internationaux. La Convention n'entra donc en vigueur qu'en 1994, lorsque le nombre suffisant de parlements des pays l'eurent *ratifiée*.

Comme l'indique son nom, cette Convention donnait un cadre ; elle fixait un certain nombre de principes (article 3) comme celui de la *« responsabilité commune mais différentiée des pays »* (article 3.1) et d'agir suivant les capacités *« respectives »* des pays. *« Il appartient, en conséquence, aux pays développés Partie* (de cette Convention) *d'être à l'avant-garde de la lutte contre le changement climatique »*.

Cela a conduit à des obligations différentes selon la richesse des pays. Les pays figurant à l'annexe 1 de la Convention (les pays industrialisés) doivent, d'une part, fournir plus fréquemment l'inventaire de leur émissions de GES[12] et des communications nationales pour préciser les actions qu'ils mènent pour réduire ces émissions. Ils ont, d'autre part, des obligations en direction des pays en développement (dits non annexe 1 car ne figurant pas sur cette annexe des pays industrialisés) ; des obligations financières et la promotion des transferts de technologie pour lutter contre le changement climatique ou s'y adapter.

Au sein *des pays en développement*, on distingua différentes catégories de pays en fonction, d'une part, de leur vulnérabilité au changement climatique et, d'autre part, de leur vulnérabilité aux mesures de ripostes (c'est-à-dire à la réduction des consommations de combustibles fossiles) pour limiter les changements climatiques (article 4.7). Une attention particulière doit être accordée aux pays les moins avancés (article 4.8).

Cette Convention cadre ne fixait toutefois pas d'objectifs contraignants de réductions quantitatives des émissions de GES. Tous les pays appartenant aux Nations unies, sauf ceux en guerre comme la Somalie, purent donc la ratifier, et la ratifièrent.

2.1.2. De la mise en chantier du protocole de Kyoto à son entrée en vigueur en 2005

Conscients de l'insuffisance des objectifs et de l'absence de contraintes, les pays Parties à la Convention mirent ensuite en chantier le protocole de Kyoto sur la base du mandat de Berlin (1995). Ce dernier précisait que seuls les pays développés devaient, dans une première période, prendre des engagements de réductions quantifiées. Il convenait d'aboutir autour de 2010 (d'où la période 2008-2012), à des émissions inférieures au niveau de 1990. Les accords sur ce Protocole, appelé protocole de Kyoto, furent obtenus sur ces bases en décembre 1997.

Avant de ratifier ce Protocole les pays de l'annexe 1 – c'est-à-dire les pays industrialisés – devant réduire leurs émissions voulaient savoir suivant quelles modalités il convenait de le faire pour respecter les engagements souscrits. Or, ce Protocole ne fixait pas les modalités précises d'application. De nombreux points n'y étaient pas précisés. D'où les

[12] En dehors des émissions de GES considérées par ailleurs sous le protocole de Montréal, comme les CFC à cause de leur très grande nocivité pour la couche d'ozone.

longues négociations qui débouchèrent seulement en 2001, avec les accords de Bonn et de Marrakech.

L'Union européenne, le Japon et presque tous les pays industrialisés figurant à l'annexe 1 de la Convention le ratifièrent alors. En revanche, le gouvernement des États-Unis qui l'avait signé ne le ratifia pas. Le Congrès s'y opposait tant que les pays en développement rapide comme la Chine, l'Inde et le Brésil, susceptibles de concurrencer l'économie américaine, ne prendraient pas également des engagements de réduction de leurs émissions. Ce qui était manifestement en contradiction avec le mandat de Berlin sur la base duquel le Protocole avait été élaboré. Il fallut donc attendre que la Russie le ratifie pour que ce Protocole puisse enfin entrer en vigueur, le 16 février 2005.

L'Australie, comme très souvent dans les négociations internationales sur le climat, suivit les États-Unis. Mais elle décida ensuite, en 2007, de revenir sur sa décision.

La N.-C. ne figure actuellement pas dans le périmètre territorial ayant à prendre des engagements sous le protocole de Kyoto. Mais, compte tenu du revenu par habitant des Néo-Calédoniens, intermédiaire entre celui des Néo-Zélandais et des Australiens, supérieur à celui Polonais[13], c'est-à-dire de pays figurant à l'annexe 1 de la Convention, les obligations de ce territoire sous le Protocole devraient être du même type que ceux des autres pays industrialisés figurant à l'annexe B du Protocole.

2.1.3. La période post 2012, les nouveaux constats du Giec et la déclaration du G8 à Hokkaido, en 2008

Entre-temps les travaux des scientifiques permirent de mieux cerner la question climatique. Les rapports du Giec de 2001 et de 2007 confirmèrent les craintes antérieures. La certitude que le changement climatique déjà observé et à venir est principalement d'origine anthropique est maintenant plus grande qu'en 1990.

D'après des travaux récents, présentés à Copenhague en mars 2009, le niveau moyen des mers pourrait même, avec le rythme actuel des émissions, s'élever d'un mètre d'ici à 2100 (Ramstorf, 2009). Cette élévation est supérieure à celle prévue dans le quatrième rapport du Giec qui n'a analysé que les publications parues avant 2006. Au-delà de l'an 2100, cette élévation se poursuivrait. C'est un point que l'on n'avait pas souligné fortement avant le troisième rapport du Giec de 2001. Ces nouveaux résultats ne diminueront pas l'inquiétude des petites îles et des pays ayant d'importantes productions agricoles le long de zones côtières ou dans les deltas.

Les scientifiques estiment maintenant que pour stabiliser le climat et éviter toute dérive incontrôlable il faudrait, d'ici à 2050, diviser les émissions mondiales actuelles par 2 (Giec 2007) ! En 2050, le climat serait alors plus chaud qu'actuellement d'environ 2 °C. En effet, même si l'on stoppait brutalement toutes les émissions anthropiques de GES, le réchauffement se poursuivrait encore pendant une trentaine d'années à cause de l'excédent de ces gaz déjà accumulé dans l'atmosphère. Mais, du moins espère-t-on, en divisant ces émissions par 2, pouvoir éviter des changements encore beaucoup plus importants et plus menaçants, qui sinon pourraient apparaître vers la fin de ce siècle et au XXII^{e} siècle !

C'est sur la base des résultats de recherche les plus récents analysés par le Giec que les chefs d'États, présents au sommet du G8, à Hokkaido en juillet 2008, ont adopté pour la communauté internationale l'objectif, non pas de stabilisation des émissions, mais de stabilisation du climat.

[13] 2025 Schéma d'aménagement et de Développement de la Nouvelle-Calédonie, (2009), p. 113.

Ce qui implique, d'ici à 2050, une division par 2 des émissions mondiales, et entre 2012 et 2020, des réductions d'émissions bien plus fortes que celles envisagées précédemment sous le protocole de Kyoto. Ces engagements seraient à prendre en décembre 2009 ou/et après, toujours dans le cadre de la Convention cadre sur le changement climatique, soit avec un protocole de Kyoto amendé, soit sous un nouveau Protocole (de Copenhague ?) qui pourraient reprendre une grande partie des obligations et modalités d'application du protocole de Kyoto.

Depuis 2009, le président des États-Unis montre une nouvelle volonté de reprendre la place qui revient à son pays, dans la période post 2012, dans cette lutte contre le changement climatique. L'issue dépendra de la position finale du congrès de États-Unis. Il y aura des discussions sur le niveau des réductions d'émissions à réaliser d'ici à 2020, sur l'année de référence pour déterminer ces réductions (1990, 2000 ou 2005). Dans quelle mesure et suivant quelles bases des pays comme la Chine le Brésil et l'Inde accepteront-ils de prendre des engagements de limitations de leurs émissions ?

Yvo de Boer, Secrétaire de la Convention des Nations unies avait souligné, à Pozna'n, en décembre 2008, « *que l'accord de Copenhague en décembre 2009 ne serait pas détaillé. « L'essentiel*, estimait-il, *est d'avoir de la clarté sur les engagements* [de réduction des émissions de GES], *sur le financement et sur les institutions (…) pour qu'ensuite il n'y ait plus de négociations sur les points fondamentaux* ». Il pourrait donc y avoir ensuite, comme après le protocole de Kyoto, des négociations sur les détails, en quelques sortes sur les modalités d'applications. D'aucuns pensent même qu'un accord ne pourrait intervenir qu'après 2009.

Principales dates relatives aux actions concernant le changement climatique

1979. Première conférence mondiale sur le climat à Genève et deuxième choc pétrolier.

1985 et 1987. Réunion à Villach en Autriche, organisée par le PNUE (Programme des Nations unies sur l'environnement), l'OMM (Organisation mondiale de la météorologie) et l'ICSU (Conseil international pour la science), recommandant notamment de développer des recherches sur l'effet de serre.

1988. Décision de mise en place du Giec (Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat) sous l'égide des Nations unies, et en particulier de l'OMM et du PNUE.

1990. Remise du premier rapport du Giec alertant le monde sur les risques climatiques résultant des émissions de GES d'origine anthropique. L'assemblée générale des Nations unies décide alors de la mise en place du Comité intergouvernemental de négociation (CIN) pour l'élaboration d'une Convention cadre sur le changement climatique.

1991. En janvier, mise en place du CIN.

1992. En mai, approbation par les délégués des gouvernements de la Convention cadre sur le changement climatique. En juin, présentation de celle-ci à la Conférence des Nations unies sur le développement et l'environnement se tenant à Rio.

1994. Le 21 mars, entrée en vigueur de cette Convention, après ratification par les parlements d'un nombre suffisant d'États membres des Nations unies.

1995. Première conférence, à Berlin, des parties (CdP) à la Convention. Adoption du mandat de Berlin pour la mise en chantier d'un protocole avec des réductions d'émissions contraignantes.

1997. 3e CdP aboutissant au protocole de Kyoto, le 11 décembre 1997.

1998. 4e CdP : Plan d'action de Buenos-Aires prévoyant d'aboutir à la mise en place de règles

d'application du Protocole.

2000. En mai, rapport spécial du Giec sur « L'utilisation des terres, les changements d'utilisation des terres et les forêts » répondant à la commande des négociateurs des pays des Nations unies (article 3.4 du Protocole), 6e CdP à la Haye en novembre : échec des négociations sur les règles d'application du Protocole.

2001. 7e CdP : Accords de Bonn, en juin, et de Marrakech, en novembre, relatifs aux règles d'application du Protocole.

Troisième rapport du Giec indiquant que pour stabiliser le climat il faudrait diviser les émissions mondiales de GES par 2 d'ici à 2050.

2005. Entrée en vigueur du Protocole après ratification par les parlements d'un nombre suffisant d'États membres des Nations unies.

CdP de Montréal précisant encore des règles d'application du Protocole pour la première période d'engagement (2008-2012) et début des négociations pour la période post 2012. Revirement des petits États insulaires quant à la prise en compte des boisements et des déboisements.

2006. CdP de Nairobi.

2007. Quatrième rapport du Giec confirmant la nécessité, déjà apparue dans le 3e rapport de 2001, de réduire très fortement les émissions de GES pour stabiliser le climat et éviter des évolutions incontrôlables. CdP de Bali et Plan d'action de Bali.

2008. Le G8 réuni à Hokkaido adopte l'objectif de division par 2, d'ici à 2050, des émissions mondiales de GES. CdP de Pozna'n, en Pologne. L'Union européenne s'engage à réduire ses émissions de GES de 20 % par rapport à 1990 et jusqu'à 30 % en cas d'accord international.

2009. CdP de Copenhague en décembre, au cours de laquelle on doit en principe finaliser les engagements de limitations et de réductions des émissions des pays des Nations unies pour la période 2012-2020.

2.1.4. Les négociations

Les séances de négociations relatives à la Convention commencèrent début 1991, puis aboutirent à la version finale en mai 1992 à New York, après quatre réunions d'une quinzaine de jours chacune. Il faut en effet souligner que tant que l'ensemble des accords négociés n'est pas accepté, rien n'est accepté, pas même les textes qui ont fait l'objet d'accords détaillés dans les groupes de contacts ou en séances plénières. Il faut donc parvenir à un accord équilibré sur *tous* les points et acceptable par *toutes* les Parties.

Comme tous les accords au sein des Nations unies, ceux-ci sont obtenus par consensus. Il devient ensuite assez difficile de renégocier les accords, même si parfois cela peut se justifier. C'est pourquoi il faut être présent, non seulement aux séances de négociations officielles, mais aussi dans les groupes de contact des négociations où s'élaborent les différentes propositions sur la base des différents intérêts des divers groupes de pays. Ce sont ces groupes de pays qui négocient au préalable des positions communes qu'ils défendent ensuite, en désignant un porte-parole pour les groupes de contact où s'élaborent les textes. Il faut aussi noter qu'il est impossible pour une petite délégation d'un pays d'être présent sur tous les sujets. Même pour les grandes délégations, les discussions peuvent parfois être difficiles à mener de front. En cas de consensus au sein d'un groupe de contacts les propositions sont soumises aux séances plénières. Un pays peut alors revenir éventuellement sur les consensus obtenus. Mais c'est toujours délicat, car à ce stade on remet en cause le travail du groupe de négociations, alors qu'il aurait fallu le faire en amont.

L'ouvrage *Au nom de ma délégation*, même s'il date un peu et s'adresse plutôt aux négociateurs des pays en développement, peut être fort utile pour des négociateurs débutants des pays industrialisés[14].

Les ministres chargés de l'Environnement – mais parfois aussi d'autres ministres, notamment ceux chargés de l'Économie ou des Affaires globales (dans le cas des États-Unis) – des pays Parties à la Convention ou au Protocole prennent en général le relais des négociateurs à la fin des Conférences des Parties (les CdP ou COP en anglais). Ces dernières se tiennent en général en fin d'année[15]. C'est seulement en cas de litiges que les propositions des groupes de contacts – avec des parties de texte entre crochets, car n'ayant pas fait l'objet de consensus – sont ensuite soumises en séance plénière, puis éventuellement transmises au segment ministériel.

Toutes ces négociations ont lieu en anglais. Le processus peut paraître assez laborieux, mais reste incontournable.

Si les Nations unies ne reconnaissent que les États, ceux-ci peuvent, en revanche, composer leur délégation comme ils l'entendent. Le Canada mentionne souvent les peuples indigènes, mais ces derniers ne participent pas formellement en tant que tels aux négociations. Ils sont parfois présents dans des présentations parallèles, non officielles (*side event* dans le jargon international), pour y présenter les résultats de leurs travaux, ou leurs points de vue, tout comme les ONG nationales ou internationales accréditées, ou les organismes universitaires ou de recherches[16].

La francophonie organise régulièrement des sessions d'information et publie le bulletin Objectif Terres relatant l'évolution des négociations (http://www.iepf.org/).

Les groupes de négociation

Tous les accords doivent être pris par consensus. Il n'y a en général pas de vote formel. La complexité des négociations a conduit à réunir des groupes de pays ayant des intérêts et de visions communes. Ces groupes se sont mis en place dès la mise en chantier de la Convention cadre sur le changement climatique, en février 1991. Pour les ateliers de discussions, comme pour les groupes techniques de négociations, ce sont ces entités qui désignent leurs représentants. C'est pourquoi les États ont constitué des groupes de négociation.

[14] Joyetaa Gupta (2001) *Au nom de ma délégation* Guide de survie des négociateurs des pays en développement sur le climat, Préface de l'ambassadeur Raul Estrada Oyuela, 102 p., édité par Climate Knowledge Network (www.cckn.net), Version en français édité par Enda www.enda.sn J. Gupta de l'Institute for Environmental Studies d'Amsterdam.

[15] Les séances de négociations ont lieu deux fois par an, en général au printemps à Bonn, et en fin d'année dans le pays accueillant la CdP. L'IEPF organise également, avant ces réunions internationales, des réunions d'information pour les négociateurs des pays francophones. Mais comme les intérêts des pays au sein de cet ensemble sont très divergents, on ne peut évidemment pas y négocier des positions communes. Les informations échangées sont néanmoins forts utiles. On pourra également consulter « Objectif Terre » l'organe des pays francophones, qui résume, en français, les décisions prises lors des négociations.

[16] Pour la N.-C., une ONG pour le climat ou encore l'Université pourraient demander une accréditation au sein des Nations unies. Cette ONG pourrait aussi s'associer à d'autres ONG internationales. Cette accréditation ne donne cependant pas le droit de négocier, mais seulement d'être observateur dans les réunions ouvertes.

On y distingue, comme toujours aux Nations unies, le groupe du G77 et de la Chine et le groupe des pays industrialisés. Mais ces deux grands groupes se sont subdivisés compte tenu de leurs intérêts et visions divergents. Le groupe des petits États insulaires en voie de développement (PEID ou Aosis) occupe dans ce cadre une place plus importante que dans les autres instances internationales.

Les groupes de négociations des pays figurant à l'annexe 1

Le groupe de l'Union européenne à 15 au moment des négociations de Kyoto comprend maintenant 27 membres.

Le Jusscannz était composé initialement de l'Australie, du Canada, du Japon, de la Norvège, de la Nouvelle-Zélande et de la Suisse. L'Islande pouvait également assister aux réunions de ce groupe. Il s'est par la suite subdivisé en groupe « Parapluie » ou *Umbrella* (États-Unis, Canada, Australie, Nouvelle-Zélande, Japon, Islande, Ukraine, Fédération de Russie…) et en groupe de l'Intégrité environnementale (Suisse, Corée du Sud et quelques autres pays). De nouvelles coalitions peuvent se former.

Le Canada, adhérent au protocole de Kyoto, et les États-Unis actuellement non adhérents, eurent donc des intérêts quelque peu divergents pour la première période d'engagements. Mais il est probable que leurs intérêts se rapprocheront de nouveau.

La création d'un groupe d'îles des pays développés fortement émetteurs de GES (Islande, etc.) pourrait sans doute être imaginée le moment venu.

Les groupes de négociations des pays ne figurant pas à l'annexe 1 : le G77 et la Chine

Le G77 et la Chine comprend l'ensemble des pays en développement, c'est-à-dire non pas 77 pays en développement et la Chine, mais quelque 140 pays.

Au sein de cet ensemble on trouve des groupes ayant des intérêts divergents et même parfois totalement opposés :

– le groupe des pays de l'Opep et celui des PEID (Petits États insulaire en développement) ;

– le Grulac qui comprend les pays de l'Amérique centrale et du Sud, à l'exception du Brésil et du Mexique ;

– le groupe des pays africains ;

– le groupe des PMA (Pays les moins avancés)[17] ;

– **le groupe des pays asiatiques**, etc.

Il y a aussi des groupes non officiels, comme celui des pays émergents (Chine, Inde, Brésil, parfois Afrique du Sud)

De nouvelles coalitions peuvent évidemment apparaître.

2.2. La convention cadre sur le changement climatique et les obligations des pays l'ayant ratifiée

Rappelons tout d'abord le but ultime de la Convention cadre des Nations unies sur le climat (article 2)

« L'objectif ultime de la présente Convention et de tous les instruments juridiques connexes que la conférence des Parties pourrait adopter est de stabiliser, conformément aux dispositions pertinentes de la Convention, les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique. Il conviendra d'atteindre ce niveau dans un délai suffisant pour que les

[17] Qui a été présidé pendant quelques temps par Tuvalu.

écosystèmes puissent s'adapter naturellement aux changements climatiques, que la production alimentaire ne soit pas menacée, et que le développement économique puisse se poursuivre de manière durable. »

Les pays Parties à la Convention cadre des Nations unies, notamment les pays industrialisés figurant à l'annexe 1, ont des obligations spécifiques découlant notamment des articles 3, 4, 5, 6, 11 et 12 de la Convention. Seules les plus importantes sont mentionnées ci-dessous.

On distingue deux grandes catégories de pays avec un sous-ensemble pour les pays en développement :

– les pays riches figurant à l'annexe 1 de la Convention (et en général à l'annexe B du protocole de Kyoto) ;

– les pays en développement (PED) ne figurant pas à l'annexe 1 qui ont des obligations plus souples ; ils doivent réaliser des communications nationales et des inventaires de leurs émissions, mais moins fréquemment que les pays de l'annexe 1[18]. Ces inventaires et communications nationales sont obligatoires pour les pays en développement souhaitant bénéficier du MDP (Mécanisme de développement propre) à condition qu'ils aient ratifié le Protocole de Kyoto[19] ;

– après la ratification de la Convention, il a été proposé et adopté par la conférence des parties que les pays en développement les moins avancés (PMA), au sens des Nations unies (car ayant un revenu par habitant inférieur à un certain niveau comme, par exemple, le Sénégal), pourraient se limiter à la réalisation d'un plan national d'adaptation au changement climatique (Pana). La plupart des PMA, un sous-ensemble des pays ne figurant pas à l'annexe 1, ont maintenant réalisé ces Pana, une condition indispensable, mais non suffisante, pour pouvoir bénéficier d'aides à l'adaptation aux changements climatiques ou de projets MDP (sous le mécanisme du développement propre) sous le protocole de Kyoto. Certains PMA ont cependant également réalisé des communications nationales.

Principales obligations des pays de l'annexe 1 sous la Convention

Inventaire national des émissions de GES (article 4a)

Ces inventaires par pays sont demandés aux pays de l'annexe 1 et aux PED. Ils doivent être réalisés selon les règles décrites dans les guides méthodologiques des inventaires du Giec (révision de 2006 http://www.ipcc.int) et suivant les formats décidés par la Convention (cf. notes du SBSTA – organe technique, sur les Inventaires http://www.unfccc.int/).

Ces émissions sont d'abord exprimées en poids pour chacun des gaz ; en gaz carbonique (CO_2), méthane (CH_4), protoxyde d'azote (N_2O), en gaz industriels (HFCs, PFCs, et SF_6). Ils sont ensuite convertis en équivalent CO_2 en tenant compte des potentiels de réchauffement global

[18] La Chine, l'Inde et le Brésil n'ont fourni, jusqu'à ce jour, qu'une communication nationale.

[19] Les pays industrialisés comme l'Islande et la France ne peuvent réaliser de projet MDP que dans un pays en développement satisfaisant à ses obligations sous le Protocole. En revanche, ils peuvent réaliser des projets MOC (de Mise en œuvre conjointe) dans un autre pays industrialisé de l'annexe B ayant ratifié le Protocole, suivant le même principe que les projets MDP. En son sein, chaque pays de l'annexe B est libre de décider des mécanismes de projets ou des politiques qu'il souhaite mettre en œuvre pour obtenir les réductions d'émissions auxquelles il s'est engagé.

(PRG) de chacun des gaz, pour un horizon de 100 ans, publiés par le Giec à la demande de l'UNFCCC[20].

Ces émissions sont ensuite ventilées suivant diverses catégories ; (1) l'énergie, (2) l'industrie, (3) les solvants, (4) l'agriculture, (5) les changements d'affectation des terres et la foresterie, (6) les déchets et (7) autres, le cas échéant.

Ces inventaires peuvent faire l'objet d'audits par les Nations unies, les équipes d'audits comprenant des experts de pays de l'annexe 1 et de pays ne figurant pas dans cette annexe. Les guides méthodologiques du Giec (révisions 2006) pour les inventaires des émissions donnent, par grandes zones, des facteurs d'émissions par défaut permettant de calculer les émissions à partir de différents recensements[21].

Le Giec recommande d'utiliser si possible des facteurs d'émissions améliorés, spécifiques à chaque pays ou à des sous-ensembles mieux définis, mais sous réserve de validation scientifique, notamment par des publications scientifiques. Ces inventaires servent à calculer les émissions et aussi les réductions d'émissions que devront réaliser les pays.

La catégorie 5, relative aux variations de stocks de carbone consécutives aux changements d'utilisation des terres et à la foresterie, a cependant un statut particulier, en raison des imprécisions des mesures[22].

À ce stade, les émissions résultant des consommations d'énergie fossile à partir des soutes internationales (*bunker fuel*) pour les transports internationaux aériens et maritimes, en sont également exclues.

Seules les émissions ayant lieu sur le territoire du pays considéré sont comptabilisées pour chaque pays. Les émissions des produits et services importés ou exportés ne sont actuellement pas prises en compte dans ces comptabilités.

Il est à noter aussi qu'il est demandé aux pays d'améliorer d'abord la précision des émissions de GES issues des sources de GES clefs, c'est-à-dire représentant un pourcentage significatif des émissions du pays. On ne cherchera donc pas à préciser davantage les mêmes types d'émissions dans chaque pays. Les priorités dans l'amélioration de la connaissance des émissions dépendent donc des pays et des périmètres considérés.

En France c'est le Citepa (http://www.citepa.org/) qui réalise ces inventaires pour le compte du ministère (et jadis de la MIES). Mais c'est le gouvernement – le ministère en charge de cette question, qui est responsable de la transmission des inventaires aux Nations unies, sous le format requis.

Ces inventaires, à mettre régulièrement à jour, figurent dans les communications nationales des pays.

Les Communications nationales (article 4.1b)

Les communications nationales doivent être établies périodiquement suivant les décisions et les formats retenus par les CdP. Ces formats peuvent évoluer[23]. Dans l'annexe 1 du présent

[20] Pour la première période d'engagement, il convient d'appliquer les PRG retenus en 1997 et non ceux, légèrement différents, proposés en 2001 dans le troisième rapport du Giec.

[21] Ainsi, pour le calcul des émissions de méthane par fermentation entérique des vaches et des déjections, on tient compte du climat et de la nourriture moyenne ingérée, de leur activité de traction, etc. Pour les émissions de protoxyde d'azote (N_2O) au champ on tient compte des apports d'azote minéral et organique. On tient également compte de la production de N_2O dans les usines produisant des nitrates, et de toutes les consommations d'énergie fossiles. Ces dernières ne figurent pas sous la rubrique agriculture, mais dans l'industrie. Pour la production de chaux et de ciment, on tient compte à la fois des émissions de CO_2 provenant des consommations d'énergie fossile et des émissions de CO_2 dans le procès, etc.

[22] Sous le protocole de Kyoto, pour la période 2008-2012, cette catégorie est par exemple généralement exclue du calcul des engagements chiffrés par pays.

[23] Cf. Eggleston *et al.* (2006) et Giec -IPCC (2006) pour les directives actuelles, approuvées en 2006 par la CCNUCC qui dérive des directives de 1996 révisées.

document figure la communication nationale de l'Islande. Ce qui permet de se faire une idée du type d'informations à fournir pour un petit pays figurant à l'annexe B.

Les communications nationales de la France sont disponibles sur le site http://www.effet-de-serre.gouv.fr./Enfin toutes les communications nationales transmises à l'UNFCCC figurent également sur le site des Nations unies (http://www.unfccc.int/).

Remarque : les pays en développement, comme la Chine, l'Inde, le Brésil et l'Afrique du Sud, ont également à réaliser des inventaires et des communications nationales, mais avec une fréquence moindre que pour les pays de l'annexe 1. Les pays les moins avancés, très peu émetteurs de GES par habitant, peuvent se contenter de réaliser des Programmes nationaux d'adaptation aux changements climatiques (Pana).

Communications diverses

Tout au long des négociations, il peut être demandé divers avis, diverses informations aux pays de l'annexe 1, et divers justificatifs d'actions, par exemple envers les pays non annexe 1 : sur les transferts de technologies (article 4.5 de la Convention), sur l'aide aux pays en développement les plus vulnérables (article 4.7 de la Convention) et aux pays les moins avancés (article 4.8 de la Convention), etc.

Autres engagements des pays de l'annexe 1

Les pays de l'annexe 1 remplissent en partie leurs obligations vis-à-vis des PED, *via* le Fonds mondial pour l'environnement (FEM) (http://www.gef.org/) ; financements pour des formations diverses pour des pays en développement, notamment pour la réalisation des inventaires, des communications nationales, des plans nationaux d'adaptation aux changements climatiques dans ces pays, etc.).

L'ensemble des 26 articles régissant la convention cadre sur le changement climatique peut être consultée sur le site de l'UNFCCC (http://www.unfccc.int/) ou dans la brochure de 30 pages publiée par le PNUE.

En résumé, les pays membres des Nations unies, inscrits à l'annexe 1 de la Convention, ayant ratifié cette dernière doivent se soumettre à diverses obligations dont les plus importantes sont les suivantes :

- la réalisation périodique des inventaires des émissions anthropiques de GES du pays, par leurs sources et *via* l'absorption par les « puits » de tous les GES non réglementés par le protocole de Montréal (article 4.1 a) ;
- la publication périodique, sous forme de « communication nationale », des programmes contenant les mesures adoptées par le pays pour atténuer les changements climatiques, c'est-à-dire pour réduire les émissions (*mitigation* en anglais), et pour s'adapter aux changements climatiques (article 4.1 b) (cf. annexe 1 à ce document) ;
- d'encourager et de soutenir la mise au point et la diffusion de technologies ou pratiques ou procédés qui permet de réduire ces émissions de GES (article 4.1 c) ;
- d'encourager la conservation et, le cas échéant, le renforcement des puits et réservoirs de tous lesGES (article 4.1 d), etc. ;
- de participer à l'aide et aux financements pour répondre aux besoins spécifiques des pays en développement ne figurant pas à l'annexe 1 (article 4.8), et en particulier aux PMA (article 4.9), etc.

Ils doivent aussi répondre aux nouvelles demandes, très diverses, qui peuvent apparaître tout au long des négociations ayant lieu continuellement, sur la base du texte de la Convention. Ces obligations sont décidées lors des rencontres des Parties. C'est pourquoi, il est important de participer aux négociations et que les négociateurs connaissent parfaitement bien tous les articles (et les interprétations possibles), de la Convention, du Protocole et des accords de Bonn et de Marrakech. Car il s'agit alors, pour chaque pays, d'obtenir les arrangements nécessaires en faisant éventuellement valoir sa situation particulière. Il y a en outre régulièrement des procédures de soumissions écrites par les Parties, en fonction des demandes des négociateurs de la Convention. Plusieurs pays peuvent répondre collectivement. C'est ainsi que l'Union européenne répond au nom des divers pays qui la composent et qui lui proposent des réponses écrites discutées ensuite pour aboutir à une proposition commune. L'UE répond parfois aussi au nom d'autres pays partageant les mêmes visions[24].

Les communications nationales, avec les inventaires des émissions nationales, sont disponibles sur le site de l'UNFCCC.

Actuellement la N.-C., partie à la Convention *via* la France, n'a besoin de fournir à l'UNFCCC ni d'inventaires spécifiques de ses émissions (celles-ci figurent dans la rubrique des émissions de la France, des TOM, des COM et de la N.-C., dans la communication de la France)[25] ni de communications nationales spécifiques.

C'est donc le gouvernement français qui reste responsable des éléments transmis ou à transmettre aux Nations unies.

3. Le protocole de Kyoto et les obligations des pays l'ayant ratifié

L'ensemble des 28 articles régissant le protocole de Kyoto pour la période 2008-2012 se trouve sur le site de l'UNFCCC ou dans la brochure de 37 pages publiée par le PNUE.

Pour les modalités d'applications, il faut en principe se référer aux différentes décisions adoptées par les Parties et adoptées en 2001 à Marrakech. La Mission interministérielle de l'effet de serre (MIES) en a fait un résumé de 59 pages que l'on pourra consulter pour approfondir ces questions (http://www.effet-de-serret.gouv.fr/).

3.1. L'intérêt du protocole de Kyoto et les lenteurs de sa ratification

Comme la Convention signée en 1992 n'imposait aucune réduction quantifiée des émissions, les « pays parties » à celle-ci décidèrent, dès leur première conférence en 1995, d'élaborer un Protocole. Le mandat de Berlin de 1995, adopté par *consensus* par tous les gouvernements de pays, y compris par celui des États-Unis, stipulait alors que pour une première période les pays en développement n'auraient pas à prendre d'engagements. Ces derniers attendaient que les pays industrialisés réalisent de réelles réductions d'émissions, d'où d'ailleurs l'article 3.2 du Protocole exigeant qu'en 2005 ces derniers fassent la preuve des progrès réalisés (cf. annexe 1 montrant comment l'Islande s'est acquittée de cette tâche).

[24] Cette procédure de consultation est légèrement différente de celle adoptée par le Giec pour les questions scientifiques. Dans ce dernier cas, ce sont les pays qui sont invités à faire directement leurs remarques aux groupes d'experts du Giec. Il faut bien distinguer ici les deux processus intergouvernementaux : celui du Giec concernant la science et celui des Nations unies sous la Convention et le Protocole prenant en compte les avis et visions des pays dont les intérêts sont souvent divergents.
[25] Cf. Chang *et al*. (2009).

Selon l'article 25 du protocole de Kyoto, il fallait, pour que ce Protocole puisse entrer en vigueur, la ratification d'au moins 55 pays parties à la Convention et que les émissions des pays signataires figurant à l'annexe 1 de celle-ci représentent au moins 55 % du volume total des émissions de dioxyde de carbone de l'ensemble des Parties visées à cette annexe B. En l'absence de la ratification par les États-Unis, ces modalités rendaient l'entrée en vigueur du Protocole extrêmement difficile. C'est en définitive seulement la ratification de la Russie qui permit de débloquer la situation et de franchir les seuils requis pour l'entrée en vigueur effective du Protocole en 2005. À défaut, il aurait fallut entamer de nouvelles négociations.

Ces détails montrent tous les efforts nécessaires à l'élaboration d'un accord international quand ceux-ci sont contraignants et concernent le développement économique, comme c'est le cas pour le protocole de Kyoto. Chaque gouvernement cherche alors à préserver ses intérêts.

3.2. Les engagements de réduction sous le protocole de Kyoto entre 1990 et 2010

Le partage du fardeau de la réduction des émissions de GES entre 1990 et 2010 retenu sous le protocole de Kyoto (6 gaz, issus des divers secteurs mentionnés dans l'annexe A de ce Protocole), au niveau mondial et au niveau de l'Europe, figure dans l'encadré ci-dessous. Notons qu'on a pris pour référence l'année 1990, car cela correspondait à la publication du premier rapport du Giec. Mais, à production industrielle constante, les émissions annuelles, notamment celles provenant du chauffage dans l'habitat, varient en fonction du climat de l'année. Pour 2010, on a donc été plus prudent. On a considéré la moyenne annuelle des émissions entre 2008 et 2012 d'où la période d'engagement 2008-2012, et non pas les émissions de l'année 2010.

Les engagements de réduction des émissions sous le protocole de Kyoto

entre 1990 et 2010

(2010 = moyenne des émissions annuelles entre 2008 et 2012)

Les pays industrialisés se sont engagés à réduire leurs émissions annuelles, en moyenne de 5,5 % par rapport à 1990.

Répartition mondiale

– -8 % pour l'Union européenne; -7 % pour les États-Unis ; -6 % pour le Japon, le Canada et la Pologne ;

– 0 % pour la Nouvelle-Zélande, la Fédération de Russie et l'Ukraine, etc. ;

– +1 % pour la Norvège ;

– +8 % pour l'Australie ; +10 % pour l'Islande[26].

Répartition des objectifs de réduction des émissions au sein de l'Union européenne

– -28 % pour l'Allemagne et le Danemark ;

– -13 % pour l'Autriche ; -12,5 % pour la Grande-Bretagne ; -7,5 % pour la Belgique ; -6,5 % pour l'Italie ; -6 % pour les Pays Bas ;

– 0% pour la France et la Finlande et +4 % pour la Suède ; +13 % pour l'Irlande; +15 % pour l'Espagne ; + 25 % pour la Grèce ; + 27 % pour le Portugal.

[26] Avec des conditions particulières précisées plus loin.

Il faut aussi noter que les pays de l'UE à 15 sont *solidairement* responsables, vis-à-vis des Nations unies, de la diminution globale de 8 % des émissions de l'UE par rapport à 1990 (articles 4.4 et 4.5 du Protocole).

Les pays entrés récemment dans l'Union européenne n'ont pas bénéficié du partage de ce fardeau. C'est ainsi que la Pologne doit réduire ses émissions de 6 % alors que le Portugal peut les augmenter de 27 %. L'Islande, qui ne fait pas partie de l'UE, a en outre eu droit à un traitement particulier détaillé plus loin.

Dans le cadre du protocole de Kyoto, l'ensemble des pays de l'annexe 1 devait s'acheminer vers des réductions d'émissions **par rapport à 1990**. Ces engagements furent toutefois modulés pour tenir compte des situations particulières des divers pays.

3.3. Comment furent déterminés les niveaux de limitation et de réduction des émissions des divers pays ?

Il n'y a pas de document officiel justifiant du partage du fardeau climatique. C'est le résultat des négociations. On peut néanmoins donner quelques explications :

• Comme la croissance démographique des États-Unis est plus forte que celle de l'Union européenne, une différence de réduction des émissions de 1 % entre ces deux entités peut se comprendre.

• Comme la Norvège utilisait beaucoup d'hydroélectricité, il était difficile d'y réduire les émissions dans le secteur de l'énergie. On l'autorisa donc à augmenter ses émissions de 1 %.

• L'Union européenne à 15 avait pris collectivement l'engagement de réduire les émissions de 8 % par rapport à 1990, mais avait également envisagé un partage du fardeau en son sein :

– ainsi la Suède, la Finlande et la France, dont la part d'énergie nucléaire et d'hydro-électricité dans les productions d'électricité est élevée, furent-elles, dans le cadre de l'Union européenne, autorisées à maintenir leurs émissions au niveau de 1990 ;

– les pays ayant récemment adhéré à l'Union européenne (le Portugal, l'Espagne, l'Irlande et la Grèce) furent en revanche autorisés à augmenter leurs émissions ;

– l'Allemagne s'engagea à réduire les émissions bien au delà de 8 %. Cet effort paraissait réaliste compte tenu des économies d'énergies réalisables notamment dans l'ex Allemagne de l'Est.

Rien n'interdit ensuite à chaque pays de décider de répartir les efforts de réduction des émissions comme il l'entend, pourvu que les actions soient compatibles avec les règles internationales ou européennes.

• L'Australie demanda, dès avant les négociations de Kyoto à ce que les émissions dues aux changements d'utilisations des terres et à la foresterie soient prises en compte, dans son cas, pour le calcul des engagements chiffrés. D'où l'article 3.7 du Protocole. C'était le seul pays de l'annexe 1 dont les émissions avaient augmenté depuis 1990, à cause des changements d'utilisation des terres (déboisements et défrichements divers, feux, etc.)

• Par contre la question n'avait pas été complètement mise sur la table en temps voulu pour l'Islande. Il fallut donc opérer des ajustements ultérieurement. Ce point sera détaillé plus loin.

Les réductions d'émissions demandées sous le protocole de Kyoto aux pays industrialisés étaient très faibles (-5 % en moyenne d'ici à 2012 par rapport à 1990). On se contenta donc de partir des inventaires des émissions de GES que les pays étaient obligés de fournir aux Nations unies, *mais sans tenir compte des émissions dues aux changements*

d'utilisation des terres et à la foresterie (sauf pour l'Australie comme mentionné plus haut). On pouvait ainsi, sur la base des inventaires fournis par les pays, réellement contrôler les engagements de réduction des émissions de GES que les pays s'étaient engagés à réaliser.

C'était évidement une cote mal taillée, mais acceptable pour la plupart des pays, moyennant quelques ajustements. Pour l'Islande il fallut en revanche une négociation spécifique.

Comment aurait-on concrètement pu faire autrement ? L'idéal aurait été de pouvoir déterminer précisément les émissions moyennes de GES par habitant pour chaque pays comme on a tenté de le faire avec la formule de « Kaya » utilisée pour les scénarios d'émissions du Giec, ou comme on pourrait le faire avec la formule « Kaya-Riedacker [27] » quand on prend également en compte les émissions résultant des changements d'utilisations des terres.

Formule de Kaya

Émissions totales de GES = Population * [PNB/habitant * consommation d'énergie fossile par unité de PNB * émission moyenne de GES par unité de produit fossile].

Formule de « Kaya-Riedacker »

Émissions totales de GES = Population * [PNB/habitant * consommation de produits fossiles par unité de PNB[28] * émission moyenne de GES par unité de produit fossile + Utilisation des terres par habitant * Efficacité territoriale des bioproductions * émission moyenne de GES par unité de bioproduit].

Il aurait fallu, dans ce cas, pouvoir déterminer, par pays, les émissions résultant des importations des produits et des services, et défalquer celles attribuables aux exportations[29] ? Mais l'on n'avait pas les données pour le faire précisément. Et en procédant ainsi, on n'aurait que difficilement pu contrôler les engagements des limitations ou des réductions des émissions dans les divers pays.

C'est d'ailleurs aussi ce manque de données qui complique la mise en place d'une taxe carbone à l'importation de produits, en provenance de pays n'ayant pas pris d'engagements (pays non annexe 1 et États-Unis), vers les pays de l'annexe B ayant pris des engagements de réduction de leurs émissions de GES.

L'approche visant à plafonner les émissions provenant des territoires de *chaque* pays était la seule possible et opérationnelle à court terme et la seule acceptable alors pour vérifier les engagements des pays.

On a également pensé retenir d'autres approches, comme l'instauration d'une taxe forte sur les consommations d'énergies fossiles ou l'augmentation de l'efficacité énergétique. Mais aucune de ces options n'aurait pu garantir l'obtention de réductions d'émissions demandées par rapport à 1990[30].

---

[27] Agromag. décembre 2008.

[28] À l'exception des énergies fossiles servant à la bioproduction, (donc à l'utilisation des terres), ainsi qu'aux conversions des phytomasses en bioproduits alimentaires et non alimentaires qui sont imputés à ces derniers.

[29] C'est pour cette raison que l'utilisation de l'empreinte écologique, exprimée en ha par habitant, est inappropriée quand elle ne tient pas compte des flux entrants et des flux sortants. Le conseil économique, social et environnemental de la France, dans son rapport sur les indicateurs de mai 2009, n'a d'ailleurs pas retenu l'empreinte écologique parmi les indicateurs pertinents (Rapport Le Clézio, 2009).

[30] Avec une voiture plus économe en carburant, on consommera moins de carburant par km et on émettra moins de CO_2. Mais on pourra parcourir des distances plus grandes avec la même quantité de carburant, et dans ce cas ne pas diminuer en fin de compte les émissions (effet rebond). La majorité des économistes préfère donc aujourd'hui l'approche *cap and trade* qui consiste à fixer un plafond pour les émissions par pays, puis à introduire des mécanismes de flexibilité, comme ceux instaurés sous le Protocole, afin de réduire les distorsions de traitements entre entreprises. (Lord Stern, 2009 ; de Perthuis, 2009). D'où la poursuite actuelle des

3.4. La solution Islandaise

Quelle solution a-t-on trouvé pour l'Islande ? Tout d'abord on a autorisé ce pays à augmenter ses émissions de 10 % par rapport à 1990. C'est le plus fort taux d'augmentation des émissions affiché pour les pays de l'annexe B quand on considère l'UE de manière globale[31]. Mais cela n'était pas suffisant. D'où la décision 14 CP.7 retenue dans les accords de Bonn et de Marrakech. Celle-ci a été spécialement élaborée pour résoudre le cas de l'Islande bien que le nom de ce pays n'y soit pas mentionné.

Cette décision (cf. encadré) définit – pour la première période d'engagement et pour des pays dont les émissions représentent moins de 0,05 % des émissions des pays industrialisés en 1990 et figurant à l'annexe 1 (§ 2a) – des projets industriels isolés ou des extensions d'activités industrielles entrées en service après 1990.

• Quand les émissions des activité industrielles isolées de ces pays dépassent 5 % du total des émissions de gaz carbonique du pays en 1990 (ce qui serait aussi le cas si la N.-C. figurait à l'annexe B), celles-ci doivent être présentées séparément et ne pas figurer dans le total national des émissions inventoriées de la Partie, dans la mesure où ces émissions conduiraient à un dépassement du niveau des émissions autorisées sous le protocole de Kyoto (plus de 10 % d'augmentation par rapport à 1990 dans le cas de l'Islande).
• Il faut également d'autres conditions :

- (§ 2b) que l'on utilise des énergies renouvelables pour réduire les émissions par unité de produits obtenus dans ces sites industriels (comme l'Islande utilise beaucoup d'énergie géothermique y compris pour la production d'électricité, on a évidemment insisté sur ce point).

- (§ 2c) que l'on recourt aux meilleures pratiques environnementales et aux meilleures technologies pour réduire les émissions des procès industriels.

Le paragraphe 5 demande également que tout pays recourant à cette décision rende compte, dans les soumissions des inventaires des émissions annuelles, des facteurs d'émissions utilisés dans le procès industriel, que l'on chiffre les réductions d'émissions qui seraient obtenues par l'application des points 2b et 2c et par l'utilisation des énergies renouvelables dans ces projets. Ces informations doivent ensuite être compilées par le secrétariat de la Convention pour permettre des comparaisons (§ 6).

Il faut enfin que les émissions concernant ces sites restent inférieures, en moyenne, durant la première période d'engagement, à 1,6 million de tonnes de CO_2 par an. *Ces émissions sont alors exclues du champ du marché de droits d'émissions, dont les modalités de fonctionnement sont définies par l'article 17 du Protocole*[32].

---

discussions pour fixer de nouveaux engagements de réduction par pays. Cela ne concerne pas les actions à mener par ailleurs dans chaque pays.

[31] Ce n'est plus vrai quand on entre dans le détail, compte tenu du partage du fardeau intra européen ; l'augmentation du niveau des émissions autorisé pour l'Espagne, le Portugal et la Grèce est en effet supérieure à celle autorisée pour l'Islande (cf. encadré).

[32] Mais que se serait-il passé si les émissions supplémentaire des projets isolés ou des extensions de projets avaient, en moyenne annuelle, dépassé 1,6 million de tonnes de CO_2 ? Aurait–on pu faire appel à des projets MDP sous l'article 12 du Protocole pour compenser les émissions dépassant ce seuil ? La décision 14/CP.7 reste muette sur cette possibilité.

Decision 14/CP.7
Impact of single projects on emissions in the commitment period

The Conference of the Parties, Recalling its decision 1/CP.3, paragraph 5 (d),

Recalling also, its decision 5/CP.6, containing the Bonn Agreements on the Implementation of the Buenos Aires Plan of Action,

Having considered the conclusions of the Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice at its resumed thirteenth session FCCC/SBSTA/2000/14,

Recognizing the importance of renewable energy in meeting the objective of the Convention,

1. *Decides* that, for the purpose of this decision, a single project is defined as an industrial process facility at a single site that has come into operation since 1990 or an expansion of an industrial process facility at a single site in operation in 1990;

2. *Decides* that, for the first commitment period, industrial process carbon dioxide emissions from a single project which adds in any one year of that period more than 5 per cent to the total carbon dioxide emissions in 1990 of a Party listed in Annex B to the Protocol shall be reported separately and shall not be included in national totals to the extent that it would cause the Party to exceed its assigned amount, provided that:
   (a) The total carbon dioxide emissions of the Party were less than 0.05 per cent of the total carbon dioxide emissions of Annex I Parties in 1990 calculated in accordance with the table contained in the annex to document FCCC/CP/1997/7/Add.1;
   (b) Renewable energy is used, resulting in a reduction in greenhouse gas emissions per unit of production;
   (c) Best environmental practice is followed and best available technology is used to minimize process emissions;

3. *Decides* that the total industrial process carbon dioxide emissions reported separately by a Party in accordance with paragraph 2 above shall not exceed 1.6 million tons carbon dioxide annually on the average during the first commitment period and cannot be transferred by that Party or acquired by another Party under Articles 6 and 17of the Kyoto Protocol;

4. *Requests* any Party that intends to avail itself of the provisions of this decision to notify the Conference of the Parties, prior to its eighth session, of its intention;

5. *Requests* any Party with projects which meet the requirements specified above, to report emission factors, total process emissions from these projects, and an estimate of the emission savings resulting from the use of renewable energy in these projects in their annual inventory submissions;

6. *Requests* the secretariat to compile the information submitted by Parties in accordance with paragraph 5 above, to provide comparisons with relevant emission factors reported by other Parties, and to report this information to the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol.

3.5. Comment les pays peuvent-ils s'organiser pour respecter les limitations ou les réductions d'émissions auxquels ils se sont engagés sous le protocole de Kyoto ?

Le respect des engagements sous le protocole de Kyoto se situe au niveau des États et non pas au niveau des acteurs de chaque pays. C'est ensuite aux États de décider des politiques à mettre en place. Dans ce cadre, ceux-ci peuvent décider des politiques et mesures spécifiques (taxes, subventions, avantages fiscaux divers, règlements, etc.) pouvant conduire aux respect des engagements pris, à condition que cela ne s'oppose pas aux règlements internationaux en vigueur ; notamment à ceux agréés dans le cadre de l'OMC, ou pour les pays de l'Union européenne, à ceux de l'Union européenne.

Ils peuvent adopter diverses politiques et mesures, notamment pour les activités diffuses (petites industries, habitat, transport, agriculture, forêts, déchets, etc.) :

– des règlementations ;

– des subventions ;

– des taxes diverses que l'on appelle parfois aussi « taxes carbone domestiques »[33], etc.

La création de nouvelles taxes est toujours impopulaire. C'est le cas pour les « taxes carbone domestiques ». Sauf quand celles-ci sont, finalement et réellement, fiscalement neutres et lorsqu'on arrive à expliquer correctement l'intérêt de leur mise en œuvre au grand public[34]. Très récemment un parti ayant fait campagne dans ce sens vient de gagner les élections dans l'État de Vancouver au Canada.

À cela se rajoute, d'une part, la possibilité de prendre en compte, *de manière facultative pour la première période d'engagement*, l'article 3.4 du Protocole relatif à des comptabilités spécifiques des variations de stocks de carbone, c'est-à-dire dans l'espace rural (forêts, prairies, etc.). Nous revenons plus loin sur cet article.

Ce dispositif est complété, d'autre part, par la possibilité d'utiliser les trois mécanismes de flexibilité retenus sous le protocole de Kyoto :

– la mise en place d'un marché des droits d'émissions ;

– la réalisation de projets MDP dans les pays en développement, dans le cadre du mécanisme de développement propre (article 12 du Protocole) ;

– la mise en œuvre conjointe (MOC) de projets dans des pays de l'annexe 1 ayant ratifié le Protocole (article 6 du Protocole).

Nous n'insistons pas ici sur les politiques et mesures qui peuvent être prises par chaque pays. Celles-ci dépendent des « circonstances nationales ». L'Union européenne a beaucoup insisté sur ces politiques indiquées dans l'article 2 du protocole de Kyoto. Mais même pour le Mécanisme de développement propre, dont il est indiqué dans l'article 12 qu'il devait servir à promouvoir le développement durable dans les pays en développement, il a été impossible de se mettre d'accord au niveau international sur des critères à remplir. C'est chaque pays qui définit ce qu'il entend par « développement durable ». C'est donc principalement la limitation et la réduction des émissions de GES qui a retenu l'attention des pays et des négociateurs.

[33] Qui sont différentes des « taxe carbone à l'importation, ou aux frontières » d'importations vers des pays de l'annexe B (ayant pris des engagements de réduction de leurs émissions) de produits (services ?) en provenance des pays n'ayant pas pris de tels engagements (Pays en développement, États-Unis…).

[34] Comme en Suède où, dès 1991, le gouvernement a instauré une taxe carbone, mais seulement sur le fioul domestique destiné au chauffage, notamment pour sauver sa filière bois énergie, au moment où les bas prix du pétrole la mettaient en péril. Celles-ci non seulement sauva cette activité, mais conduisit également à l'abaissement du prix du bois énergie livré aux chaufferies, car les industriels avaient alors plus de visibilité et de garantie pour des marchés à venir ! Elle permit également de réduire le poids du pétrole dans les importations. Dans d'autres pays, ne s'étant pas dotés de ce type de politique, à la fois vertueuse pour l'environnement et protectionniste, les entreprises spécialisées dans les filières bois énergie qui avaient émergé après les chocs pétroliers de 1986, durent bien souvent, soit se reconvertir dans d'autres secteurs (comme la gestion des déchets), ou disparaître. La reconstruction de filières prit alors beaucoup de retard.

Nous évoquons donc maintenant les modalités de prise en compte des variations de stocks de carbone dans l'espace rural et les instruments économiques de flexibilité, appelés « mécanismes de Kyoto ».

3.6 La prise en compte des forêts et des changements d'utilisation des terres sous le Protocole : les articles 3.3 et 3.4

L'Union européenne et le groupe de pays des petites îles (Aosis) étaient fortement opposés, à la prise en compte des « puits » (augmentations des stocks de carbone dans la végétation), du moins pour la première période d'engagement (2008-2012). Cela, en principe à cause du risque de non pérennité de ces stocks (tempêtes, attaques parasitaires, incendies, etc.). Mais le Japon, les États-Unis, le Canada, etc. ainsi que les pays producteurs de pétrole voulaient qu'on prenne en compte toutes les émissions et réductions d'émissions, donc aussi celles attribuables à la gestion des forêts et aux changements d'affectations des terres dans les pays industrialisés (défrichement de forêt ou de prairies pour mise en culture, boisement de terres agricoles, etc.). Cette question fut à l'origine des désaccords entre l'UE et les Pays de l'Ombrelle (États-Unis, Canada, Japon, etc.)

D'où les deux articles suivants, 3.3 et 3.4, avec une rédaction particulièrement ambiguë de l'article 3.4, sans laquelle l'accord de Kyoto n'aurait jamais pu être obtenu. Dans la pratique les comptabilités retenues pour la prise en compte de l'article 3.4 sous le protocole de Kyoto (mentionné ci-dessous) sont très compliquées et parfois dissuasives.

Article 3.3

« Les variations nettes des émissions de gaz à effet de serre par les sources et l'absorption par les puits résultant de l'activité humaine directement liées au changement d'affectation des terres et à la foresterie et limitées au boisement, au reboisement et au déboisement depuis 1990, variations qui correspondent à des variations vérifiables des stocks de carbone au cours de chaque période d'engagement, sont utilisées par les parties visées à l'annexe 1 (pays industrialisés), pour remplir leurs engagements (de limitation et de réduction des émissions de gaz à effet de serre) prévus au présent article (3). Les émissions des gaz à effet de serre par les sources et l'absorption par les puits associées à ces activités sont notifiées de manière transparente et vérifiable et examinées conformément aux articles 7 et 8. »

Pour les négociateurs de pays forestiers, le reboisement concerne la régénération des peuplements après une coupe. Alors que sous cet article 3.3 on ne considère que les boisements et (re)boisements de terres qui n'étaient pas considérées comme boisées ou forestières en 1990 au sens du protocole de Kyoto[35]. L'interprétation de cet article a longtemps prêté à confusion.

On notera aussi l'insistance sur les activités humaines « directes ». Les résultats de politiques agricoles conduisant à des reboisements spontanés ne peuvent donc pas être pris en compte sous cet article. Cela signifie que les augmentations des stocks de carbone sur d'anciennes terres agricoles, par suite de l'abandon des cultures, mais sans reboisements classiques, ne peuvent pas être pris en considération sous cet article, mais seulement sous l'article 3.4 (option forêts) présenté plus loin.

[35] Au sens du Protocole, les peuplements d'arbres fruitiers, les palmeraies, mais aussi les terrains revégétalisés dont le couvert forestier peut dépasser, à l'âge adulte, 30 % et les arbres une hauteur de 3 à 5 m (comme dans le cas des terrains miniers), sont considérés comme des forêts (cf. « Les émissions et les réductions d'émissions de GES en Nouvelle-Calédonie »).

On comptabilise par ailleurs les diminutions de stocks de carbone (« débits »), entre 2008 et 2012, résultant des déboisements d'origine humaine directe pour la mise en culture ou en prairie de forêts, ou à d'autres fins comme l'exploitation minière. C'est-à-dire seulement les actions suivies d'un changement d'affectation des terres.

Dans les boisements ayant lieu après 1990, on doit comptabiliser les augmentations et les diminutions (par exemple, par exploitation forestière) des stocks de carbone entre 2008 et 2012.

La prise en compte de cet article 3.3 est obligatoire dès la première période d'engagement. Celle de l'article 3.4 est en revanche facultative jusqu'en 2012.

Les modalités de mesures de ces variations de stocks ont été précisées précédemment. L'Union européenne a longtemps bataillé pour que, faute de mieux, seul cet article 3.3 soit retenu. Sous cet article certains pays forestiers (comme la France et la Finlande), dont les stocks de carbone en forêt augmentaient, risquaient cependant d'avoir un débit difficilement acceptable.

Article 3.4

« Avant la première session de la conférence parties (…), chacune des parties visées à l'annexe 1 fournit à l'Organe subsidiaire du conseil scientifique et technologique, pour examen, des données permettant de déterminer le niveau de ses stocks de carbone en 1990 et de procéder à une estimation des variations des stocks de carbone au cours des années suivantes. À sa première sessions, ou dès que possible par la suite, la Conférence des Parties (…) arrête les modalités, règles et lignes directrices à appliquer pour décider quelles activités anthropiques supplémentaires ayant un rapport avec les variations des émissions par les sources et de l'absorption par les puits des gaz à effet de serre dans les catégories constituées par les terres agricoles et le changement d'affectation des terres et la foresterie doivent être ajoutées aux quantités attribuées aux Parties visées à l'annexe 1 ou retranchées de ces quantités et pour savoir comment procéder à cet égard, compte tenu des incertitudes, de la nécessité de communiquer des données transparentes et vérifiables, du travail méthodologique du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, des conseils fournis par l'Organe subsidiaire de conseil scientifique et technologique conformément à l'article 5 et des décisions de la conférence des Parties. Cette décision vaut pour la deuxième période d'engagement et pour les périodes suivantes. Une partie peut l'appliquer à ses activités anthropiques supplémentaires lors de la première période d'engagement pour autant que ces activités aient eu lieu depuis 1990. »

C'est seulement après l'échec des négociations en 2000 que l'on trouva, en 2001, des accommodements pour la prise en compte, *de manière facultative et partielle pour la première période,* des variations de stocks (1) en forêts (hors article 3.3), (2) dans l'espace agricole (prairies et cultures) et (3) pour la revégétalisation de terres ne conduisant pas à des forêts (au sens de la FAO). Pour plus de précisions sur les variations de stocks de carbone biotique et les émissions de GES en forêt et dans l'espace rural, ainsi que sur les méthodes de mesures (cf. « Les émissions et les réductions d'émissions de GES en Nouvelle-Calédonie »).

Concrètement, cet article impose à chaque pays de déterminer le niveau de ses stocks de carbone en 1990 dans la végétation et dans les sols suivant la méthodologies du Giec approuvées par les négociateurs dans le cadre de la Convention. Il s'agit là du stock de carbone dans l'espace rural pour l'année de référence afin de pouvoir déterminer les émissions nettes de GES. C'est donc bien les variations de stocks de carbone qu'il importe de mesurer. Ce qui suppose d'avoir des mesures à intervalle régulier. Pour les nouveaux pays entrant dans le Protocole, des dérogations pourraient sans doute être demandées quant à l'année de référence.

Comme déjà indiqué, on mobilisa le Giec pour *éclairer* le débat. D'où le rapport spécial sur « L'utilisation des terres, les changements d'utilisation des terres et les forêts » du Giec approuvé par les gouvernements en mai 2000 (cf. http://www.ipcc.int/). Mais les décisions finales furent prises par les négociateurs dans le cadre de l'UNFCCC. Soulignons ici que les négociateurs n'avaient d'ailleurs pas demandé au Giec de proposer des solutions. C'est pourquoi ce rapport n'en contient pas. Cela illustre, une nouvelle fois, la différence des missions du Giec et de l'UNFCCC.

Les sous-ensembles de l'article 3.4 pour la première période d'engagement

1. Options pour les forêts non prises en compte sous l'article 3.3

Pour cette catégorie il fut décidé que pour remplir les engagements, un pays pouvait prendre en compte de l'ordre de 15 % des augmentations de stocks entre 2008 et 2012. Cela permettait, le cas échéant, d'annuler le débit sous l'article 3.3. Dans la pratique cette valeur de 15 % ne figure nulle part : c'est un tableau, appelé tableau z, qui définit les augmentations de stocks pouvant être prises en compte par les divers pays. Le Canada et la Russie bénéficièrent de quelques largesses. Mais celles-ci resteront inutilisées pour le Canada, car le stock de carbone des forêts de ce pays n'augmente pas. Ce pays a donc finalement renoncé à la prise en compte de l'article 3.4 pour la partie « forêts ». Les pays dont les stocks n'augmentent pas n'ont évidemment pas intérêt à retenir cet article.

2. Option pour les terres agricoles cultivées et les prairies

Pour cet ensemble, les comptabilités pour la première période d'engagement sont différentes des forêts. *Le gain Kyoto pour les activités retenues ici, correspondra à la variation des émissions (de CO_2 et des autres GES), entre 2008 et 2012 de la catégorie considérée, moins 5 fois la variation en 1990 dans cette catégorie*[36] ! Autant dire que la prise en compte de cet article est impossible pour les pays qui n'ont pas un suivi fin des changements d'affectation des terres agricoles (passage de cultures aux prairies et réciproquement) et de l'utilisation des intrants agricoles. En France métropolitaine, on utilise les inventaires Teruti réalisés par le service de statistiques du ministère chargé de l'Agriculture. Le Canada, qui a un suivi fin et très ancien des activités agricoles et des variations de stocks de carbone dans les sols, a retenu cette modalité. Mais de nombreux pays, dont la France, ne purent y recourir : certaines informations relatives à 1990 n'étaient par exemple pas disponibles pour certains DOM.

3. Option pour la revégétalisation des terres

Entrent dans cette catégorie les activités prises en compte ni sous l'article 3.3 ni par les activités déjà mentionnées sous l'article 3.4, comme la gestion des haies, la revégétalisation des terres ne conduisant pas à des forêts, etc. Mais, là encore, la comptabilité était du même type que pour les terres agricoles cultivées et les prairies. La prise en compte effective de cette option présentait donc les mêmes difficultés.

[36] Donc si les émissions moyennes annuelles entre 2008 et 2010 sont identiques à celles de 1990, le gain sous la comptabilité du protocole de Kyoto est nul.
- Si les émissions annuelles durant cette période 2008-2012 sont inférieures à celles de 1990, il y aura un débit même si l'activité entre 2008 et 2010 continue, par exemple, à augmenter les stocks de carbone.
- En revanche, si l'activité allait dans un sens défavorable en 1990 et va dans un sens favorable entre 2008 et 2012 il y a, sous la comptabilité du protocole de Kyoto, parce qu'on a inversé la tendance qui prévalait en 1990, un gain supérieur au gain réel moyen pour l'atmosphère entre 2008 et 2012.

On trouvera des informations plus complètes sur ce sujet dans le livre *Forêts et Changements climatiques* de Riedacker, paru en 2004 (Éditions Silva Riat, publié avec l'aide de l'Union européenne et de la FAO).

3.7. Le marché des droits d'émissions (MDE)

Nous considérons maintenant l'un des trois instruments de flexibilité du Protocole, le marché des droits d'émissions, parfois aussi appelé marché carbone, ou encore marché des droits à polluer. Ce mécanisme est destiné à limiter les « pollutions », tout comme les règlementations ou les normes (règlementations thermiques, émissions moyennes de CO_2 par km pour les nouvelles voitures, etc.) : il oblige à réduire les émissions en fixant des plafonds pour les émissions, mais d'une manière différente et en général plus flexible que les règlementations. Encore faut-il que cette approche soit applicable, avec des coûts de transactions acceptables.

Le principe

Ce mécanisme, autorisé sous l'article 17 du Protocole, doit permettre de réduire les émissions de GES au coût le plus bas possible. Son principe figurait déjà dans la Convention (article 3.3).

En principe, il suffit que les pays responsables de la réduction des émissions provenant de leur territoire imposent une réduction d'émissions, par exemple de 10 %, à toutes leurs entreprises. Celles dont les coûts de réduction des émissions sont bas (entreprises du type A) peuvent décider de réaliser des investissements pour réduire les émissions chez elles et ainsi se mettre en conformité avec les demandes de l'État. Celles dont les coûts de réduction des émissions sont en revanche élevés (entreprises du type B) peuvent décider de ne pas réaliser des investissements et acheter des droits d'émissions à des coûts moindres sur un marché de droits d'émissions (MDE). Ce dernier étant alimenté par des réductions d'émissions excédentaires réalisées à moindre coût par des entreprises du type A. En fin de compte, quand tout se passe bien, l'État aura obtenu les réductions d'émissions souhaitées et les entreprises l'auront réalisé au coût le plus bas : les entreprise de type A auront réduit leurs émissions bien au-delà de ce qui leur était demandé et les entreprise du type B auront pu acheter des droits d'émissions vendus par les entreprises du type A, à des coûts moindre que s'il avait fallu réduire les émissions dans leur entreprise.

Ce mécanisme permet également une certaine flexibilité. Imaginons qu'une amélioration de procès (par exemple, l'achat d'une nouvelle chaudière plus performante) soit prévue dans une entreprise de type B, mais seulement dans quelques années. En attendant, cette entreprise pourra acheter des droits d'émissions sur le MDE. Lorsqu'elle réalisera cet investissement, elle pourra espérer vendre des droits d'émissions sur le MDE dont elle n'aura pas besoin pour son propre compte. Elle pourra également les garder, afin de faire face à des obligations nouvelles à venir ou pour les vendre ultérieurement. En principe, *via* ce mécanisme, les coûts de réduction des émissions des différentes entreprises se rapprochent. Cela évite, dans une certaine mesure, des distorsions de traitements.

L'application concrète

a. La conformité des réductions d'émissions

Pour que le système fonctionne bien, il faut pouvoir *contrôler* les émissions des entreprises. C'est pourquoi on n'a retenu dans un premier temps que les émissions de CO_2 (et pas d'autres GES) provenant des combustibles fossiles des grandes entreprises, *fortement* consommatrices d'énergies fossiles. Ces dernières doivent en effet, notamment en France et

depuis le premier choc pétrolier, déclarer précisément leurs achats d'énergies fossiles. On connaît donc leurs achats passés et actuels. Cela permet de calculer leurs rejets d'émissions de gaz carbonique d'origine fossile. Le périmètre des entreprises soumises à des réductions d'émissions et pouvant bénéficier de ce mécanisme de flexibilité est déterminé par les PNAQ (Plans nationaux d'allocation des quotas d'émissions)[37]. Les entreprises de ce périmètre ne peuvent recourir aux réductions d'émissions réalisées par d'autres entreprises, que si le gouvernement de leur pays les y autorise[38].

Il faut en outre que le non-respect des obligations de réductions soit assorti de fortes sanctions. Et il faut enfin vérifier que les réductions d'émissions des vendeurs, mises sur le MDE, aient été réalisées correctement, car sinon on obtiendrait des fausses réductions d'émissions, c'est-à-dire en quelque sorte de la « fausse monnaie ». C'est pourquoi les droits d'émissions vendus sur le MDE portent une référence permettant d'identifier l'origine des réductions d'émissions et d'appliquer, le cas échéant, des sanctions, notamment l'interdiction ultérieure d'accéder au MDE. On comprend donc que ce système, idéal sur le plan des principes, ne soit pas applicable aux petites entreprises dont on ne connaît pas les consommations d'énergies et dont on ne pourrait de toute façon pas vérifier les réductions d'émissions à des coûts acceptables. Les coûts de transactions seraient bien trop élevés. Il est donc exclu de l'appliquer, pour le moment et sans doute pour longtemps, dans les secteurs diffus comme les transports et l'habitat.

Pour que ces marchés fonctionnent, il faut des vendeurs et des acheteurs, c'est-à-dire une taille minimale. On ne pourrait pas imaginer l'instauration de ce type de mécanismes dans des petits pays. L'Europe, le Japon, l'Amérique du Nord constituent des tailles suffisantes pour de tels marchés. Il serait impossible d'en mettre sur pied dans des petits pays comme la Suède ou la Finlande.

Dans la pratique, une entreprise qui a besoin d'acquérir des droits d'émissions pourra s'en procurer de différentes manières : en s'adressant à une autre entreprise figurant dans le périmètre des PNAQ, directement ou *via* un courtier[39], soit au marché des droits d'émissions, ou à l'une des six bourses de carbone européenne accueillant des droits d'émissions provenant du périmètre des PNAQ européens et, dans une certaine limite, des réductions d'émissions obtenues *via* des projets MDP (donc dans des pays en développement non soumis à des obligations de réductions d'émissions). La bourse Bluenext basée à Paris domine le marché comptant, et ECX (European Carbon Exchange) basé à Londres, les contrats à terme. Ces échanges permettent de fixer le prix de la tonne de CO_2[40].

---

[37] En Europe un peu plus de 11 000 installations industrielles (y compris les producteurs d'électricité) sont soumises à ce régime.

[38] Les États ne peuvent en général pas demander aux entreprises soumises au PNAQ de réaliser la totalité des réductions qui s'imposent à leur pays dans le cadre des engagements sous le Protocole. Le restant des réductions d'émissions doit être obtenu dans des secteurs *en dehors* du périmètre du PNAQ. Si les entreprises soumises au PNAQ peuvent librement échanger entre elles au niveau européen, elles ne peuvent en revanche, pour satisfaire leurs obligations de réduction d'émissions, s'adresser à des entreprises européennes hors PNAQ, sauf en y étant spécifiquement autorisées par leur gouvernement : les réductions d'émissions réalisées en dehors du PNAQ pourraient en effet alors être vendues à un autre pays, ce qui interdirait ensuite leur utilisation par le pays pour satisfaire les obligations de réduction nationales hors PNAQ !

[39] Selon les transactions bilatérales ne représentent que 10 % des échanges entre entreprises les trois quarts des échanges se faisant *via* des courtiers qui recherchent des offreur de droits d'émissions. Un acquéreur de droits d'émissions peut également réaliser directement des projets MDP ou MOC pour son propre compte. Cf. Christian de Perthuis, *op. cit.*

[40] Cf. Christian de Perthuis, *op. cit.*

Qu'en est-il des autres marchés de droits d'émissions (ou de carbone) ? Le marché européen – auquel participent également, depuis 2008, la Norvège et l'Islande, non membres de l'UE mais en tant que pays associés à l'Union européenne et se conformant à ses règles – couvrirait maintenant 80 % des échanges mondiaux de ces droits d'émissions de CO_2[41].

Le gouvernement Australien, qui espérait pouvoir instaurer un marché carbone en 2010 dans son pays, s'est vu pour le moment refuser cette possibilité en août 2009 par le Sénat. Le marché des États-Unis n'est pour l'instant qu'un marché limité de droits volontaire, mais sans obligation générale de réduction ou de limitation des émissions comme en Europe. Il ne reflète nullement le coût des réductions d'émissions.

b. L'égalité de traitement

Il faut également que les États imposent des réductions d'émissions suffisantes à leurs entreprises. Pour préserver la compétitivité de certains secteurs (par exemple de l'industrie du verre en Allemagne, mais il y a beaucoup d'autres exemples), un État pourrait être tenté d'imposer des niveaux de réductions plus faibles à ce secteur. Pour éviter de telles distorsions, il faut un arbitrage au niveau des divers pays, par exemple au niveau de la commission dans le cas de l'Union européenne. C'est pourquoi les pays de l'UE doivent envoyer à Bruxelles les projets des réductions d'émissions qu'ils comptent imposer à leurs entreprises (le PNAQ). Ils ne peuvent les mettre en œuvre qu'après un arbitrage européen final.

Comment déterminer par ailleurs le niveau de réductions des émissions à imposer ? Ce point est sans doute l'un des plus délicats. Quand le prix des combustibles fossiles est élevé les entreprises ont naturellement intérêt à augmenter l'efficacité énergétique, ce qui à production inchangée conduit à des réductions d'émissions de CO_2. Le marché des droits d'émissions devient alors moins nécessaire pour obtenir des réductions d'émissions. Il en est de même quand l'activité économique se ralentit, comme durant la crise de 2009. En fin de compte, les marchés de droits d'émissions ne jouent pleinement leur rôle – sous réserves qu'on puisse y recourir – que lorsque l'activité économique augmente, quand les prix des énergies fossiles baissent et quand le niveau des réductions d'émissions imposé par les États à leurs entreprises est suffisamment fort.

c. L'attribution des droits d'émissions

Jusqu'à présent les droits d'émissions (par exemple jusqu'à 90 % quand la réduction imposée est de 10 %) sont donnés gratuitement sur la base des émissions passées (*grand-fathering*). On verra plus loin les projets pour la période post 2012.

d. La mise sur le marché des réductions d'émissions provenant des variations de stocks de carbone dans l'espace rural

Il a été décidé, lors des accords de Bonn et de Marrakech, que les réductions d'émissions provenant des variations de stocks de carbone dans la végétation et dans les sols des pays de l'annexe B ne pourraient pas être mises sur le marché des droits d'émission. Si l'on tient compte des difficultés pour mesurer et vérifier précisément ces variations de stocks, cette décision est parfaitement justifiée (cf. « Les émissions et les réductions d'émissions de GES en Nouvelle-Calédonie »).

On a, par ailleurs, vu précédemment la complexité de la comptabilité mise en place sous les articles 3.3 et 3.4.

[41] Cf. Christian de Perthuis, *op. cit.*

e. La mise sur le marché européen de droits d'émissions (MDE) provenant de projets sous le MDP dans les pays en développement

Les réductions d'émissions obtenues à travers les projets MDP dans les pays en développement (article 12 du Protocole) peuvent être mises en vente sur le MDE, mais dans la limite de 2,5 % des unités de quantité attribuées à chaque pays[42]. On craignait en effet que les projets MDP réduisent les efforts de réductions des émissions dans les pays de l'annexe B.

En principe les réductions d'émissions temporaires (URCE-T) provenant de projets forestiers dans les pays en développement pourraient être mises sur les marchés des droits d'émissions. Les accords de Bonn et de Marrakech ne s'y opposent pas. Mais l'Union européenne n'a pas souhaité accueillir des réductions d'émissions de ce type sur son marché.

Le lecteur trouvera d'autres détails dans la brochure « Changement climatiques : guide explicatif des accords internationaux »[43].

3.8. Les actions de réduction des émissions sous le mécanisme de développement propre (projets MDP) (article 12)

Primitivement les pays en développement avaient demandé, à travers le Brésil, la mise en place d'un fonds de développement propre pour des actions vertueuses pour le climat dans leurs pays. Cela aurait sans doute conduit à de fortes dépenses de la part des pays industrialisés de l'annexe B pour alimenter ce fonds, sous une forme ou sous une autre. Mais, par ailleurs, la Chine souhaitait profiter d'un mécanisme pour promouvoir des transferts de technologies. Il en résulta la mise en place d'un mécanisme de développement propre (MDP).

Via ce mécanisme, une entreprise d'un pays de l'annexe B peut réaliser des réductions d'émissions dans un pays non-annexe 1 en règle avec ses engagements sous la Convention. En principe ces réductions d'émissions sont réalisées dans un autres pays, parce que l'entreprise qui les réalise espère pouvoir les obtenir à des coûts moindres que dans son entreprise ou que sur le marché des droits d'émissions.

Mais pour acquérir des Certificats de réductions des émissions (CER) il faut pouvoir prouver que ces réductions d'émissions n'auraient pas été réalisées sans le projet. Il y a donc, pour les grands projets MDP, d'une part, une contrainte environnementale et, d'autre part, une contrainte économique. Faire la preuve de l'aditionnalité économique n'est cependant pas toujours facile. Il faut également l'accord des gouvernements des pays concernés, de l'entreprise et du pays où se réalise le projet sous le Mécanisme de développement propre. Il faut enfin que ce projet ait été réalisé sans APD (Aide publique au développement). Cette demande avait été faite par les pays émergents, en principe pour éviter le détournement de l'APD. Or, on sait bien que les investissements étrangers privés directs en Afrique sub-saharienne et dans les PMA sont très faibles. Les négociateurs des PMA ne s'y sont pas opposés, pas plus d'ailleurs que les grandes ONG environnementales du Nord qui voulaient limiter le nombre de projets dans les pays non-annexe 1. Ceux qui voulaient un prix élevé pour les droits d'émissions avaient également intérêt à réduire l'offre de crédits carbone issus du MDP. Ils appuyèrent donc ces grandes ONG environnementales qui, par ailleurs, s'opposaient alors aussi, et pour les mêmes raisons, à la prise en compte des actions

[42] Pour la France 2,5 % des 92 % d'émissions en 1990.
[43] Mise à jour en 2005, 59 p. (http://www.effet-de-serre.gouv.fr).

concernant les forêts dans les pays en développement. Mais cette distinction entre APD pour le développement et aides dédiées au développement propre a-t-elle un sens[44] ?

Quoi qu'il en soit cette conditionnalité explique en grande partie le très petit pourcentage de projets réalisés dans les PMA et l'extrême concentration des projets MDP en Chine, en Inde et au Brésil et en Asie du Sud-Est. À ce stade, plus d'un millier de projets ont été approuvés, essentiellement pour ces pays. En revanche, comme cela était prévisible, très peu de projets ont pu être soumis par les pays de l'Afrique sub-saharienne.

Les réductions d'émissions obtenues peuvent être comptabilisées à partir de 2000. Les Certificats de réductions d'émissions (CER) obtenus par ces projets peuvent ensuite être cédés directement ou, mais dans une certaine limite, être mis sur le marché des droits d'émissions.

Dans l'article 12 du protocole de Kyoto, il n'avait pas été fait mention de la possibilité de réduire les émissions *via* des projets forestiers dans les pays en développement. Cette catégorie de projet ne fut donc que difficilement acceptée par les pays de l'Union européenne. Seuls des projets de boisement de terres agricoles en 1990, effectués après 2000, devinrent finalement éligibles. Encore fallait-il pouvoir montrer que ces boisements n'induisaient pas des déboisements par ailleurs, dans le même pays. Seuls quelques rares projets sont en voie d'approbation. Les CER attribués sont en outre, dans ce cas, temporaires. En cas de disparition des stocks (par des feux, des tempêtes, des attaques parasitaires, etc.), les CER attribués doivent être remboursés avec d'autres réductions d'émissions. En principe ces CER issus des boisements devaient également pouvoir être mis sur le MDE. Mais comme cela a été mentionné plus haut, l'Union européenne n'a pas souhaité les accueillir sur son marché.

3.9. Les actions de réduction des émissions dans le cadre de mise en œuvre conjointe (projets MOC) entre deux pays de l'annexe B ayant des engagements de réduction de leurs émissions (article 6)

Le principe pour ces projets est le même que pour les projets sous le MDP. Les réductions d'émissions ne peuvent toutefois être comptabilisées que sur une période plus courte, seulement entre 2008 et 2012 et non à partir de 2000, comme pour les projets MDP. Cependant, comme les deux pays concernés ont ici des engagements de réductions d'émissions contrôlés par ailleurs, les contrôles des réductions d'émissions au niveau des projets n'a pas besoin d'être aussi rigoureux que pour les projets MDP.

Par ailleurs l'article 6 autorise certes très explicitement la réalisation des projets MOC forestiers. Dans la pratique cela reste cependant très difficile, notamment à cause de la complexité des articles 3.3 et 3.4.

Les pays parties au protocole de Kyoto peuvent donc, sous une forme ou une autre, réaliser des projets MDP ou des projets MOC, et participer sous certaines conditions à un marché des droits d'émissions avec toutes les restrictions mentionnées.

On trouvera des informations complémentaires sur ces mécanismes de projets sur : http://www.effet–de-serre.gouv.fr/, http://www.dree.org ou encore sur http://www.ffem.net/

On pourra également consulter l'ouvrage paru en 2009 de Christian de Perthuis.

[44] Nous ne le pensons pas. La Suède qui concentre son APD au développement durable, ne le pense pas non plus. Le ministre des Affaires étrangères de ce pays qui préside l'Union européenne au deuxième semestre 2009, donc aussi pour les négociations de Copenhague, l'a encore confirmé publiquement à Paris le 8 septembre 2009.

En résumé, les prises en compte des actions concernant les variations de stocks de carbone sous le protocole de Kyoto (forêts, praires, cultures, etc.) sont régies notamment :

– par les articles 3.2 et 3.3 et 6 dans le cas des pays industrialisés ;

– par l'article 12 pour les projets dans le cadre du MDP ;

– par diverses décisions de la CdP 7 de Marrakech et par diverses autres décisions approuvées au cours des CdP suivantes.

4. Les perspectives d'évolutions post 2012

En juin 2009, on ignore encore quelles seront précisément les modifications apportées au protocole de Kyoto en décembre 2009, et par la suite. Mais on discute actuellement des trajectoires de développement à suivre par les divers pays afin de stabiliser le climat d'ici à 2050. Au moment de la mise en chantier du protocole de Kyoto, on ignorait encore qu'il faudrait à cette fin diviser les émissions mondiales par 2 en moins de cinquante ans.

Cela requiert une mobilisation beaucoup plus importante, principalement dans les pays industrialisés, mais aussi dans les pays en développement à croissance rapide comme la Chine, l'Inde et le Brésil, ou dans les pays de l'OCDE *ne figurant pas encore* sur l'annexe 1 comme la Corée du Sud et le Mexique.

On insiste donc désormais beaucoup sur les trajectoires à suivre – d'ici à 2020, et entre 2020 et 2050 – pour parvenir aux résultats escomptés.

C'est dans ce contexte qu'il faut également analyser le revirement de position sur les déboisements dans les pays en développement que les Parties à la Convention avaient refusé de prendre en considération lors de la première période d'engagement sous le protocole de Kyoto.

Il y aura également des évolutions dans les marchés des droits d'émissions, notamment au niveau de l'Union européenne. Mais les divers marchés du monde resteront sans soute segmentés. L'Union européenne estime en effet qu'il ne pourra y avoir un marché unique de droits d'émissions pour les pays de l'OCDE qu'au-delà de 2020.

Chacun de ces points pourrait évidemment faire l'objet de plus amples développements.

4.1. La prise en compte des forêts après 2012

Dans les pays en développement

Bien que les émissions brutes dues aux déboisements dans les pays en développement représentent entre 15 et 20 % des émissions de GES provenant des énergies fossiles, les petits États insulaires, tout comme l'Union européenne, s'étaient en effet fortement opposés à leur prise en compte lors de la première période d'engagement sous le Protocole. Pour l'Union européenne cette position peut se comprendre en tenant compte du fait qu'avant 2012 seuls les pays développés (de l'annexe 1) avaient à prendre des engagements de réduction de leurs émissions. Or, l'Union européenne considérait même, en 1997, que chaque pays de l'annexe B devait réduire les émissions chez lui, sans même recourir aux mécanismes de flexibilité de Kyoto évoqués précédemment (donc sans instauration de Marché des droits d'émissions et

sans projets MDP ou MOC). Ce sont en effet surtout les émissions provenant des énergies fossiles qui dominent dans les pays de l'annexe 1.

Les petits États insulaires, l'Union européenne et le groupe de « l'intégrité environnementale » mettaient alors en avant le risque de non-permanence des stocks de carbone dans les forêts et dans les sols.

Mais en 2005, lors de la conférence de Montréal, sous l'impulsion de la nouvelle présidence des États insulaires en développement, notamment de la Papouasie-Nouvelle-Guinée, la situation a radicalement changé. On considère maintenant que les déboisements dans les pays non-annexe 1 doivent être fortement réduits. Mais on ne connaît pas encore les mécanismes à l'aide desquels cela pourra être réalisé. Ni combien cela coûtera aux pays industrialisés. On imagine difficilement que la tonne de CO_2 évitée *via* le déboisement puisse être rémunérée comme la tonne de CO_2 évitée ou réduite en provenance des énergies fossiles.

Cette question a été largement débattue lors des conférences de Nairobi en 2006, de Bali en 2007 et de Pozna'n (en Pologne) en 2008. Elle constituera sans doute l'un des points les plus difficiles à résoudre lors de la conférence de Copenhague en décembre 2009.

Pourra-t-on rémunérer les émissions évitées par les déforestations évitées dans les pays en développement *via* le MDE ? Les avis sont partagés sur ce sujet. Très peu de personnes savent en effet combien il est difficile de mesurer précisément les variations de stocks de carbone en forêt. Ce point a été évoqué précédemment dans « Les émissions et les réductions d'émissions de GES en Nouvelle-Calédonie ».

L'absence de possibilité de vérification sérieuse des réductions d'émissions pourrait conduire à la mise sur le marché de produits « toxiques ». C'est pourquoi, certains pensent qu'il serait préférable d'arriver à réduire les émissions *via* des actions financées par d'autres voies. On pense notamment à des prélèvements sur les rentrées d'argent que pourraient générer les ventes des droits d'émissions des MDE en 2012. Ou à des contributions spécifiques des pays de l'annexe 1. Une première synthèse de ces approches, qu'il serait trop long de détailler ici, a été présentée en mai 2009 à Ottawa, dans le cadre des conférences organisées par l'IEPF et l'ACFAS (Riedacker 2009)[45]. Comme le faisait remarquer une présentation marocaine, sans processus correctif, les forêts sèches resteront sans doute exclues des actions qui pourraient être mises en place pour éviter la déforestation. Seuls les déboisements évités des forêts à forte densité de carbone par ha, c'est-à-dire les forêts tropicales humides, pourraient éventuellement bénéficier de ces procédures.

On peut en revanche penser que les boisements sous le MDP pourront se poursuivre suivant la formule actuelle, mais avec une plus grande acceptabilité de ces projets sur les MDE, notamment au niveau de l'Union européenne.

Dans les pays industrialisés

On a vu précédemment certaines difficultés que l'on pouvait rencontrer dans la mise en œuvre des articles 3.3 et 3.4. Des correctifs seront donc sans doute également apportés pour leur mise en application.

[45] Riedacker (2009) « L'Initiative climat et développement : boisement et déforestation évitée : les défis ». Congrès de l'ACFAS, Ottawa, mai 2008, 12 p.

4.2. Les marchés de droits d'émissions

Pour la période post 2012 l'UE envisage de vendre les droits d'émissions aux enchères. Toute entreprise de taille suffisante, ayant de fortes émissions de CO_2 pourrait ainsi en acquérir.

Lors de la conférence de Bali (CdP 13, en 2007), ainsi que dans des ateliers de l'UNFCCC, plusieurs pays ont mentionné la nécessité de traiter à part les secteurs industriels et miniers très intensifs en carbone[46] (ce qui est le cas de la filière nickel). Certaines entreprises soumises à la concurrence internationale présentant des risques de délocalisation de leurs activités pourraient cependant être exonérées partiellement, voire totalement, de l'obligation d'achat de tels droits d'émissions. Des groupes d'industriels s'activent actuellement très fortement auprès de la commission de l'Union européenne. Tout cela montre qu'il est très important de suivre ce qui va se passer sur le marché des droits d'émissions en 2012, au niveau de l'Union européenne, et partout ailleurs dans le monde[47].

D'ici à 2012 tout dépendra de l'évolution de la conjoncture économique et des leçons qu'on tirera notamment de la mise en place d'un tel marché aux États-Unis ou en Amérique du Nord au cours des années à venir. Il faut en effet souligner que jusqu'ici les États-Unis, bien qu'ayant imposé ce MDE aux Européens, ne l'ont pas encore expérimenté à l'échelle de leur le pays. Il y existe certes un marché de CO_2, mais comme il n'y avait pas d'obligation de réduction des émissions dans ce pays, la valeur de la tonne de CO_2 y était symbolique : elle valait 10 à 20 fois moins que sur le marché européen !

Il y a par ailleurs beaucoup de propositions pour utiliser les produits de la vente des droits d'émissions. Certains voudraient qu'une partie de la recette soit affectée à la mise en place de projets pilotes pour la séquestration géologique du CO_2 examinée dans « Les émissions et les réductions d'émissions de GES en Nouvelle-Calédonie » (bulletin AIE sur les GES), notamment dans des pays en développement comme la Chine, l'Inde et l'Afrique du Sud. D'autres voudraient l'affecter aux projets de déboisements évités dans les pays de l'annexe 1 (cf. Pozna'n 2008). Mais bien d'autres utilisations sont encore envisageables.

Bibliographie

Sur la Convention et le Protocole

COMMUNICATION NATIONALE DE L'ISLANDE – http://www.unfccc.int

DECISION 14/CP7 – Décision particulière pour les nouvelles installations industrielles des petits pays comme l'Islande, cf. site UNFCCC.

[46] Pour la production d'énergie électrique (cf. Bangladesh, MISC 1, la Corée et le Japon, MISC 4 et 5, les Aosis mention dans les approches sectorielles évoquées dans les ateliers :
- de fer et d'acier – Japon MISC 4 et 5, la Corée du Sud dans les approches sectorielles évoquées au cours des ateliers ;
-de ciment (cf. Japon MISC 4 et 5 Aosis et Corée du Sud dans les approches sectorielles évoquées dans les ateliers ;
- d'aluminium (Japon MISC 4 et 5, Corée, dans les approches sectorielles évoquées dans les ateliers) ;
- de produits de l'industrie chimique (cf. Corée, dans les approches sectorielles évoquées au cours des ateliers) ;
- de pâtes et papiers (cf. Corée du Sud dans les approches sectorielles évoquées dans les ateliers).

[47] Cf. "The effects of a revision of the emissions trading directive for the period starting in 2013 on the European fertilizer industry. Pellervo Economic Research Institute Reports 2008 Helsinki 200, 50 p.

EEA, 2008 – "Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2008", Tracking progress towards Kyoto targets, Report n° 5 /177 p., http://www.eea.europa.eu/enquiries

FONDS MONDIAL POUR L'ENVIRONNEMENT (FEM ou GEF en anglais) – http://www.gef.org

RESUME DES ACCORDS DE BONN ET DE MARRAKECH réalisé par la Mission interministérielle de l'effet de serre « Changement climatiques : guide explicatif des accords internationaux », 52 p.

SITE DE L'UNFFCCC – http://www.unfccc.int Négociations des Nations unies sur le changement climatique (Convention cadre des Nations unies sur le changement climatique - CCNUCC ou UNFCCC en anglais) et protocole de Kyoto.

On y trouve tout l'historique des négociations, les accords, les décisions depuis 1992, les communications nationales des pays, etc. ainsi que les travaux en cours, l'annonce des ateliers et conférences, etc. sur ce site. Mais pour en extraire les informations pertinentes, il faut une certaine connaissance du processus des négociations.

On y trouve notamment les textes de la Convention cadre des Nations unies sur le changement climatique et du protocole de Kyoto en français.

Autres sources d'informations de la France relatifs aux changements climatiques

ACTUALISATION DU PLAN CLIMAT, 2006.

CHANG J.P., FONTELLE J.P. *et al.*, 2009 – Inventaires des émissions de gaz à effet de serre au titre de la convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques. CCNUCC/CRF Citepa MEDDAT, http://www.citepa.org/publications/inventaires.htm

MINISTERE DE L'ÉCOLOGIE ET DU DEVELOPPEMENT DURABLE, 2006 – Quatrième communication nationale à la convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques, République française 226 p. Avec en supplément Rapport sur les Progrès démontrables de la France selon le protocole de Kyoto, juin 2006, 31 p.

POUR LES INVENTAIRES DES EMISSIONS DE GES DE LA FRANCE soumis à l'UNFCCC, réalisés par le CITEPA pour le gouvernement français, http://www.citepa.org

POUR LES MECANISMES DE KYOTO – http://www.dree.org

POUR LES NEGOCIATIONS – http://www.effet-de-serre.gouv.fr

SUR LE FONDS FRANÇAIS POUR L'ENVIRONNEMENT MONDIAL – http://www.ffem.net

Pour les négociateurs

GUPTA J., 2001 – « Au nom de ma délégation… » Guide de survie des négociateurs des pays en développement sur le climat. Préface de l'ambassadeur Raul Estrada Oyuela, 102 p. Édité par Climate Knowledge Network (http://www.cckn.net/). Version en français éditée par ENDA, (http://www.enda.sn/). J. Gupta est de l'Institute for Environmental Studies d'Amsterdam.

INFORMATIONS DE LA FRANCOPHONIE – Bulletin Objectif Terres : relate l'évolution des négociations, http://www.iepf.org/

Sur la Nouvelle-Calédonie

« 2025 : Schéma d'aménagement et de Développement de la Nouvelle-Calédonie 2009 » – Le rapport de 9, ateliers du diagnostic (300 p.) et Séminaire de 2009, http://www.nouvelecaldonie2025.gouv.nc/

Divers

DURAND F., 2007 – *Le réchauffement climatique en débat*, collection Ellipse, 187 p.

EEA 2008 – "Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2008", Tracking progress towards Kyoto targets EEA Report n° 5 /2008, http://www.eea.europa.eu/enquiries

EGGLESTON H.S., MIWA K. *et al.* (ed. IPCC Giec), 2006 – Guidelines for National Greenhouse gas inventories. A primer prepared for the National Greenhouse Gas Inventories, Published by IGES Japan, 20 p., http://www.ipccc-ngipp.iges.or.jp/

FABERON J.Y., ZILLER J., 2007 – Droit des collectivités d'outre-mer, LGDJ.

FORUM DES ÉCONOMIES MAJEURES (MEF) qui s'est tenu le 25 et 26 mai à Paris. Le MEF comprend le G8, les grands pays émergents (Chine, Inde, Brésil, Afrique du Sud et Mexique), ainsi que la Corée du Sud, l'Indonésie et l'Australie qui émettent plus de 80 % des émissions de GES du monde.

GIEC, 2000 – *Scénarios d'émissions, Résumé à l'intention des décideurs*, Rapport spécial 20 p.

GIEC IPCCC – Guidelines for Greenhouse Gas Reporting : Vol. 1 General Guidance and Reporting, Vol. 2 Energy, Vol. 3 Industrial Process and Products, Vol. 4 Agriculture Forestry and Other Land use Afolu, Vol. 5 Waste.

GOESEL-LE BIHAN V., 2007 – Les compétences internationales des collectivités d'outre-mer, Revue *Lamy des collectivités territoriales*.

HOUSER T., BRADLEY R. *et al.*, 2008 – "Leveling the carbon playing field International competition and US Climate Policy Design", Peterson Institute for International Economics and World Resources Institute, 95 p.

LE CLEZIO P., 2009 – *Les indicateurs du développement durable et l'empreinte écologique*, Rapport sur les indicateurs du Conseil économique, social et environnemental, 11 mai 2009, 105 p., http://www.cese.fr/

LE DEAUT J., KOSCIUSKO-MORIZET N., 2006 – *Changement climatique : le défi majeur*, Rapport à la Présidence de l'Assemblée nationale, 12 avril 2006, n° 3021 tome, 1223 p., tome 2 auditions 561 p., http://www.assemblee-nationale.fr/

PELLERVO 2008 – *The effects of a revision of the emissions trading directive for the period starting in 2013 on the European fertilizer industry*, Pellervo Economic Research Institute Reports 2008 Helsinki 200, 50 p.

PERTHUIS C. DE, 2009 – *Et pour quelques degrés de plus*. Édité par Pearson 306 p.

RAMSTORF S., 2009 – Plenary speech Conférence de l'Université de Copenhague mars 2009. cf. Potsdam Institute for Climate Impact Research.

RIEDACKER, 2003 – Effet de serre et politiques de luttes contre le changement climatique Revue *Mondes en développement*, vol 31 – 2003/1 n° 121, p. 47 à 70.

RIEDACKER, 2004 – *Forêts et Changements climatiques,* Éditions Silva Riat, publié avec l'aide de l'Union européenne et de la FAO, 232 p.

RIEDACKER, 2009 – « L'initiative climat et développement boisements et déforestations évitées : les défis » Congrès de l'ACFAS, mai 2009, Ottawa, 13 p.

TENDANCE CARBONE – Bulletin mensuel du marché européen du CO_2 Édité par la mission climat de la Caisse des Dépôts, http://www.caissededepots.fr/missionclimat/fr, Rubrique Publication.

WALTER GEHR – Droit international des traités, http://www.walter.gehr.net/trai/index.html

4.3. Les relations internationales de la Nouvelle-Calédonie

D'un point de vue régional, la N.-C. participe soit directement soit par l'intermédiaire de la France, soit avec la France à différentes organisations. Il peut s'agir de forums intéressants pour avancer conjointement sur les questions d'énergie et de climat, en affichant une position cohérente.

Ces relations formelles sont organisées par l'État français, principalement par le haut Commissariat et le ministère de l'outre-mer qui associent les représentants de la N.-C. à certaines réunions. Les relations de fait entre la N.-C. et d'autres États du Pacifique, du fait des migrations de populations, des relations commerciales, des proximités culturelles, des échanges scolaires, des investissements croisés, ne semblent pas faire l'objet d'une stratégie systématique.

4.3.1. Les organisations régionales : l'énergie rattrapée par l'environnement

La N.-C. participe à plusieurs organisations régionales. Celle dont le champ de compétences est le plus grand est la Communauté du Pacifique (CPS) qui comprend les îles du Pacifique, y compris les grands pays (Australie, Nouvelle-Zélande, États-Unis), mais il existe d'autres instances dont les compétences se recoupent en partie. Des regroupements sont à l'étude pour mieux utiliser les moyens disponibles.

Commission du Pacifique (CPS)

Il s'agit de la plus ancienne des institutions de coopération régionale. La N.-C. en fait partie (comme la Polynésie française) à titre individuel.

La CPS aborde trois domaines principaux : la terre (agriculture, forêt, sécurité alimentaire, etc.), la mer (pêche, navigation, océanographie) et la société (démographie, santé). Les questions énergétiques ne sont pas abordées en tant que telles. Elles sont introduites dans les réflexions sur le changement global, mais les discussions portent surtout sur la vulnérabilité des îles face aux changements environnementaux. La question de la biomasse est aussi étudiée.

Toutefois la CPS ne s'intéresse pas pour le moment aux questions énergétiques dans leur globalité. Il s'agit de formes « classiques » de coopération pour le développement à partir de programmes ciblées et financés.

Un rapport de 2006 souligne cependant la parenté des problèmes environnementaux des îles du Pacifique (Chape, 2006). Il insiste notamment sur les problèmes d'accès à l'énergie et la dépendance énergétique de la plupart des îles.

La commission de géosciences appliquées du Pacifique sud – South Pacific applied Geoscience commission (Sopac)

Cette commission a abordé différentes facettes de la question énergétique. En particulier un programme (Pacific Islands Energy Policy and Strategic Action Plan, PIEPSAP) a porté, entre 2004 et 2008, sur la formulation des politiques énergétiques, le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Les équipes ont conseillé les petits États insulaires dans la formulation de leurs politiques énergétiques – mais pas la N.-C.

D'autre part, la Sopac aborde l'océanographie dans le cadre du changement climatique. Son programme de suivi du niveau de la mer a porté sur les petits États insulaires.

Programme régional océanien de l'environnement (PROE) – Pacific regional environment program

Cette organisation environnementale se penche également sur les questions de changement climatique et ses impacts sur les États insulaires du Pacifique. Le thème est principalement abordé à partir des problèmes d'impact du changement climatique et bien moins sur les émissions de GES.

4.3.2. Les forums commerciaux : la Nouvelle-Calédonie peu présente

Conseil de coopération économique du Pacifique – Pacific Economic Cooperation Council (PECC)

Il s'agit d'un forum de discussion sur les questions de développement. Chaque comité national du forum est composé de représentants de l'État, des entreprises et de la recherche. Les territoires français du Pacifique sont membres associés, mais le comité français présidé par M. Rocard ne comporte pas de représentants des entreprises et de la société civile. *A contrario* les autres pays de la région ont des représentations étoffées avec une participation active de la société civile.

Le PECC se fixe différents thèmes de travail. Les questions d'énergie n'en font pas partie pour la période actuelle : elles sont abordées par la coopération économique Asie-Pacifique (Apec).

Asia Pacific Economic Cooperation (Apec) : une vision stratégique de l'énergie

L'Apec comprend les pays émergents du Pacifique et les grandes puissances (États-Unis, Canada, Japon, Corée du Sud). Ni la N.-C. ni la France n'en font partie, alors qu'il s'agit d'un des regroupements les plus importants. Il assume toutefois des positions qui sont pour le moment trop éloignées de celle de la N.-C. pour que celle-ci s'en rapproche. L'Apec défend le libre-échange entre ses membres et souhaite parvenir à brève échéance à supprimer toutes les barrières aux échanges et aux investissements entre les pays membres. Cette position est cohérente avec la domination des États-Unis sur ce forum.

Pourtant, l'Apec est le groupe international qui a l'approche la plus complète sur les questions énergétiques dans la perspective de garantir la sécurité de l'approvisionnement de ses membres. Il existe des groupes de suivi de la situation énergétique à court et à moyen termes et diverses instances d'échange. En particulier, l'initiative Nautile rapproche les acteurs de l'énergie de différents pays pour partager références et instruments de prospective : cette construction d'une vision commune sur les problèmes énergétiques de la zone, et son partage entre les responsables est tout à fait essentielle (Von Hippel *et al.,* 2008). La N.-C. ne peut l'ignorer.

Par ailleurs, l'Apec organise des simulations de crise énergétique entre les pays membres pour élaborer des réponses communes par la mutualisation des stocks. Ceux-ci sont,

en principe, plus importants dans les pays membres de l'OCDE qui doivent respecter la recommandation de l'AIE de 100 jours de stocks que dans les petits États qui ne disposent pas de capacité de stockage.

L'Apec promeut également des instances de dialogue autour de la sécurité énergétique, avec en particulier l'initiative Nautile qui rapproche les acteurs de l'énergie des différents pays pour partager des références et des instruments de prospective.

Participer à ces initiatives, éventuellement comme observateur, pourrait être intéressant pour la N.-C. qui s'apparente à bien des égards aux pays émergents du Pacifique – à ceci près que l'Apec est une association qui a pour objectif principal le libre-échange et les libres investissements dans les économies du Pacifique.

4.3.3. La coopération bilatérale

N.-C. a peu de coopérations bilatérales formalisées avec les pays de la région, même s'il existe de nombreuses relations avec l'Australie, la Nouvelle-Zélande mais aussi les petites îles du Pacifique en raison de l'importante immigration qui en provient, particulièrement de Wallis-et-Futuna. Il s'agit bien évidemment d'une problématique qui dépasse celle de l'énergie, mais dans laquelle l'énergie peut prendre place.

La France dispose de différents outils de coopération bien établis, particulièrement vers l'Australie et la Nouvelle-Zélande, à commencer par son réseau diplomatique. Les relations scientifiques et technologiques entre la France et l'Australie sont particulièrement fournies, soutenues par différents programmes (programme de coopération Fast : France Australian science and technology, réseau FEAST).

D'autre part, la France se propose de renforcer ses relations de coopérations avec les pays océaniens en s'appuyant sur les collectivités d'outre-mer et en utilisant les moyens du Fonds européen de développement (FED).

La N.-C. pourrait certainement tirer parti de ces différents programmes en s'insérant dans les réseaux de coopération pour bénéficier à la fois des dynamiques de recherche en science et en technologie avec l'Australie et la Nouvelle-Zélande, mais aussi pour servir de point d'appui pour les actions de développement au bénéfice des autres îles du Pacifique.

Il ne s'agit pas seulement d'un enjeu d'image, mais plus largement de positionner la N.-C. de façon favorable par rapport aux énergies renouvelables non conventionnelles (comme le solaire thermique – cf. « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie »), les solutions innovantes pour le transport dans l'archipel et dans les villes (cf. « La maîtrise de l'énergie ») sont autant d'apports au développement des petits États insulaires. Inversement la N.-C. ne peut envisager d'apparaître comme l'un des principaux émetteurs de GES par habitant dans un ensemble où les changements environnementaux planétaires apparaissent extrêmement menaçants, sans proposer aussi des solutions de réduction des GES et/ou d'adaptation aux changements environnementaux.

5. Des options d'insertion de la Nouvelle-Calédonie dans la dynamique internationale sur le climat

5.1. Analyse juridique des obligations internationales découlant du protocole de Kyoto pour la Nouvelle-Calédonie

De la non-applicabilité du protocole de Kyoto à la Nouvelle-Calédonie : le principe en matière de traités internationaux est que les traités auxquels la France est partie s'appliquent sur l'ensemble de son territoire, y compris à l'outre mer, sauf mention contraire expresse[48]. Une mention contraire expresse peut être établie par une réserve et une déclaration interprétative. Les premières sont prévues par la convention de Vienne qui définit dans son article 2, § 1.d la « réserve » comme une déclaration unilatérale, quel que soit son libellé ou sa désignation, faite par un État quand il signe, ratifie, accepte ou approuve un traité ou y adhère, et par laquelle il vise à exclure ou à modifier l'effet juridique de certaines dispositions du traité dans leur application à cet État. La déclaration interprétative est également une déclaration unilatérale par laquelle l'État vise à préciser ou à clarifier le sens ou la portée qu'il attribue à un traité ou à certaines de ses dispositions. Elle se distingue par le fait qu'elle peut être formulée à tout moment alors que la réserve doit être confirmée au plus tard lorsque l'État exprime son consentement à être lié par un traité (article 23, § 2), c'est-à-dire lors de sa ratification, acceptation ou approbation. La qualification d'une déclaration unilatérale comme réserve ou déclaration interprétative est déterminée par l'effet juridique qu'elle vise à produire, ce qui ne va pas toujours sans équivoque (cf. Walter Gehr, droit international des traités, http://web.me.com/waltergehr/Le_Droit_international_des_traités/Bienvenue.html

Il ne ressort pas du protocole de Kyoto une intention différente s'agissant de la N.-C. En revanche, la France a émis une déclaration lors de la publication du protocole par décret n° 2005-295 du 22 mars 2005 portant publication du protocole de Kyoto à la Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques (JORF du 31 mars 2005). Pourtant, le protocole de Kyoto indique dans son article 26 qu'aucune réserve ne peut être faite au présent protocole. Il en ressort dès lors la question de la légalité de la déclaration émise par la France par ledit décret. En considérant que cette déclaration a pour objet de clarifier la portée attribuée aux dispositions du protocole de Kyoto, elle n'est pas illégale. La France clarifie en effet la non-applicabilité du protocole à la N.-C. en se fondant sur l'article 4 du protocole, qui se situe dans le cadre de l'engagement de la CE, qui ne s'applique pas à la N.-C. Finalement, cette déclaration a soulevé beaucoup d'interrogations alors qu'en droit, elle était inutile, mais avait pour objet de faciliter la compréhension de l'applicabilité territoriale du protocole de Kyoto.

En effet, la clause territoriale dans le traité de Rome de 1957 instituant la Communauté européenne, résultant de son article 299 nouveau (ex article 227) § 2 et 3 précise que les dispositions du présent traité sont applicables aux départements français d'outre mer, aux Açores, à Madère et aux îles Canaries. Les pays et territoires d'outre mer font quant à eux l'objet d'un régime spécial d'association, mais le traité de Rome ne leur est pas applicable. Dès lors, la N.-C. ne se voit pas appliquer le droit communautaire.

Une autre interrogation ressort de la rédaction même de la déclaration. Elle prévoit en effet que conformément à l'article 4, § 6 du protocole, la France demeure individuellement

[48] L'article 29 de la convention de Vienne sur le droit des traités internationaux de 1969 prévoit en effet qu' « à moins qu'une intention différente ne ressorte du traité ou ne soit par ailleurs établie, un traité lie chacune des parties à l'égard de l'ensemble de son territoire ».

responsable du niveau de ses propres émissions dans le cas où le total cumulé des réductions d'émission ne pourrait être atteint.

En résumé, dans le contexte juridique actuel, la N.-C. ne peut pas intégrer le protocole de Kyoto, puisqu'elle ne fait pas partie de l'Union européenne et que le droit communautaire ne s'y applique pas ; toutefois, la France est tout de même responsable de ce qui s'y passe, puisque la N.-C. fait néanmoins partie de la France. C'est pourquoi elle déclare sous la Convention l'ensemble des émissions y compris de la N.-C. conformément aux règles des Nations unies.

Une contradiction doit être soulevée entre la non-applicabilité du protocole de Kyoto à la N.-C. et le code de l'environnement français : en effet, l'article L. 624-1 du code de l'environnement indique que les articles L. 229-1 à L. 229-4 du même code sont applicables à la N.-C. Or, ces articles sont relatifs à la lutte contre l'intensification de l'effet de serre et la prévention des risques liés au réchauffement climatique, qui sont reconnues comme priorité nationale. Cette applicabilité aurait dû conduire l'État (ou la N.-C.) à appliquer ces dispositions en N.-C. De plus, il découle de ces articles des textes réglementaires mettant en place le système d'échange de quota d'émission de GES et ses modalités de mise en œuvre (articles R. 229-1 à R. 229-27 du code de l'environnement) relatifs aux échanges communautaires mais non applicables à la N.-C., puisque celle-ci ne fait pas partie de l'Union européenne. Des possibilités existent cependant pour pouvoir être associé au marché européen des droits d'émissions puisque la Norvège et l'Islande y participeraient depuis 2008 (cf. plus haut).

5.2. Les scénarios d'insertion dans la dynamique de lutte contre les changements climatiques envisageable pour la Nouvelle-Calédonie

Plusieurs scénarios peuvent donc être envisagés : soit la N.-C. reste en dehors du Protocole avec le statu quo actuel (scénario 1), soit elle envisage d'intégrer le protocole de Kyoto via la France avec accès au marché des droits d'émissions de l'Union européenne (scénario 2a), ou sans accès à ce marché (scénario 2b), soit elle adopte un fonctionnement inspiré de ce qui est demandé à l'Islande, mais sans adhérer formellement pour le moment ni à la Convention ni au protocole de Kyoto de manière autonome puisque seuls les États membres des Nations unies peuvent juridiquement adhérer directement aux traités et accords des Nations unies.

Scénario 1 – statu quo

Si la N.-C. ne fait rien, elle ne se situe pas dans une situation juridique illégale puisque les textes ne lui sont pas applicables.

À l'heure actuelle, la N.-C. remplit ses obligations envers la Convention via la France, car seuls des pays peuvent formellement devenir membres des Nations unies. Sous ce scénario la N.-C. est actuellement dispensée de prendre des engagements formels de limitation ou de réduction de ses émissions. Ce qui rend évidemment impossible, mais aussi inutile, le recours aux mécanismes de flexibilité de Kyoto pour compenser des émissions : de vente ou d'achat de droits d'émissions, de participation à des projets MDP ou MOC. Les grandes entreprises fortement émettrices de CO2, comme la filière nickel ou de production centralisée d'électricité, sont de ce fait en dehors du périmètre considéré par le plan national d'allocation des quotas d'émissions (PNAQ) de la France. Sous ce scénario la N.-C. doit donc seulement s'acquitter, avec la France, des obligations sous la Convention. À court terme, cela la dispense de réaliser des inventaires supplémentaires des variations de stocks de carbone

dans les sols et dans les forêts pour remplir les obligations sous les articles 3.3 et 3.4 du Protocole (cf. plus haut)[49].

Les émissions de GES en N.-C. proviennent, d'une part, de la production du nickel – qui est exporté – et, d'autre part, des autres activités ayant lieu sur son territoire. Lors de la montée en puissance de la production de nickel, avec notamment la mise en route projetée de deux nouvelles usines, les émissions de GES ne peuvent qu'augmenter. Les émissions des autres activités peuvent diminuer grâce à diverses mesures.

Mais ces diminutions ne permettront pas de compenser l'augmentation des émissions de GES qui résultera de la production accrue de nickel. Ce n'est sans doute que vers 2015 ou 2020 que les émissions provenant de cette production se stabiliseront. Il sera alors sans doute possible de commencer à afficher des objectifs de réduction des émissions de GES pour l'ensemble de la N.-C.

D'ici là, il peut donc être utile d'avoir un affichage des émissions distinguant celles attribuables à la production du nickel de celles résultant des autres activités. La décision 14 CP7 adoptée dans le cadre des Nations unies pour l'Islande et mentionnée plus haut permet de justifier cette distinction.

Pour les activités ne concernant pas la filière de production de nickel

La N.-C. peut pour ces activités, comme toutes les villes ou régions du monde, réduire ses émissions de GES de manière volontaire et le faire savoir. On a évoqué précédemment certains des points relatifs à la maîtrise de l'énergie. Les villes et les provinces pourraient sans doute aussi engager des actions de coopération dans le cadre de jumelages avec d'autres villes ou avec des pays de la sous région.

Il est également possible ici de s'inspirer de la communication nationale de l'Islande (cf. annexe 1).

Pour les activités concernant la filière de production de nickel

Rien n'empêche les entreprises de la filière nickel (ou également de production d'électricité) utilisant d'importantes quantités de charbon, de financer, si elles le souhaitent, des projets dans les pays en développement pour y réduire des émissions, mais en dehors des engagements internationaux sous le protocole de Kyoto. Cela implique seulement que les pays hôtes des projets concernés soient d'accord. Elles pourraient également, si elles le voulaient pour leur image de marque, acheter des réductions d'émissions sur un marché volontaire.

Mais sous ce scénario il pourrait sans doute être utile de mettre en avant, s'ils étaient retenus, les projets de recherches sur la séquestration géologiques du CO_2 proposés dans la « Les émissions et les réductions d'émissions de GES en Nouvelle-Calédonie ».

La mise au point de ce genre de technologies apparaît à l'heure actuelle comme incontournable pour diviser les émissions mondiales de GES par 2 d'ici à 2050. En cas de succès, il sera possible de continuer à utiliser du charbon, l'une des ressources fossiles les plus abondantes et les moins chères du monde. Cette ressource est de surcroît abondante en Australie. Cela pourrait ensuite conduire à des transferts de technologies vers d'autres régions

[49] Il est d'ailleurs très probable que les stocks de carbone, notamment dans les forêts de la N.-C., n'augmentent que peu. Mais cela reste bien sûr à valider par des mesures mentionnées dans « Les émissions et les réductions d'émissions de GES en Nouvelle-Calédonie ».
.

du monde. Compte tenu de ses roches la Papouasie-Nouvelle-Guinée pourrait peut-être également bénéficier des recherches qui pourraient être effectuées en N.-C.

Comment pourrait-on justifier ce *statu quo* ? On peut tout d'abord remarquer que les industries fortement intensives en carbone (émissions de CO_2 élevées par unité de production) ont un poids considérablement plus élevé dans l'économie de la N.-C. que dans les grands pays ou dans les grands ensembles (États-Unis, Europe, France, etc.). Aux États-Unis elles ne représentent que 6 % des émissions totales de CO_2, 3 % de l'activité économique et 2 % des emplois (Houser *et al.* 2008)[50]. En N.-C. la situation est fort différente : le nickel représentait sans doute la moitié ou plus de la moitié des émissions de GES et 11 % de la valeur ajoutée en 2006. Il représentait aussi 97 % (en valeur) des exportations. Une production accrue de nickel, avec, par exemple, la mise en service de deux nouvelles usines pourrait améliorer le taux de couverture des importations[51]. Mais à court terme, peut-être jusqu'en 2015-2020, cela augmenterait inévitablement les émissions de GES de la N.-C.

Par ailleurs tous les pays producteurs de nickel n'ont pas les mêmes obligations. La N.-C. est actuellement le premier exportateur mondial de nickel oxydé. Cuba, le Brésil, les Philippines et l'Indonésie et quelques autres pays de la ceinture tropicale n'appartenant pas à l'annexe B du Protocole (donc actuellement non soumis à des contraintes de réduction de leurs émissions) en exportent aussi. La Corée du Sud importe du minerai de la N.-C.[52] et exporte des produits contenant du nickel. En revanche la Russie, le Canada et l'Australie[53], qui produisent du nickel sulfuré, font partie de l'annexe B : ces pays doivent donc réduire leurs émissions de GES.

Si la N.-C. ne fait rien, elle ne se situe pas pour le moment dans une situation juridique illégale puisque les textes ne lui sont pas applicables. Il n'y a donc pas d'action à avoir sur le plan juridique. Mais cette situation est-elle tenable à long terme ? Cela dépendra notamment des pressions que pourraient exercer la communauté internationale, les pays voisins et les autres pays producteurs et exportateurs de nickel. Il faudrait donc, dans le cadre des accords de Kyoto post 2012, être attentif aux évolutions des pays exportateurs mentionnés ci-dessus (changements de catégories de pays, types d'engagements post 2012, etc.) et aux facilités (octroi de droits d'émissions gratuits, fiscalité allégée, etc.) que ceux-ci pourraient accorder à leurs industries fortement intensives en carbone.

Scénario 2 – si la N.-C. souhaite intégrer les discussions relatives au protocole de Kyoto dans le cadre de la France, pour les raisons développées ci-après il y aura des actions à mener sur le plan juridique[54].

[50] T. Houser, R. Bradley *et al.*, (2008) "Leveling the carbon playing field International competition and US Climate Policy Design", Peterson Institute for International Economics and World Resources Institute, 95 p.
[51] « 2025 Schéma d'aménagement et de Développement de la Nouvelle-Calédonie » (2009). Le rapport de 9 ateliers du diagnostic Nouvelle-Calédonie, p. 89, 115 et 116.
[52] La Corée du Sud ne figure pas dans les pays de l'annexe B. Mais comme le revenu par habitant y est supérieur à celui en Russie, qui elle en fait partie, il y aura certainement des pressions fortes pour que l'appartenance des divers pays aux diverses catégories soit révisée pour les engagements post 2012. Ce pays participait d'ailleurs au Forum des économies majeures (MEF) qui s'est tenu les 25 et 26 mai à Paris. Le MEF comprend le G8, les grands pays émergents (Chine, Inde, Brésil, Afrique du Sud et Mexique), ainsi que la Corée du Sud, l'Indonésie et l'Australie qui émettent plus de 80 % des émissions de GES du monde.
[53] « 2025 Schéma d'aménagement et de développement de la Nouvelle-Calédonie » (2009) p. 117.
[54] Il convient toutefois de rappeler que même dans ce cadre elle ne pourra sans doute pas intégrer le protocole de Kyoto avant 2012.

Aspects juridiques

La contrainte concerne le droit communautaire. La confirmation de la légalité de cet argument avancé par la France conduit à une difficulté juridique. En effet, dans la mesure où la France ratifie le protocole dans le cadre de la CE, cette ratification ne peut s'appliquer à la N.-C., quelle que soit la modification des textes nationaux que la France peut envisager.

Y aurait-il cependant eu une interdiction à ce que la France s'engage, d'une part, sous le protocole de Kyoto avec l'Union européenne (et respecte dans ce cadre ses engagements pour tous les territoires relevant de l'Union européenne) et, d'autre part, de manière spécifique pour la N.-C. ? Il ne semble pas que cela se soit posé dans le cadre des Nations unies jusqu'à ce jour. Mais cela ne paraîtrait pas impossible. Voici alors ce qui aurait pu se passer pour la première période d'engagement 2008-2012. Comme d'après le protocole de Kyoto, hors partage du fardeau dans le cadre l'Union européenne, la France doit diminuer de 8 % ses émissions par rapport à 1990 (0 % dans le cadre du partage du fardeau de l'Union européenne), la France aurait, semble-t-il pu ratifier le Protocole pour la N.-C., en demandant qu'on y applique une réduction de 8 % par rapport à 1990. Cela aurait exigé un effort de réduction des émissions supérieur à celui demandé pour l'ensemble « métropole + DOM », dans le cadre de la communauté européenne.

En revanche, la N.-C. ne peut pas intégrer le protocole de Kyoto sans la France. En vertu du principe classique du droit international public, seule la France a le statut international d'État et est habilitée à conclure des traités dans le cadre des Nations unies et avec d'autres États ; la compétence de conclure des accords internationaux (au sens strict d'engager la collectivité concernée) reste de façon exclusive celle de la France.

Les dispositions extensives de la LO dans ses articles 28 et suivants pour la N.-C. en matière de relations extérieures auraient pu sortir de cette situation, mais la reconnaissance de sa compétence internationale propre ne concerne que la possibilité de devenir membre ou membre associé d'organisations internationales ou observateur auprès de celles-ci. Cette compétence doit néanmoins être soumise à l'accord de la France. La République est libre d'associer telle ou telle institution territoriale à la négociation, à la conclusion voire à la procédure préalable à la ratification ou à l'approbation de tels traités mais non à la conclusion de tels accords : cette question relève du droit interne et chaque État peut régler dans sa constitution ou par un autre texte. C'est ce qui a été fait avec la LO de 1999 mais ce n'est pas suffisant. Sur ce sujet voir, J.Y. Faberon et J. Ziller, Droit des collectivités d'outre-mer, LGDJ, 2007, et V. Goesel-Le Bihan, « Les compétences internationales des collectivités d'outre-mer », Revue Lamy des collectivités territoriales, 2007.

La loi organique de 1999 n'aide pas d'avantage à trouver une autre solution, puisque ses dispositions extensives en matière de compétence internationale ne s'appliquent pas à ce type de protocole (elles concernent le pouvoir de négocier et signer des accords avec un État, territoires ou organismes régionaux du Pacifique et avec les organismes régionaux dépendant des institutions spécialisées des Nations unies). De plus, il aurait été nécessaire de déterminer dans quel domaine de compétence cette matière est inclue. Or, les aspects climat et gaz à effet de serre n'ont à ce jour pas fait l'objet d'une attribution explicite et en matière de protection de l'environnement, la répartition des compétences est floue, peu lisible et l'enchevêtrement très important entre les quatre niveaux de responsabilités : État, N.-C., Provinces et Communes (cf. atelier Nouvelle–Calédonie 2025).

À l'heure actuelle, et dans la mesure où la France a accepté de remplir conjointement avec les autres États membres de la CE ses engagements vis-à-vis du protocole de Kyoto, en

application de l'article 4 du protocole, et que cet accord reste en vigueur jusqu'en 2012, conformément à l'article 3 § f du protocole, la N.-C. ne peut intégrer protocole de Kyoto dans les mêmes conditions que la France et les DOM, car elle n'est pas membre de l'Union européenne.

La seule possibilité serait sans doute maintenant d'intégrer la révision du protocole à venir et qui entrera en vigueur en 2012. Pour ce faire, il convient :

– soit d'obtenir la modification de la rédaction du nouveau protocole, afin de permettre à la France de pouvoir intégrer une composante de son territoire à statut spécifique, laquelle ne serait pas comprise dans l'engagement communautaire puisque la N.-C. ne fait pas partie de l'Europe tout en permettant à la France de poursuivre, le cas échéant, ses engagements en tant qu'État membre de la CE et donc dans le cadre d'engagements conjoints avec les autres États membres ;

– soit de négocier des engagements spécifiques à la N.-C., mais distincts des engagements français, même si l'accord est signé par la France pour la N.-C., compte tenu de son statut, les négociations relatives à Kyoto soulèveront la question de la mutualisation avec les quotas français : compte tenu de ce qui a été développé ci-dessus et du statut de la N.-C., il conviendrait de négocier des quotas spécifiques pour la N.-C. distincts de ceux français, si l'Union européenne en était d'accord, ce qui permettrait en outre de responsabiliser les acteurs du territoire (négociation d'un accord spécial et spécifique), bien que la France à titre individuel en resterait tout de même responsable, en tant qu'État.

Dans tous les cas, la N.-C. aurait sans doute intérêt à demander à être associée aux négociations au sein de la délégation française.

Il serait également utile que la N.-C. élabore un dispositif prévoyant les modalités d'application des conventions internationales à son territoire.

Pour cette option la N.-C. devra aussi réaliser les divers inventaires demandés, notamment ceux relatifs aux utilisations et aux changements d'utilisation des terres (articles 3.3 et 3.4).

Avec un accès au marché de droits d'émissions de l'Union européenne.

Si la N.-C. veut formellement entrer dans le processus de Kyoto post 2012, elle ne peut le faire actuellement que *via* la France.

Pour s'engager dans cette voie, la N.-C. devra faire part de ses intentions, d'une part, à la France et, d'autre part, à l'Union européenne via *la France (cf. les points juridiques évoqués ci-dessus) et que l'Union européenne accepte d'inclure la N.-C. dans son marché d'échange. Dans le cas contraire il faut examiner la solution (2b).*

La Nouvelle-Calédonie devrait donc limiter l'augmentation de ses émissions, ou même réduire ces dernières.

(a) comme la France (hors partage de fardeau au niveau européen), comme suggéré plus haut ;

(b) comme l'Europe ;

(c) ou suivant des modalités particulières à négocier ; (avec par exemple un partage du fardeau différent entre la France et la N.-C.[55], ou encore entre l'Union européenne et la N.-C.[56]).

Les industries du nickel et le producteur d'électricité centralisée de la N.-C. qui utilisent d'importantes quantités de combustibles fossiles seraient alors sans doute invités à réduire ou à limiter leurs émissions dans le cadre des PNAQ. Elles pourraient alors, à cette fin, recourir à des économies d'énergies et des réductions d'émissions de CO_2 au sein de leurs entreprises ou encore recourir aux mécanismes de flexibilité de Kyoto ; à des projets MDP, ou MOC dans d'autres pays ou/et aux marchés de droits d'émissions. Et si les droits d'émissions sont vendus au moins partiellement aux enchères par l'Union européenne, comme cela est envisagé pour 2012, les entreprises néo-calédoniennes devraient en principe en acheter. Mais combien ? De quelles exonérations pourront-elles bénéficier ? Peut-on mettre en avant la nécessité d'équilibrer la balance commerciale ou le statut particulier de la N.-C. pour obtenir des droits d'émissions gratuits, voire des exonérations partielles ou totales ? Peut-on démontrer par ailleurs qu'il y a des risques de délocalisation de l'activité, ou de concurrence déloyale si ces entreprises devaient acheter ces droits d'émissions ? Une procédure est actuellement ouverte en ligne au niveau de la commission pour recueillir des avis sur cette question.

Il existe, depuis décembre 2008, un « paquet climat» pour l'Europe et des engagements de réduction des émissions d'ici à 2020 d'au moins 20 % par rapport à 1990. Si d'autres pays s'engageaient également, l'Union européenne pourrait même afficher des ambitions plus fortes de réduction de ses émissions.

Dans ces conditions, que pourrait réellement obtenir la N.-C. de l'Union européenne ? Serait-il possible de mettre en place un partage du fardeau européen comme en 1997, avantageux pour elle ?

En l'absence d'un tel partage au niveau européen, qui devrait alors compenser les augmentations d'émissions de la N.-C. ?

Sans accès au marché des droits d'émissions de l'Union européenne

En cas d'impossibilité d'accéder au marché des droits d'émissions européen, l'une des options du scénario précédent pour réduire les émissions disparaît. L'accès à des marchés volontaires resterait-il alors fermé pour la N.-C. ? La réponse serait vraisemblablement oui. Mais c'est un point qu'il conviendrait sans doute de mettre sur la table lors de négociations avec la France et avec l'Union européenne. Cela pourrait éventuellement constituer un argument pour faciliter l'accès de la N.-C. au marché européen, donc pour revenir au scénario (2a).

En revanche la question du partage du fardeau entre la France (ou l'Europe) et la N.-C. demeurerait. Sauf, par exemple, si un accord pouvait être trouvé via *une décision du type « 14 CP 7 » comme pour l'Islande, pour ne pas comptabiliser, sous certaines conditions, les émissions des nouvelles industries du nickel pour la période post 2012-2020.*

Scénario 3 – une approche inspirée de celle de l'Islande pour la période post 2012 mais sans adhésion formelle au Protocole pour la période post 2012

[55] Les augmentations d'émissions accordées à N.-C. pourraient alors éventuellement être compensées par des réductions d'émissions plus fortes au niveau de la France.
[56] La Norvège a en effet des obligations de réduction de ses émissions d'ici à 2012 différentes de l'Union européenne.

L'Islande est un petit pays adhérent aux Nations unies. Mais, on a vu plus haut que pour ce pays, ayant beaucoup de points communs avec la N.-C., les approches retenues dans le cadre des négociations de Kyoto ne convenaient pas bien.

Faute de pouvoir modifier l'approche générale, les Nations unies ont alors produit la décision 13 CP7 analysée plus haut.

En se référant à cette décision et en agissant comme l'Islande, *mais sans adhérer formellement au protocole de Kyoto*, la N.-C. pourrait montrer, au niveau de la région Asie Pacifique comme au niveau international, que son approche est parfaitement légitime, car conforme aux décisions prises dans le cadre du protocole de Kyoto. La décision 13 CP7 a en effet été formellement adoptée par les Parties pour solutionner le cas de l'Islande.

Une telle démarche ne supposerait pas nécessairement une adhésion formelle, directe et immédiate aux Nations unies. Cela impliquerait en revanche, *sans prendre d'engagements formels* au titre de la N.-C. dans les accords post 2012, de satisfaire progressivement à toutes les obligations de la Convention et du protocole de Kyoto révisées pour la période post 2012, notamment la réalisation des inventaires sous les articles 3.3 et 3.4.

Sous ce scénario il faudrait donc rester attentif aux nouvelles contraintes et opportunités qui pourraient apparaître. Il faudrait également savoir si et comment la décision 13 CP7 pourrait être reconduite ou modifiée après 2012. Quels engagements prendra l'Islande pour la période post 2012 ?

L'avantage de cette solution serait de rendre compatible le développement industriel de la N.-C. avec *l'esprit* de la lutte contre le changement climatique au niveau planétaire. Il n'y aurait pas à acheter de droits d'émissions. L'inconvénient, sans doute mineur dans ce cas, serait de ne pas pouvoir réaliser de projets MDP ou MOC. Mais la réalisation de projets volontaires reste toujours possible en dehors du cadre formel des Nations unies.

Analogies avec le Groenland et l'Islande

Le Groenland

Cette entité vient d'obtenir en 2009 une certaine autonomie. Il n'est en outre plus membre de l'Union européenne depuis 1985. On y a découvert d'importants gisements de pétrole et de minerais dont l'exploitation va, au cours des prochaines années, fortement augmenter les émissions de GES par habitant de ce petit territoire d'une soixantaine de milliers d'habitants. Il se trouve donc dans une situation ayant bien des points communs avec la N.-C.

C'est pourquoi il serait utile de s'informer régulièrement sur les intentions des gouvernements du Danemark et du Groenland, et sur leurs négociations, notamment pour les prises d'engagement post 2012.

L'Islande

À la différence du Groenland, cette entité est indépendante et membre des Nations unies. Ce pays a donc pu prendre des engagements sous la Convention et sous le protocole de Kyoto. Mais, compte tenu du développement de nouvelles industries sur son territoire, les émissions y ont également augmenté. En 2006, elles étaient de 26 % supérieures au niveau de 1990 (European Environment Agency[57]), donc en apparence 16 % au-dessus des engagements

[57] "Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2008". Tracking progress towards Kyoto targets EEA Report n° 5 /2008 p. 136 et 137.

de *ce* pays sous le Protocole. Mais il y a la décision 14 CP7 qui permet de présenter ces émissions de manière différente.

Là encore, il pourrait être intéressant de nouer des contacts notamment pour connaître le devenir de la décision 14 CP7.

Par ailleurs, si cela était souhaité par la N.-C., des communications sur le climat concernant la N.-C., inspirées par exemple des communications nationales de l'Islande, pourraient sans doute être insérées le moment venu dans les communications nationales de la France aux Nations unies. Celles-ci comprennent plusieurs chapitres : le premier décrit les spécificités nationales de l'Islande. Le deuxième donne des informations sur les inventaires de GES du pays et sur les évolutions en cours. Le troisième chapitre relate les politiques et mesures retenues dans le pays pour réduire ou limiter les émissions de GES. On y examine les secteurs de la production d'énergie, des transports, des pêches, de l'industrie, des déchets et de l'agriculture. Les actions relatives à la séquestration de carbone, c'est-à-dire du CO_2, sont également mentionnées de même que les recherches en cours. Le quatrième chapitre présente des scénarios d'évolution des émissions tenant compte des politiques et mesures envisageables. Le cinquième chapitre concerne les impacts des changements climatiques et les adaptations envisagées. Le sixième chapitre mentionne comment l'Islande s'acquitte de ses obligations envers les pays en développement, c'est-à-dire comment ce pays participe à l'aide publique et aux transferts de technologies en direction des pays en développement. Le septième chapitre mentionne les recherches et observations relatives au climat. Et le dernier chapitre évoque les politiques de communications en direction de la population (article 6 de la convention).

5.3. Conséquences pour la Nouvelle-Calédonie d'une démarche d'intégration de ces discussions en termes de gouvernance

Une Autorité devrait se voir attribuer ces questions dans la mesure où cela n'a pas été fait explicitement à ce jour et parce qu'il est nécessaire que des moyens humains et financiers soient octroyés à cette question.

Bien que la lutte contre les GES et le changement climatique fasse partie de la protection de l'environnement, il ne semble guère approprié d'attribuer cette compétence aux Provinces, dans la mesure où il s'agit d'une compétence et de responsabilités politiques territoriales globales, qui doivent être centralisées. Les questions relatives au changement climatique ne peuvent être soumises à une réglementation et un effort différents et non homogènes au sein d'un même territoire.

Cette attribution de compétence ne peut être effective juridiquement que par une insertion dans la loi organique de 1999 de façon explicite.

Dès lors, en termes d'organisation administrative, la N.-C. pourrait soit mettre en place un service spécifique, soit insérer cette compétence au sein d'un service existant, comme celui de l'énergie, qui deviendrait énergie et climat, les discussions sur ces deux thèmes étant fortement liées. Mais il ne faudrait pas pour autant oublier les forêts, l'agriculture et la gestion des déchets (cf. également la fiche de recommandation n° 1 de la partie « Les émissions et les réductions d'émissions de GES en Nouvelle-Calédonie »).

Bibliographie

ABARE, ENERGY IN AUSTRALIA, 2009 – Canberra, Department of Energy Resources and Tourism.

ACIL TASMAN, 2008 – *An Assesment of Australia liquid fuels Vulnerability*, Prepared for the Department of Energy, Resources and Tourism.

AGNIEL G., 2007 – « La Nouvelle-Calédonie et le protocole de Kyoto », colloque Le droit de l'environnement en Nouvelle-Calédonie, *RJE*, 2007.

ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTER, 2008 – Apec Energy review 2007.

BACHU S., 2009 – Capacity building in developing economies: building on the Apec and CSLF experience, *Energy Procedia*, 1 (2009), 4719-4726.

CHAPE S., 2006 – Review of Environmental Issues in the Pacific Region and the Role of the Pacific Regional Environment Programme, *Workshop Collaboration for sustainable development of the Pacific Islands: Towards effective e-learning systems on environment*, 27-28 February 2006, Okinawa, Japan.

DARMASTADTER J., 2006 – Energy independence, Fantasies, Facts, Opinions, Washington, Resources for the Future, 12 p.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2009 – *International Energy Outlook 2009*, Washnington, US department of Energy.

EKAWAN R., DUCHÊNE M. *et al.*, 2006 – The evolution of hard coal trade in the Pacific market, *Energy Policy* 34 (2006) 1853-1866.

FABERON J.Y., ZILLER J., 2007 – Droit des collectivités d'outre-mer, LGDJ.

FAU N., 2004 – Le détroit de Malacca, porte océane, axe maritime, enjeux stratégiques, Géoconfluences, ENS LSH, http://geoconfluences.ens-lsh.fr/doc/transv/Mobil/MobilScient4.htm

FAVENNEC J.-P., 2007 – Géopolitique de l'énergie, besoins, ressources, échanges mondiaux, Paris, Technip, 284 p.

FENG L., LI J. *et al.*, 2008 – China's oil reserve forecast and analysis based on peak oil models, *Energy Policy* 36 (2008), 4148-4153.

GEHR W., 2001 – Droit international des traités, http://www.droit-international-public.net/

GOESEL-LE BIHAN V., 2007 – Les compétences internationales des collectivités d'outre-mer, Revue *Lamy des collectivités territoriales*.

HALL P., 2006 – What the South Pacific Sea Level and Climate Monitoring Project is Telling Us, Briefing paper, http://www.bom.gov.au/pacificsealevel/presentations/briefing_paper_spslcmp_nov_2006.pdf

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2005 – *Australia 2005 review*, Paris, OECD/IEA, 197 p.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2006 – *New Zealand 2006 review*, Paris, OECD/IEA, 172 p.

KELLY G., 2007 – Renewable energy strategies in England, Australia and New Zealand, *Geoforum* 38, 326-338.

KINRADE P., 2007 – Toward a sustainable energy future in Australia, *Futures 39* (2007), 230-252.

KLAASESEN G., MC DONALD A. *et al.*, 2009 – The future of gas infrastructures in Eurasia, *Energy Policy*, 29 (2001), 399-413.

LABEVIERE R., Thual F., 2008 – *La bataille du Grand Nord a commencé…*, Paris, Editions Perrin, 248 p.

LARZILLIERE M., 2006 – Les stocks stratégiques d'hydrocarbures dans le Monde et en France, *Revue des ingénieurs*, 37-38.

LLOYD C. 2008 – Australian capitalism since 1992 : a new regime of accumulation, *Journal of Australian political economy, 61,* 30-55.

LOCHNER S., BOTHE D., 2009 – The development of natural gas supply costs to Europe, the United states and Japan in a globalizing gas market – model based analysis until 2030, *Energy Policy*, 37, 1518-1528.

MARTIN-AMOUROUX J.-M., 2008 – Charbon, les métamorphoses d'une industrie, *La nouvelle géopolitique du XXI^e siècle*, Technip, 420 p.

MCNEIL B., 2007 – The costs of introducing nuclear power to Australia, *Journal of Australian political economy*, 59, 5-29.

NEWMAN P., KENWORTHY J., 2006 – Urban design to reduce automobile dependence, *Opolis*, Vol. 2, n° 1, pp. 35-52.

PEARS A., 2007 – Imagining Australia's energy services futures, *Futures*, 39 (2007), 253-271.

SADDLER H., DIESENDORF M. *et al.*, 2007 – Clean Energy scenarios for Australia, *Energy policy* 35, 1245-1256.

SAGAWA A., KOIZUMI K., 2009 – The trend of coal exports and imports by China and its influence on Asian Coal markets, Institute of Energy Economics, *Energy Journal*, 4-1, 31-51.

SAHA P., 2003 – Sustainable energy development: a challenge for Asia and the Pacific region in the 21st century, *Energy Policy* 31 (2003) 1051-1059.

SALAMEH M., 2003 – Quest for Middle East oil: the US versus the Asia Pacific region, *Energy Policy* 31 (2003), 1085-1091.

SOVACOOL B., 2009 – Energy policy and cooperation in Southeast Asia: The history, challenges, and implications of the trans-ASEAN gas pipeline (TAGP) network, *Energy Policy* 37 (2009) 2356-2367.

THIELEMANN T., SCHMIDT S. *et al.*, 2007 – Lignite and hard coal: Energy suppliers for world needs until the year 2100 – an Outlook, *International journal of coal geology*, 72 1-14.

VAN BEERS D., BISWAS W.K., 2008 – A regional synergy approach to energy recovery: the case of Kwinana industrial area, Western Australia, *Energy conversion and management*, 49 3051-3062.

VASSILIOUK S., 2009 – Japanese-Russian Energy cooperation: Problems and perspectives, Institute of Energy Economics, *Energy Journal*, 4-1, 78-86.

VON HIPPEL D., SAVAGE T. *et al.*, 2008 – Introduction to the Asian Energy Security project : Project organization and methodologies, *Energy Policy* -in press.

WANG Q., 2009 – China needing a cautious approach to nuclear power strategy, *Energy Policy*, 37 2487-2491.

WORLD ENERGY COUNCIL, 2007 – *2007 survey of energy resources*, World Energy Council, 600 p.

YERGIN D., 2006 – Ensuring energy security, *Foreign Affairs*, 85(2), 65-82.

Sites Internet

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE – http://www.iea.org/

APEC ENERGY WORKING GROUP – http://www.ewg.apec.org/

AUSTRALIAN COAL ASSOCIATION – http://www.australiancoal.com.au/

CSIRO ENERGY CENTRE, NEWCASTLE – http://www.det.csiro.au/energycentre/

CO2CRC – http://www.co2crc.com.au/

DÉPARTEMENT OF RESOURCES, ENERGY AND TOURISM, DIVISION ENERGIE – http://www.ret.gov.au/ENERGY/Pages/index.aspx

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – http://www.eia.doe.gov

GEOSCIENCE AUSTRALIA – http://www.ga.gov.au/

NAUTILUS INSTITUTE – http://www.nautilus.org/index.html

RAPPORT GARNAUT (REDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES) – http://www.garnautreview.org.au/index.htm

WORLD ENERGY COUNCIL – http://www.worldenergy.org/

Retour au Sommaire

QUEL CADRE POUR UNE POLITIQUE DE L'ENERGIE ET DU CLIMAT AU SERVICE DU DEVELOPPEMENT DE LA NOUVELLE-CALEDONIE ?

Coordinateur :
Y. LE BARS

Experts :
R. DARBERA, E. FAUGERE, L. GRAMMATICO,
P. MENANTEAU, B. MULTON, S. VELUT

Introduction : Trois logiques différentes déterminent les options à retenir

Cette dernière partie a pour objet de proposer les voies de concrétisation des options sur l'énergie et le climat qui pourraient être retenues, et d'en examiner les modes possibles de gouvernance, dans l'optique du développement de la N.-C. Nous nous appuyons ici en particulier sur les analyses et résultats présentés dans les parties précédentes.

La question de l'énergie est portée par trois logiques différentes du développement de la N.-C., trois logiques peu reliées entre elles :

Dans le domaine de l'habitat, la sécurité énergétique, la réduction des émissions de GES et la qualité de la vie conduisent à privilégier un habitat à haute qualité environnementale, à énergie positive, avec une climatisation la plus naturelle possible.

L'industrie métallurgique est soucieuse de la permanence de son approvisionnement en énergie électrique, ce qui conduit à avoir une centrale associée à chaque usine (existante ou en cours de réalisation). Ce secteur mondialisé achète son énergie sur les marchés mondiaux qui absorbent sa production métallurgique : l'économie est en relation avec la géostratégie…

Deux enjeux ressortent pour ce secteur :

– celui de la sécurité d'un approvisionnement au meilleur coût, ce qui a conduit à privilégier le charbon australien comme ressource pour la production d'électricité et pour alimenter les usines métallurgiques ;

– celui relatif aux négociations mondiales sur les changements climatiques et la réduction des émissions de GES, qui peuvent affecter la N.-C., l'économie du Nickel, et conduire à des évolutions technologiques.

À lui seul ce secteur représente les deux tiers de l'énergie primaire consommée et du CO_2 émis aujourd'hui en N.-C… Nous avons vu qu'il y a des perspectives significatives de réduction des consommations d'énergie, et pour la prise en compte à venir des enjeux climatiques.

Dans le domaine des transports, ce sont des carburants liquides qui sont actuellement demandés, dans une Asie qui en manque, beaucoup plus rares que le charbon. Une filière néo-calédonienne d'agro carburants d'ampleur suffisante semble difficile à moyen terme, à la fois pour des raisons de disponibilité de la biomasse, et par la taille nécessaire de certaines installations de transformation. Sécurité énergétique et réduction des émissions conduisent donc à chercher une moins grande dépendance vis-à-vis des carburants fossiles. C'est donc surtout par économie que l'on peut gagner, et par transfert vers d'autres modes de déplacement plus économes, en particulier les transports en commun.

Des décisions importantes ont déjà été prises concernant la programmation des unités de production de Nickel, et la construction ou reconstruction de centrales électriques au charbon. Le schéma de mise en valeur des richesses minières en N.-C. évoque également cette question de l'énergie et pose le principe de la compensation des émissions de GES. Mais nous avons aussi retenu que la loi de programmation pluriannuelle de la production électrique n'a pas pu être complètement adoptée.

Les politiques énergétiques et climatiques s'appuient classiquement sur une typologie d'instruments qui comprend : les aspects tarifaires et fiscaux, les instruments économiques, et la réglementation. On peut à cette liste ajouter les instruments qui visent à faire évoluer les

comportements ou les préférences des agents économiques par l'information et la communication ainsi que la formation des acteurs et les programmes de R&D. Ces différents aspects seront abordés ci-après.

Cette cinquième partie récapitule dans un premier temps les options techniques dégagées dans les parties précédentes en abordant leur dimension économique, et note les enjeux et les contraintes, au regard de l'aménagement du territoire ou de la problématique foncière.

Une politique pour la maîtrise de l'énergie, le développement de nouvelles ressources et la réduction des impacts environnementaux doit s'afficher à travers des orientations générales. Sa mise en œuvre utilise plusieurs outils qui seront détaillés et situés dans le contexte de la N.-C. :

– la sensibilisation et l'information pour une évolution des pratiques, le rôle de l'éducation ;

– la formation aux métiers et l'accès à un dispositif de R&D ;

– la mise en œuvre coordonnée des instruments réglementaires, tarifaires et fiscaux.

Le collège des experts n'a, par contre, pas pu rassembler des éléments pour élaborer des recommandations sur un volet important pour la concrétisation des décisions : celui de l'action économique en faveur des entreprises des secteurs concernés. On peut tout simplement dire que la N.-C. doit tirer parti des activités des organismes comme Oséo ou l'AFD.

Enfin, pour traiter de la gouvernance de ces différents domaines, il faut s'interroger sur la répartition des responsabilités entre les différents acteurs. Des préconisations seront alors apportées, dans une perspective d'évolution de la gouvernance accompagnant des options nouvelles de l'énergie et du climat qui pourraient être prises en N.-C.

1. Les options techniques, les enjeux, les atouts, les contraintes pour une politique énergétique et climatique en Nouvelle-Calédonie

Il ressort des travaux d'expertise des parties précédentes qu'il existe dans le secteur de l'énergie en N.-C. :

- Un fort potentiel en ce qui concerne la maîtrise de l'énergie dans le secteur résidentiel et dans le secteur industriel : une réduction de la consommation d'énergie est possible dans la situation de la N.-C. mais cela a un coût, et suppose une évolution des modes de production, de construction et de consommation.

- Un fort potentiel de développement des énergies renouvelables et de nouvelles technologies : certaines des énergies nouvelles développées dans le monde offrent des possibilités à la N.-C., comme cela a été amorcé pour l'éolien et la production d'électricité photovoltaïque. Mais la biomasse accessible souffre de la dispersion de sa production et de la contrainte foncière, ce qui rend difficile son exploitation malgré un potentiel technique renouvelable sans doute non négligeable. Des moyens de stockage devraient être développés, tout particulièrement le stockage hydraulique gravitaire si l'existence de potentiels techniques est confirmée.

- Le niveau de consommation des grandes entreprises métallurgiques notamment, implique que la demande en énergie ne saurait être couverte en totalité par des énergies renouvelables, même en adoptant une politique incitative dans les deux domaines précédents ; dès lors, une production à grande capacité reste nécessaire.

- La N.-C. ne peut faire l'économie de la prise en compte de la protection de l'environnement et des GES dans le contexte régional et international.

Pour la présentation des diverses pistes de solutions, nous renvoyons aux parties précédentes. Nous souhaitons, ici, approcher trois des dimensions qui conditionnent leur réalisation : la dimension technico-économique, les enjeux de l'aménagement du territoire et des contraintes foncières.

1.1. L'analyse technico-économique permet de donner quelques priorités : les solutions techniques n'ont pas toutes le même coût ni la même échéance

À ce stade, il serait utile de pouvoir disposer d'éléments objectifs permettant d'orienter les futures décisions publiques pour une politique énergétique et climatique en N.-C. En complément de l'analyse des options techniques présentée précédemment, une analyse technico-économique peut aider à identifier les priorités en introduisant la dimension économique. Classiquement, celle-ci sert à évaluer et comparer les coûts des options disponibles, puis à les organiser par ordre de mérite dans un cadre de rationalité économique qui vise à minimiser le coût global de réalisation.

Cette démarche n'a pas pu être mise en œuvre ici car la collecte des informations nécessaires à cette analyse n'entrait pas dans le cadre de notre expertise collégiale, elle aurait demandé une étude spécifique. Pour apporter néanmoins des éléments complémentaires à l'analyse, nous avons complété l'identification des principales options techniques par une estimation, pour chacune d'entre elles, des enjeux et des coûts qu'elles représentent. Concrètement, nous avons estimé les potentiels techniques de production ou d'économie d'énergie (ou de CO_2 dans le cas du stockage) associés à chaque option ; nous avons également évalué les dépenses globales auxquelles il faudrait consentir pour mobiliser ces quantités d'énergie.

Chaque variable a été estimée sur une échelle à trois niveaux : faible, moyen, élevé. Cette analyse essentiellement qualitative ne prétend pas à la rigueur scientifique, mais elle s'appuie dans la mesure du possible sur des connaissances issues d'autres expériences. Nous avons enfin complété cette analyse par une estimation des contraintes et atouts associés à chaque option pour faire apparaître un critère de difficulté de mise en œuvre qui intègre à la fois la disponibilité des technologies, la faisabilité des politiques, les bénéfices associés (économies d'énergie par exemple).

Les résultats figurent dans le tableau 1.

Tableau 1 – Analyse qualitative coûts/quantités

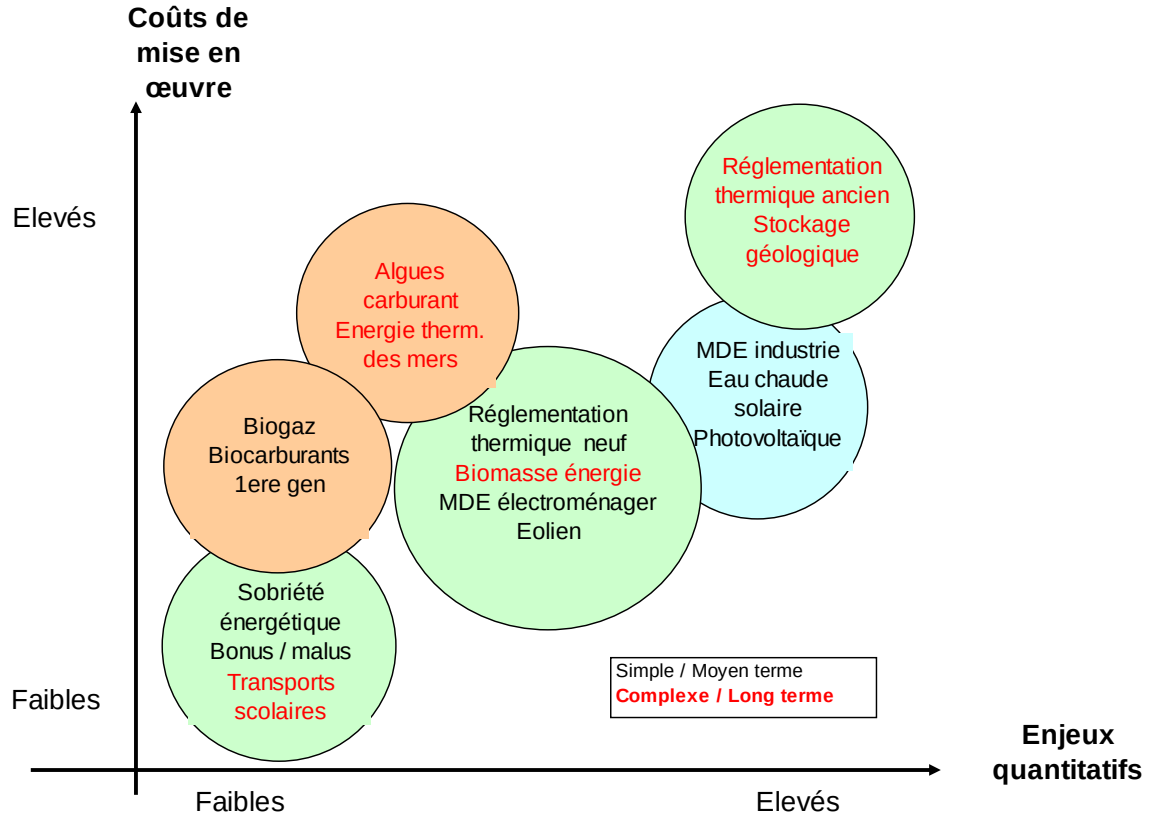
Options	Secteur	Options	Enjeux	Coûts	Difficultés
MDE	Habitat / tertiaire				
		Réglementation thermique ancien	++	++	++
		Réglementation thermique neuf	+ /++	+	+
		Rénovation parc public	+	+	+
		MDE Eclairage	+	+	0
		MDE Electroménager	+	+	0
		Sobriété énergétique	+	0	+
	Transport				
		Politiques urbanisme	++	+	+/++
		Transports publics, modes doux	+/++	++	+
		Bonus / Malus	+	0	0/+
		Taxe carburants	+	+	+/++
		Transports scolaires	+	0/+	+
	Industrie				
		EE process	++	+	+
		Biomasse énergie	+ /++	+	+/++
NTE	EnR Elec				
		Eolien	+/++	+	+
		Photovoltaïque	++	+/++	+
		Energie thermique des mers	+	++	++
		Solaire thermodynamique	+	+/++	++
	EnR Chaleur/Carb				
		ECS Solaire	++	+	0
		Biogaz	0/+	+	+
		Biocarburants 1ere génération	0	+	++
		Algues carburants	+/++	++	++
CCS					
		Stockage géologique	++	++	++
		Stockage biologique	+	+	++
		Oxycombustion	+	+	+ /++

Chaque variable est estimée sur une échelle à trois niveaux : faible, moyen, élevé.

On observe ainsi qu'une option telle que la maîtrise de l'énergie dans le parc de bâtiments anciens (parc existant) présente un potentiel d'économie d'énergie très important, que le coût de cette rénovation est élevé (mais susceptible de générer des économies dont profitent les consommateurs) et sa mise en œuvre très complexe (la réglementation thermique dans le parc existant est difficile à imposer et relativement lente à produire ses effets). Inversement, une option telle que l'instauration du bonus/malus sur l'achat de véhicules individuels présente des enjeux moins importants, mais elle est peu coûteuse et relativement simple à mettre en œuvre.

Nous avons complété cette première analyse purement qualitative par une tentative de hiérarchisation sous la forme d'un graphique (figure 1). Le schéma reprend pour l'essentiel les informations figurant dans le tableau 1, mais il intègre en plus la dimension de la faisabilité que nous avons choisi de faire coïncider avec une prise en compte de la dimension temps. Concrètement, les options relativement simples à mettre en œuvre et immédiatement disponibles apparaissent en noir, les options moins faciles et non immédiatement disponibles mais qui présentent une probabilité raisonnable de réalisation, figurent en rouge, puis en noir les options plus prospectives et incertaines ou susceptibles de produire des résultats sur le long terme.

Figure 1 – Quelles priorités technologiques sur l'énergie et le climat en N.-C. ?



Cette figure permet de visualiser les options en fonction des enjeux quantitatifs qu'elles représentent (énergie économisée ou produite, GES évités) et des coûts associés ; toutes les options n'ont pas été représentées sur le graphique pour des raisons de lisibilité.

On voit ainsi apparaître au moins trois grands groupes d'options qu'il conviendrait d'examiner :

– les options qui présentent des enjeux très importants pour des coûts qui restent modérés (la maîtrise de l'énergie dans l'industrie, l'eau chaude sanitaire solaire, le photovoltaïque), ou des enjeux plus importants encore mais pour des coûts plus élevés (rénovation thermique de l'habitat existant) ;

– les options qui présentent des enjeux peut-être un peu moins importants, mais qui ne posent pas de difficultés majeures de mise en œuvre : la réglementation thermique dans le neuf, la MDE pour l'éclairage et l'électroménager, la rénovation du parc public de bâtiments, le développement de l'éolien, etc. ;

– enfin, les options pour lesquelles les enjeux sont à priori plus modestes ou mal connus mais dont les coûts estimés sont assez faibles : sobriété énergétique notamment, mais également le bonus/malus pour les véhicules particuliers ou le développement des transports scolaires.

À l'inverse, il conviendrait selon cette analyse de laisser pour l'instant de côté les options situées dans la partie supérieure gauche du graphique qui sont plus coûteuses et pour des enjeux plus limités. C'est le cas, par exemple, de l'énergie thermique des mers ou des biocarburants issus des algues, options qui apparaissent aujourd'hui à la fois coûteuses et pour des enjeux incertains.

Le photovoltaïque et le solaire thermodynamique que l'on retrouve dans cette partie du graphique appellent toutefois des commentaires particuliers. Ces technologies sont aujourd'hui encore très coûteuses, et l'on peut s'étonner de les retrouver ici positionnées dans une zone de coûts moyens. En réalité nous avons tenu compte des perspectives de baisse de coûts très conséquentes qu'elles offrent.

S'il subsiste sur le solaire thermodynamique certaines incertitudes sur les coûts futurs (cf. « Les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie »), les baisses observées depuis de nombreuses années et les progrès techniques attendus sur le PV indiquent que les coûts vont continuer à baisser. Compte tenu de cette dynamique favorable, le PV est une technologie qu'il faut absolument considérer à moyen terme. Quant au solaire thermodynamique, le stockage thermique intégré à ces systèmes représente une caractéristique favorable pour faciliter son intégration au réseau, en outre la dynamique importante de développement de cette filière devrait conduire à des baisses significatives de coût.

D'autres technologies vont également voir leurs coûts baisser par les processus d'apprentissage, mais l'ampleur et le rythme de la baisse sont plus incertains en raison de leur moindre maturité. Des progrès sont aussi attendus sur l'oxy-combustion, par exemple, mais cette technologie fonctionne en système (pour être efficace la capture nécessite un dispositif de stockage) et le stockage géologique présente pour l'instant encore des incertitudes fortes quant à sa faisabilité. Seul le photovoltaïque fait donc l'objet d'un traitement particulier pour tenir compte des progrès techniques attendus.

Pour conclure, insistons sur le fait qu'il s'agit là d'un angle de lecture qui privilégie la dimension technico économique laquelle ne peut prétendre définir seule les priorités de la politique de la N.-C. dans le domaine de l'énergie et du climat. D'autres dimensions doivent être prises en compte qui n'ont pas ici été réellement intégrées, notamment au chapitre de la faisabilité et de l'acceptabilité des politiques ; la question foncière, ou les problèmes de gouvernance, les perspectives de coopération régionale ou de recherche et développement, etc. peuvent également conduire à reconsidérer les choix suggérés ci-dessus.

Enfin, cette analyse économique par technologies a d'autres limites :

- Certaines mesures de nature technologique ne doivent pas se mettre en œuvre isolément, mais en association à d'autres, en particulier de nature organisationnelle ou de tarification. Ainsi l'établissement d'un signal prix (bonus/malus, ou vignette annuelle…) sur les véhicules particuliers gros consommateurs de carburants présente une plus grande efficacité s'il est accompagné du développement des transports publics.

- Pour pouvoir être généralisées, des technologies, même considérées comme matures dans d'autres contextes, doivent faire l'objet de programme de démonstration, pour mise au point technique et économique. Citons par exemple l'utilisation de la biomasse dans l'industrie, ou le solaire thermodynamique…

- Le coût net des opérations qui induisent des économies d'énergie ou des réductions d'émissions de GES dépend bien entendu du prix des énergies et du carbone économisés ; une forte augmentation des prix pourrait justifier la mise en œuvre de certaines opérations qui peuvent sembler aujourd'hui trop coûteuses…

Par ailleurs nous devons souligner que la prise en compte du contexte de la N.-C. nous a conduit à considérer comme difficiles à adapter certaines des pistes qui sont souvent citées ailleurs comme prometteuses. Plusieurs raisons à cela : la situation à distance des grands flux

mondiaux, et la relative petite taille de son marché intérieur qui, par exemple, élimine le gaz naturel. La difficulté d'accès au foncier pour des projets exigeant une emprise foncière importante, et la difficulté à mobiliser la main-d'œuvre nécessaire à des projets agricoles ou forestiers sont aussi à prendre en compte.

Les difficultés à produire et mobiliser de la biomasse pour l'énergie recoupent les difficultés de l'agriculture de la N.-C. et du niveau élevé de ses importations. La question énergétique rejoint là l'ensemble des politiques pour une meilleure utilisation du potentiel agricole et forestier du territoire étudié.

Plus généralement le secteur de l'énergie et des GES bouge beaucoup, sur tous les plans (technologiques, économiques règlementaires, dans les pratiques…) et à toutes les échelles (depuis les particuliers, les communes, jusqu'à la planète…). Il est donc essentiel d'en avoir un suivi permanent. La N.-C. doit se doter d'une capacité de veille sur ces sujets, au-delà de ce qui existe déjà.

1.2. La question énergétique est liée aux choix d'aménagement du territoire

Dans le contexte spécifique de la N.-C., les options sur l'énergie doivent être mises en regard de l'aménagement du territoire.

Aménager le territoire c'est d'abord répartir dans l'espace les populations et les activités afin d'atteindre certains objectifs prédéfinis. Quand l'objectif est la maitrise de l'énergie, l'aménagement du territoire consiste à réduire les besoins de transports motorisés, car ils consomment presque exclusivement des énergies fossiles, et à localiser les populations et les activités près des sources d'énergies renouvelables quand elles existent. Ces deux stratégies sont parfois contradictoires, par exemple quand l'habitat en hauteur réduit les distances des déplacements mais, du même coup, raréfie les opportunités d'installation de chauffe-eau solaires ou de panneaux photovoltaïques. Une troisième stratégie consiste à regrouper les activités susceptibles d'utiliser l'énergie en cascade, par exemple l'effluent industriel d'eau chaude ou de vapeur pour chauffer des serres.

En N.-C., une priorité semble être la maîtrise de l'étalement urbain du Grand Nouméa. Le plan d'urbanisme et le plan de déplacement urbain indiquent les mesures à prendre à cet effet. Leur mise en œuvre demandera une intégration plus forte des politiques suivies par les différentes communes de l'agglomération. Les promoteurs du Schéma de cohérence de l'agglomération de Nouméa, le Scan, en sont bien conscients. Le renforcement du pôle VKP avec la mise en service de l'usine du nord est un enjeu important puisqu'on a, là, l'occasion de créer d'emblée une ville adaptée, peu gourmande en énergie en réfléchissant en amont sur l'urbanisme, la construction, les transports.

En complément de l'aménagement du territoire proprement dit, une réglementation en matière d'environnement dans les constructions et le bâtiment devrait rapidement être élaborée et appliquée. La N.-C., du fait de sa croissance démographique et de ses besoins en logements, présente en effet une opportunité pour mettre en œuvre les techniques et les conceptions les plus récentes en matière de conservation de l'énergie.

Le « Bilan carbone » des urbanisations nouvelles, tel qu'il a été pratiqué pour les ZAC de Panda et Dumbéa-sur-Mer est une première étape qui montre l'importance des enjeux. La méthodologie de ces bilans carbone pourrait être affinée et adaptée au cadre calédonien et systématiquement utilisée comme un préalable à la réalisation de ce type de projets.

Un objectif habituel de l'aménagement du territoire est la lutte contre la désertification et pour le maintien des populations dans leur cadre de vie. Pour cela, on veille à développer

ou à transférer vers ces espaces des activités qui, spontanément, n'apparaîtraient que dans des lieux plus accessibles, et on améliore l'offre de transport par de meilleures infrastructures ou en subventionnant les services de transport. Ce souci d'intégration territoriale est généralement en opposition avec le souci de réduire la demande de transport et donc la consommation d'énergie. C'est le choix qui a été fait en N.-C. avec les investissements destinés à améliorer les conditions de vie hors de Nouméa, dans les villages et les tribus. L'extension du réseau électrique décidé et en grande partie réalisé va dans ce sens. Elle présente l'intérêt de favoriser la mutualisation de ressources, la connexion de nouveaux dispositifs de stockage et de production encore à installer.

Les plans climats territoriaux : un outil au service du développement

La réalisation de plans énergie-climat a été lancée en France métropolitaine comme une façon d'apporter des réponses locales aux enjeux d'économie d'énergie et de lutte contre le changement climatique en prenant en compte les conditions spécifiques des territoires. Les plans énergie-climat sont des instruments de mise en cohérence au niveau d'une ville, d'une agglomération, d'une région. Il existe une méthodologie proposée par l'ADEME pour la réalisation de ces plans, plusieurs grandes agglomérations métropolitaines (Nantes, Grenoble, Lyon, Paris, Rennes, etc.) s'en sont déjà dotées. Le Grenelle de l'environnement en prévoit la généralisation aux collectivités d'outre-mer.

Un plan énergie-climat repose sur une approche fine du profil énergétique du territoire concernée. C'est l'occasion d'évaluer avec précision les consommations énergétiques et les émissions des bâtiments, de certains secteurs (par exemple le transport), ou encore le fonctionnement des services publics (écoles, mairies, hôpitaux) et de proposer des améliorations. Ce diagnostic est une étape indispensable qui permet de dimensionner certaines idées reçues sur les consommations et les émissions.

Ce type de démarche implique la participation des acteurs locaux pour que les mesures proposées soient cohérentes. En ce sens, c'est aussi le moyen de mettre en avant les problématiques de consommation d'énergie et de changement climatique dans le débat public en s'appuyant sur des diagnostics.

À Grenoble, par exemple, la plan climat s'est appuyé sur un bilan énergétique de l'agglomération en 1999 pour fixer des priorités et des lignes d'action thématiques. Les engagements du plan climat ont été souscrits par différents acteurs locaux (collectivités, OPAH, ADEME, fournisseurs d'électricité, etc.) pour une action concertée.

Il existe encore peu d'études sur les résultats obtenus par ces démarches, en termes d'infléchissement des tendances de croissance à la consommation. Elles ont cependant le mérite d'être une avancée pour mettre l'aménagement du territoire au service des économies d'énergie et de la lutte contre le changement climatique[1].

1.3. La problématique foncière doit être prise en compte

Les options sur l'énergie impliquent l'implantation d'infrastructures de diverses sortes, nécessairement localisées sur un territoire donné. Ces infrastructures à vocation de production ou de distribution d'énergie peuvent être des éoliennes, des usines à coprah ou à charbon, un barrage hydroélectrique, des poteaux électriques, une plantation de forêts pour faire de la biomasse, etc. Quelles que soient ces options, elles vont immobiliser une partie du foncier et donc nécessiter, pour être réalisées, un accès au foncier. Leur réalisation va donc en partie dépendre des règles d'accès à ce foncier et donc du statut de la terre.

Or en N.-C., la question foncière est, du fait de la colonisation européenne, au cœur de conflits et de tensions majeures qui ont été bien étudiés par de nombreux travaux en sciences

[1] Cf. http://www.ale-grenoble.org/28-le-plan-climat-local.htm

sociales (cf. notamment Saussol, 1979 ; Dauphiné, 1989 ; Merle, 1995 ; Naepels, 1998). En effet, la colonisation de la Grande Terre a été une colonisation de peuplement qui s'est accompagnée d'importantes spoliations foncières et d'une politique de cantonnement des Kanaks sur des territoires restreints et limités dotés dès lors d'un statut particulier de terres coutumières appelées des réserves (Dauphiné, 1989 ; Merle, 1995). Seules les îles Loyauté, l'île des Pins et les Belep ont été épargnées par cette politique de cantonnement et par les spoliations foncières (Le Meur, sous presse). Elles ont été déclarées réserves intégrales à la fin du XIX^{e} siècle et sont donc constituées presque exclusivement de terres coutumières (cf. tableau ci-dessous).

Sur l'ensemble du territoire, il existe trois types de statuts fonciers : la propriété privée, la propriété publique ou domaniale, et les terres coutumières. Chacun de ces statuts est régi par des règles de propriété et d'accès différents. Les terres coutumières, régies par la coutume, sont des terres inaliénables, incessibles, incommutables et insaisissables, ce qui signifie qu'elles ne peuvent être ni vendues ni cédées ni saisies ni touchées par une prescription (Godin *et al.*, 2009).

La répartition géographique de ces différentes terres varie considérablement selon les provinces. La Province des Îles est constituée à 97 % de terres coutumières, il n'y a pas de propriété privée sur cet archipel. Inversement, les terres coutumières en Province Sud ne représentent que 9 % du total, et 24 % en Province Nord (Godin *et al.*, 2009). À l'échelle territoriale, le plus grand propriétaire foncier est le gouvernement de N.-C. qui possède 47,9 % des terres.

Tableau 2 – La répartition des surfaces des trois Provinces, en ha

	Propriété publique	%	Propriété privée	%	Terres coutumières	%
Province des îles Loyauté	5720	3 %	0	0 %	192 370	97 %
Province Nord	571 580	60 %	157 250	16 %	229 000	24 %
Province Sud	446 380	64 %	191 570	27 %	63 680	9 %
Total	1 023 690	55 %	348 820	19 %	485 040	26 %

Source : DITTT, Adraf 2003, RGA 2002, tableau simplifié.

Ainsi, l'implantation d'infrastructures, quelles qu'elles soient (éoliennes, usines, etc.), se posera de manière différente selon qu'elle concerne des terres coutumières, privées ou domaniales.

Par exemple, pour le choix d'un site d'implantation d'éoliennes, trois critères interviennent : le gisement de vent, la possibilité d'utiliser le foncier et la proximité d'une ligne électrique pour l'évacuation de l'énergie produite.

Dans les îles, tout aménagement et toute implantation se feront sur des terres coutumières ce qui implique un processus de négociation différent de celui ayant lieu sur des terres privées et domaniales. Il faut en effet obtenir l'autorisation des « maîtres de la terre ». Les problèmes de fonctionnement de l'usine de coprah d'Ouvéa renvoient en partie – mais en partie seulement – à la problématique foncière. Les travaux en sciences sociales ont en effet

montré que l'accès aux terres dites coutumières ne posait pas de problème tant qu'il n'y avait pas de véritables enjeux économiques. Mais dès qu'un projet (qu'il soit touristique, agricole ou autre) comporte un enjeu économique fort, de nombreux blocages et résistances surviennent. Il existe cependant des fermes éoliennes implantées sur des terres coutumières que ce soit dans les îles Loyauté (Lifou) ou dans le nord de la Grande Terre.

Dans le Grand Nouméa, le lien entre options sur l'énergie et problématique foncière est davantage lié au coût important du foncier qui peut entraver la réalisation de projets et d'équipements.

Ainsi, nous rappelons l'importance bien connue des enjeux fonciers. L'expertise n'a pu en faire une analyse détaillée, qui sortait de son champ. En première approche, on pourrait faire les hypothèses suivantes, pour chacune des trois situations où la contrainte foncière se fait particulièrement sentir :

– la place de la propriété publique dans les zones rurales devrait autoriser les principaux équipements à emprise foncière liés à l'énergie (petits barrages, parcs éoliens, centrales solaires) ;

– la politique urbaine dans le Grand Nouméa a besoin d'une politique de réserves foncières, avec les outils correspondants de l'action publique ;

– c'est la question de la production de biomasse pour l'énergie, par l'agriculture ou par la forêt, qui est la plus problématique : la politique de l'énergie rejoint celle de la production agricole et forestière, et de l'autonomie de la N.-C., que la Conférence des acteurs pour le Schéma d'aménagement et de développement de la N.-C. 2025, du 5 mars 2009 a encore souligné.

2. Les moyens d'action pour la mise en œuvre d'une politique de l'énergie et du climat

Quelles que soient les options retenues par les autorités en charge du développement de la N.-C., les moyens de la mise en œuvre des politiques doivent être rassemblés.

Il apparaît d'abord que les options qui seront retenues doivent être traduites en orientations générales pour l'énergie et le climat au niveau de la N.-C., et ayant une reconnaissance juridique. C'est une exigence pour entraîner la convergence du comportement des consommateurs et des producteurs avec l'appui d'une tarification et d'une fiscalité de l'énergie redéfinis. Tous les leviers devraient être mobilisés, nous en avons retenu trois groupes : la sensibilisation de tous, la formation aux métiers et le développement des entreprises, et enfin les instruments réglementaires, tarifaires et fiscaux.

2.1. La nécessité d'orientations générales traduites juridiquement

Il ressort de l'analyse du secteur et des besoins en énergie la **nécessité d'édiction d'orientations générales**, car il n'existe pas actuellement d'objectifs énergétiques fixés au plus haut niveau de la N.-C.[2], cohérents et globaux ; envisager une loi d'orientation sur l'énergie fixant les grands principes et les objectifs de la politique énergétique de la N.-C.

[2] Le projet relatif à la programmation pluriannuelle des investissements, constituant la réforme du secteur électricité, a échoué fin 2008 ; dans le cadre d'une délibération du Congrès définissant la politique énergétique de la N.-C., son contenu pourrait y être intégré.

devrait, quel qu'en soit le contenu, être **une première étape primordiale** afin de donner une impulsion politique appuyée juridiquement dans un cadre cohérent et réfléchi. La loi de programme de 2005 fixant les orientations de la politique énergétique française n'est pas applicable à la N.-C., ce qui se comprend puisque la problématique énergétique de la N.-C. est bien distincte de celle de la métropole, mais aussi du fait que la loi nationale ne peut plus intervenir dans les domaines transférés à la N.-C.

Il convient dès lors à notre sens de définir ces orientations et de déterminer le support juridique le plus approprié pour cela, avant de proposer concrètement les dispositifs réglementaires qui paraissent les plus adaptés à la situation calédonienne, compte tenu des options sur l'énergie choisies pour les années à venir.

L'autorité compétente en matière de politique énergétique est la N.-C. Dès lors, deux supports juridiques peuvent être envisagés : la loi du pays ou la délibération du Congrès (cette dernière ayant un caractère réglementaire).

Le support juridique qui semble le mieux à même de définir de telles orientations de politique énergétique serait une loi de pays d'orientations sur l'énergie, non seulement du fait que le niveau législatif est supérieur à celui réglementaire, mais aussi parce qu'elle serait adoptée par le Congrès réunissant l'ensemble des acteurs concernés (collectivités et autorités coutumières) après avis du Conseil d'État ; toutefois, la loi organique de 1999 a défini de façon stricte la liste des matières dans lesquelles une loi de pays peut intervenir, et l'énergie n'en fait pas partie.

Dès lors, deux possibilités existent :

– si l'on peut s'autoriser à une modification de la loi organique n° 99-209 relative à la N.-C. (ce que l'expertise ne peut apprécier, mais il est aisé d'imaginer qu'une éventuelle modification de la LO est soumise à des délais longs et à une procédure lourde), solliciter l'insertion de l'énergie à l'article 99 de cette loi fixant la liste des domaines des lois du pays, et dans ce cadre renouvelé, voter une loi de pays ;

– recourir à une délibération du Congrès, mais sans que cela ait la même force juridique. Le schéma d'orientation minier a été pris par un tel acte et apparaît toutefois suffisant pour obtenir l'adhésion de tous les acteurs.

Cet acte juridique fondateur de la politique énergétique calédonienne devrait bien évidemment être soumis à concertation de tous les acteurs locaux concernés et du public, par exemple sur le modèle des conférences d'acteurs associées à la préparation du Schéma de développement de la N.-C. Ce serait en effet l'occasion à la fois de définir les orientations énergétiques intégrant les enjeux environnementaux dans un cadre de débat avec la population permettant une information et une prise de conscience de tous les partenaires.

Cette politique énergétique pourrait être utilement complétée et renforcée par l'élaboration d'un code de l'énergie de la N.-C., sur le modèle de ce qui a été réalisé pour le code minier. La codification d'un secteur a pour avantage de lui conférer de la lisibilité, de la cohérence et est un outil de connaissance et d'information pour tous les acteurs, voire pour la population.

Compte tenu de ce qui est développé dans les parties précédentes, les orientations de politique énergétique pourraient, pour la N.-C., tourner autour de trois objectifs généraux, qu'il serait bon de chiffrer :

– rendre l'habitat et les transports plus économes et veiller à l'efficacité énergétique des industries ;

– produire en N.-C. autant d'énergie qu'en consomment les particuliers et les services ;

– préparer l'insertion internationale de la N.-C., en particulier par son introduction progressive dans le processus de lutte contre les émissions de GES, par des accords sur la recherche et le développement…

Il s'agit à travers eux de gagner en indépendance et sécurité énergétique, et de mieux préserver la santé et l'environnement, notamment en matière d'effet de serre.

Notons à ce titre que le projet de loi de programmation de la mise en œuvre du grenelle de l'environnement[3], dans son article 49, prévoit des orientations énergétiques pour la N.-C. Il s'agit d'une disposition (non normative) applicable à l'État, à qui incombe l'objectif de coordination, mais non impérative pour la N.-C. Cet article 56 affiche les orientations suivantes que l'État se donne pour l'énergie en N.-C. :

– « parvenir à l'autonomie énergétique, en atteignant, dès 2020, un objectif de 50 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale au minimum ;

– développer les technologies de stockage de l'énergie et de gestion du réseau pour augmenter la part de la production d'énergie renouvelable intermittente afin de conforter l'autonomie énergétique des collectivités territoriales d'outre-mer ;

– engager, dans le même temps, un programme de maîtrise des consommations, qui se traduira par l'adoption, dès 2012, d'un plan énergie-climat dans chaque collectivité ;

– adopter une réglementation thermique adaptée qui encourage la production d'eau chaude sanitaire solaire dans les bâtiments neufs et d'électricité photovoltaïque dans ceux qui doivent être climatisés, qui favorise la réduction de la climatisation au profit de l'isolation et de la ventilation naturelle et la production d'électricité photovoltaïque dans ceux qui doivent être climatisés, et mobiliser les pôles de compétitivité concernés sur les enjeux énergétiques de l'outre-mer ;

– dans les zones enclavées notamment, assurer un égal accès de tous les citoyens à l'électricité et, en particulier pour la Guyane, prendre les mesures d'adaptation nécessaires ; pour la Guyane, étendre les réseaux de transports et de distribution d'électricité, et faciliter et accélérer les autorisations de raccordement des unités décentralisées de production électrique. »

La N.-C. peut s'appuyer sur ces orientations et/ou en définir de nouvelles, cet article n'étant pas impératif pour ce qui la concerne, dans ce domaine transféré. Il se conclut par : *« L'État veillera à la cohérence de son action avec la N.-C. et les collectivités qui la composent et les collectivités d'outre-mer régies par l'article 74 de la Constitution selon les orientations figurant au présent article »*.

2.2. Les actions d'éducation et de sensibilisation pour un changement des pratiques

La très grande majorité de la population, y compris les décideurs et élus, a une grande méconnaissance sur le sujet de l'énergie. Cette méconnaissance dénote le manque de prise de

[3] Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (1) et l'article concernant la N.-C. est le 56, JORF n° 0179 du 5 août 2009 p. 13031 texte n° 2.

conscience et les difficultés à modifier ses relations à l'énergie et à participer au débat démocratique dans ce domaine. C'est devant ce constat préalable, au demeurant très largement partagé de par le monde, que nous proposons quelques orientations en vue d'améliorer l'éducation à l'énergie.

Sans qu'il s'agisse de montrer du doigt les comportements de consommation, il est utile d'indiquer qu'en N.-C., comme dans nombre de pays, les dynamiques de consommations et d'émissions de GES ne vont pas dans le sens de la réduction d'un facteur 4, considéré aujourd'hui comme l'objectif à atteindre (hors pays émergents). Cet objectif nécessaire, mais en même temps très difficile à atteindre, nécessite de profonds changements de perception et de comportements qu'il faut tenter d'initier dès le plus jeune âge d'où l'importance des actions en direction des jeunes.

Nous suggérons de mettre en place, à différents niveaux et pour différents publics, les voies de formation/information qui peuvent assez aisément être explorées.

Une première étape pourrait être la formation de formateurs et/ou conférenciers, les enseignants constituant sans doute le public le plus à même de devenir formateurs. Sa mise en place est sans doute l'étape la plus délicate car il faut trouver les bons mécanismes d'incitation et… les formateurs initiaux (ADEME, autres personnes compétentes en N.-C. : à recenser). Un appel à candidature pourrait être lancé à l'initiative du vice-rectorat de la N.-C.

Les programmes scolaires pourraient dès lors intégrer de façon modeste une formation à l'énergie. Les aspects énergétiques qui y seraient traités mériteraient d'ailleurs de faire partie plus largement d'une sensibilisation au développement durable, problématique qui dépasse le cadre de l'énergie, mais dans laquelle l'énergie joue assurément un rôle très important. Les enfants et les jeunes doivent en effet constituer la cible prioritaire des programmes d'éducation au développement durable. L'initiative française des « thèmes de convergence » instituée par le ministère de l'Éducation nationale au niveau du collège, offre un exemple à suivre. Il s'agit de disséminer, au sein des enseignements disciplinaires, quelques thèmes importants pour le développement de la citoyenneté, l'énergie en faisait partie. Sur cette initiative, on peut consulter le lien suivant :

http://eduscol.education.fr/D0217/actes_themes_de_convergence.htm

De nombreuses applications pédagogiques dans tous les secteurs disciplinaires peuvent par ailleurs être consultées sur Internet, par exemple :

http://www.snv.jussieu.fr/vie/programmes/themesconvergencecollege.htm

Concernant les publics adultes, des conférences grand public et des expositions animées par des personnes compétentes (personnels ADEME, autres ?) constituent sans doute la meilleure approche.

Quelques pistes

Nous proposons en annexe un ensemble de connaissances en matière d'énergie, dans le contexte du développement durable qu'il nous semble important d'aborder et d'adapter aux niveaux des auditeurs. Il s'agit là d'une authentique action de diffusion de culture scientifique et technique, à entreprendre de manière résolue et coordonnée dans des formes adaptées aux différents publics.

L'énergie est un concept unifié de la physique qui demande une assez longue maturation pour être bien compris, mais dont les quelques fondamentaux très simples doivent pouvoir être expliqués à toute personne ayant un niveau de fin de collège.

Les liens entre énergie et développement durable sont très forts et d'une intense actualité, c'est pourquoi nous pensons que le préalable à une formation citoyenne est ce que nous appellerons sans effet la « conscience planétaire et temporelle ». L'objectif est, simplement, de permettre de comprendre dans toute sa relativité la place de l'Homme sur la Terre et dans l'univers et ses interactions avec sa planète.

Rappelons en premier lieu que la matière et l'énergie sont à la base de tout l'univers et qu'elles se transforment. Les êtres vivants font partie de cet univers et, on peut sans doute le dire, constituent une étape ultime dans l'évolution globale de la matière en énergie. Des exemples de transformations d'énergie permettent de converger rapidement vers ce petit espace confiné qu'est la planète Terre avec ses ressources limitées en matières premières et en énergie.

Les aspects temporels sont également importants afin, notamment, de comprendre comment l'atmosphère et notre biosphère ont évolué et se sont formées par une interaction forte entre énergie (solaire principalement) et matières premières (eau, carbone, etc.) et dans laquelle la vie a joué un rôle majeur. La vie, notamment végétale, a façonné l'atmosphère pour sa propre expansion. Elle a subi diverses catastrophes naturelles – l'évolution est loin d'être un long fleuve tranquille. Sur tous ces plans, la perception temporelle de l'évolution de la vie en général aide beaucoup à comprendre les notions d'évolution de la population humaine, de changement climatique, et offre l'avantage de permettre de relativiser la place de l'Homme sur Terre. Devraient être davantage connus et donc explicités dans toute formation : les notions physiques minimales (comprendre et distinguer l'énergie et la puissance) ; l'économie de l'énergie et les économies d'énergie ; les ressources pour l'énergie ; les impacts environnementaux et les écobilans des différentes solutions…

Les vulnérabilités d'une civilisation exploitant trop d'énergie sont mal perçues, il faut les mettre en évidence : les réseaux d'énergie constituent un élément de vulnérabilité extrême de la civilisation industrielle, vulnérabilité en cas de panne grave, mais également d'actes criminels (guerre, terrorisme…). Les réseaux les plus fragiles sont ceux de gaz, d'électricité et de transport de marchandises (dû à une mondialisation accrue).

Il est indispensable que les citoyens de la planète prennent conscience de leur impact environnemental et de la solidarité qui doit les lier devant la fragilité de leur écosystème. Il faut donc un minimum de connaissances et de culture pour être un citoyen responsable.

Bibliographie

MULTON B., GERGAUD O. *et al.*, 2003 – Ressources énergétiques et consommation humaine d'énergie, *Techniques de l'ingénieur*, Traités de génie électrique, D3900, novembre, 14 p.

2.3. La formation aux métiers, l'appui en faveur des entreprises, le potentiel de R&D auquel il est nécessaire d'avoir accès

Une étude récente du Boston Consulting Group « Réflexions sur le portefeuille de mesures Grenelle Environnement » (BCG 2009, étude en ligne) note que plus de la moitié (60 % environ) des emplois induits par les mesures annoncées sont dans le bâtiment, les autres étant dans les infrastructures de transports et, dans une moindre mesure, dans les énergies renouvelables. Ce constat nous a conduits à mettre ici l'accent sur le bâtiment, sans qu'une évaluation économique de mesures non décidées n'ait pu être faite. On peut

simplement penser que cette proportion en faveur du bâtiment serait probablement encore plus élevée en N.-C.

2.3.1. Formation des acteurs dans le bâtiment

L'efficacité énergétique n'est pas seulement qu'une question de techniques et de technologies : sa mise en œuvre nécessite des professionnels sensibilisés et bien formés. Or, le périmètre de la maîtrise de l'énergie touche des domaines très variés : production énergétique, énergies renouvelables, éclairage public, isolation, menuiseries, protection solaire, froid, climatisation, ventilation, appareils électriques, maintenance… Ces domaines recouvrent des compétences très diverses allant de la mission de conseil aux compétences techniques, dans le cadre de besoins futurs de plus en plus importants. L'acquisition de nouvelles compétences ou fonctions s'imposent à toutes les échelles d'intervention.

2.3.1.1. Quelles compétences environnementales intégrer en phase programmation ?

À l'échelle urbaine

Le souci de l'efficacité énergétique dans les bâtiments doit être introduit le plus en amont possible. À l'échelle urbaine se jouent les principaux enjeux d'ordre structurel : problématique transport/habitat et orientation des voiries/affectation des parcelles vis-à-vis des éléments climatiques. Les urbanistes doivent se faire épauler par des **conseils environnementaux** formés à l'Analyse environnementale urbaine (AEU) et capables de simuler les impacts climatiques (vent, soleil) pour les différents scénarios pour mieux définir les morphologies urbaines optimales, la meilleur affectation des parcelles (tertiaires/résidentiels…). Cette approche environnementale peut être complétée par un **bilan carbone** dans l'aménagement des éco-quartiers (comme cela a pu être fait par exemple pour la ZAC de Dumbea) qui permet de suivre à intervalles réguliers l'évolution du projet. En matière d'éclairage public, l'intégration des principes de la MDE doit être transcrite dans les plans lumières et les cahiers des charges par des spécialistes en éclairage, formés au développement durable.

Bâtiments neufs : programmation et assistance à maitrise d'ouvrage

À l'échelle d'une opération immobilière, la phase programmation est déterminante dans la fixation des objectifs énergétiques et environnementaux. Outre un programmiste, un **conseil HQE** peut aider à définir ces objectifs environnementaux et suivre le projet dans le cadre d'une AMO HQE. Des études de faisabilité établis par des spécialistes peuvent aider le maître d'ouvrage à prendre les meilleures décisions environnementales dans un cadre économique maîtrisé. L'obtention d'un label de haute efficacité énergétique ou environnementale fait intervenir des **auditeurs de certification** qui vont contrôler les engagements effectifs de la maîtrise d'ouvrage.

Bâtiments existants

Introduire de l'efficacité énergétique dans un bâtiment existant nécessite au préalable d'un **audit énergétique** pour en optimiser les interventions et échafauder les meilleurs scénarios énergétiques et environnementaux de réhabilitation. Un **auditeur ou conseiller énergétique** possède une double compétence en thermique des bâtiments et de leurs équipements. En N.-C., actuellement seul un bureau d'étude est formé à ce type de prestation. Pourtant le gros du gisement énergétique dans le bâtiment se situe dans l'existant. Ce métier est appelé à se développer considérablement (cf. Grenelle 2).

2.3.1.2. Quelles compétences environnementales intégrer en phase de conception et réalisation ?

Maîtrise d'œuvre

La maîtrise d'œuvre d'un projet de bâtiment réunit une équipe pluridisciplinaire : architectes, bureaux d'études, économistes, paysagistes… Le schéma classique de séquencement faisait intervenir tardivement les bureaux d'étude limitant le rôle de ces derniers à valider techniquement le projet architectural. Sous l'impulsion des démarches bioclimatiques et HQE, les maîtres d'ouvrage et les maîtres d'œuvre ont compris l'intérêt de la participation très en amont de l'ensemble des compétences pour une réelle optimisation économique et environnementale des projets. Pour mieux assister les architectes, des **spécialistes HQE** permettent de formaliser le management environnemental en phase de conception et de réalisation. Au-delà de ces aspects organisationnels, ces bureaux d'études HQE accompagnent l'équipe de conception pour l'optimiser, l'enveloppe sur les volets lumière naturelle (calcul des éclairements), acoustique (isolation phonique et traitement acoustique des pièces) et confort hygrométrique et la consommation énergétique (simulation dynamique), la consommation d'eau… Notons qu'à ce jour quatre bureaux d'études ont signé une charte élaborée dans le cadre du CTME.

Les entreprises

Les grands groupes du BTP, conscients de l'importance des enjeux énergétiques et environnementaux, s'organisent actuellement en interne pour qualifier leurs entreprises et sous-traitants sur les techniques liées à l'éco-construction et à l'écogestion. Ils ciblent prioritairement des opérations de constructions neuves.

Au niveau des entreprises de second œuvre – constitués la plupart du temps de PME et d'artisans – l'intégration des dimensions environnementales et énergétiques *via* des formations spécialisées est très peu répandue.

Dans le secteur de la réhabilitation, ces PME et artisans vont jouer un rôle fondamental mais ne sont pas encore préparés ni formés aux techniques d'éco-rénovation**,** ni capables de fournir une offre globale et qualitative de services intégrant plusieurs corps de métiers. Le **cloisonnement** des métiers étant particulièrement préjudiciable en matière efficacité énergétique.

L'offre de formation existante dans ce domaine, aussi bien pour la formation initiale que pour la formation professionnelle continue, reste actuellement très déficitaire**,** eu égard aux besoins estimés pour les années à venir.

2.3.1.3. Comment renforcer les compétences énergétiques et environnementales en Nouvelle-Calédonie ?

La HQE : un bon angle d'attaque pour réactualiser les pratiques

Les thématiques porteuses de l'environnement et la Haute Qualité environnementale (la HQE) sont un moyen de fédérer les différents corps de métiers autour de nouvelles perspectives de développement et rebattre les cartes en matière de compétences.

Ainsi la formation bilan carbone lancée en 2008 par l'ADEME et le CTME a permis à plusieurs bureaux d'élargir leur offre de prestations et susciter une véritable demande tant auprès des entreprises que pour des projets urbains. Les sensibilisations/formations HQE programmées en septembre 2009 à destination des maîtres d'ouvrages et des maîtres d'œuvre constituent une bonne base pour :

– renforcer les connaissances et redynamiser l'intérêt de la profession pour la HQE ;

– permettre aux différents interlocuteurs de repérer leurs atouts et surtout leurs faiblesses vis-à-vis de ces nouveaux enjeux énergétiques et environnementaux.

Cette action devra être prolongée de session d'approfondissement en fonction des demandes des maîtres d'ouvrages et des maîtres d'œuvre (architectes et BET), mais surtout être étendue aux entreprises.

La formation des entreprises : un immense chantier

La formation des entreprises est un challenge d'une autre ampleur tant les types de métiers sont nombreux (isolation, climatisation, protection solaire, ENR…). La maîtrise des nouvelles technologies, connaissances des solutions techniques adaptées, connaissance transversale des questions énergétiques seront dans un futur proche les compétences les plus recherchées. Chaque corps de métiers devra avoir une connaissance des autres postes de rénovation (objectif de décloisonnement) et aura une mission de conseil auprès des clients pour s'adapter à la nouvelle demande.

Pour atteindre ces objectifs ambitieux, les organismes support à mobiliser sont les associations de professionnels, les syndicats professionnels, les chambres de commerce et de métiers, dans l'optique de :

– mettre en place une ingénierie locale de qualification des artisans et PME du BTP, sur la l'éco-construction ou réhabilitation des bâtiments avec une cible prioritaire sur la performance énergétique ;

– encourager (avec les organisations professionnelles concernées) la création de réseaux entre corps d'état qui coordonnent et mutualisent leurs moyens et compétences sur des opérations d'éco-construction et d'éco-réhabilitation : clubs d'artisans spécialisés, groupements d'entreprises, entreprises intégrées.

Ce dernier point – créer des synergies entre certains corps de métiers – est le plus difficile à appréhender (par exemple synergie entre protection solaire et climatisation).

Une des premières filières à traiter sont les installateurs de climatisation individuelle en s'appuyant par exemple sur deux expériences : Qualiclim en Guyane et Opticlim à la Réunion. Ces expériences ont permis une montée en compétence des installateurs :

– par la fourniture d'un outil adapté pour le calcul des charges climatiques et une formation pour mieux dimensionner les installations ;

– en élargissant le rôle d'installateurs à celui de conseiller pour réduire les charges notamment sur les protections solaires (et créer des associations entre professionnels de la climatisation et de la protection solaire) ;

– signer une charte de qualité pour proposer du matériel performant (EER>3).

Formation : une première ébauche de plan d'action

Tableau 3 – État des lieux et actions de formations, de consolidations ou d'accompagnements à mener à court et moyen termes pour chaque acteurs

Échelle d'action	Constat état des lieux	Action à mener
Urbanisme	Formation bilan carbone réalisée	Formation en Analyse urbaine environnementale En matière de projet Eco quartier

		accompagnement des équipes locales par des BET spécialisés externes pour enrichir les réflexions
Maître d'ouvrage	CTME et ADEME organisent en septembre 2009 des sessions	Exploiter les questionnaires d'évaluation pour définir les actions futures d'accompagnement (club d'échange, sessions d'approfondissement…)
Architecte	Une minorité d'architectes est formée et sensibilisée à la HQE CTME et ADEME organisent en septembre 2009 des sessions de formation	Exploiter les questionnaires d'évaluation pour définir les actions futures d'accompagnement (club d'échange, sessions d'approfondissement…)
BET	Peu de bureau d'études intégrant la HQE 1 seul bureau d'études est formé en matière d'audit énergétique CTME et ADEME organisent en septembre 2009 des sessions	Envisager des formations Audit énergétique à destination des BET
Entreprises	Absence de sensibilisation sur les éco-matériaux Climatisation individuelle : pas d'organisation de la filière sur les aspects MDE et utilisation des fluides frigorigènes ENR : secteur à redynamiser	Un plan d'action spécifique doit être établi avec les syndicats et chambres des métiers Cibler en priorité la filière climatisation Cibler les filières support de produit MDE ou respectueux de l'environnement (protection solaire, isolants naturels, matériaux locaux…)

2.3.2. L'action économique en faveur des entreprises

L'expertise collégiale, tout en reconnaissant l'importance d'une action économique en faveur des entreprises et des filières des secteurs concernés, n'a pas pu collecter d'éléments significatifs sur ce sujet. En l'absence d'éléments sur les effets induits sur l'activité économique et la création d'emplois par une intervention directe en faveur des entreprises calédoniennes, nous n'avons pas fait de propositions en ce sens. Toutefois, les évolutions proposées, notamment de la tarification et de la fiscalité, comme certaines aides aux équipements, vont modifier les préférences des entreprises et des ménages, stimuler la consommation et indirectement soutenir l'activité dans certains secteurs. Pour accompagner ce mouvement, la N.-C. peut tirer parti des activités des organismes comme Oséo-Anvar[4], ou l'AFD, et peut accéder aux aides à la création d'entreprises innovantes (par le biais de la DRRT).

2.3.3. Le potentiel de R&D auquel il faut avoir accès

Les entreprises et les administrations ont besoin de faire appel à des connaissances en cours d'élaboration pour atteindre leurs objectifs sur l'énergie et le climat. Il est essentiel que les acteurs néo-calédoniens aient accès à ces connaissances nouvelles.

Nous n'avons pas à faire ici l'inventaire des forces de recherche de l'Université, de **l'Institut agronomique néo-calédonien** (l'IAC), ou des organismes nationaux présents, ni des compétences des entreprises industrielles ou de service présentes sur le territoire. Notons seulement que la N.-C. a la capacité, à travers ces structures de recherche, à être en relation

[4] Une antenne d'Oséo existe à la CCI de N.-C.

avec l'ensemble de la France, de l'Europe et du monde. Mais peu de ces forces de recherche portent sur les enjeux de l'énergie ou du climat. Pourtant, l'innovation doit au moins partiellement trouver son inspiration dans un appui de la recherche et dans des études locales en particulier quand cela concerne l'utilisation des terres agricoles et forestières.

Plusieurs voies sont, de notre point de vue, à utiliser en même temps.

2.3.3.1. Dispositif de veille

La mise en place d'un dispositif de veille serait bien utile, sur les technologies identifiées dans le cadre de cette expertise, sur le retour d'expérience international, sur l'économie, les dimensions sociales et organisationnelles, etc. Ce dispositif aurait pour fonction de mettre à jour les connaissances rassemblées ici tout en mobilisant progressivement les experts de la N.-C.

Dans ce dispositif de veille, nous incluons également la mise à jour par la N.-C. et l'analyse critique de toutes les connaissances sur les expériences de production de biomasses non alimentaires déjà réalisées en N.-C.

Participation à des programmes de recherche lancés ailleurs

La N.-C. pourrait chercher à participer aux programmes de recherche lancés par des agences en France, en Europe ou en Australie et Nouvelle-Zélande sur des thèmes qui peuvent l'intéresser, mais non spécifiques à son territoire. Cela concerne par exemple des projets ANR comme : Habisol (PV et habitat solaire), Stock-E (stockage d'énergie), EESI (Efficacité énergétique des systèmes industriels). C'est déjà le cas pour un programme engagé sur la recherche des causes des feux de forêt.

Cela conduira à établir des liens avec les organisations suivantes en Australie, visitées à l'occasion de cette expertise collégiale : CSIRO[5] Newcastle (efficacité énergétique, captage du carbone), CO2CRC[6] (*Carbon Capture and Storage*), solaire à ANU[7]

Les recherches en sciences humaines et sociales portant sur l'énergie ne sont pas très riches en France, en dehors de quelques spécialistes bien connus de l'économie, et de quelques laboratoires (Grenoble, Montpellier), mais il s'agit d'un domaine en développement. Nous montrons pourtant dans notre expertise des pistes de recherche en SHS qui pourraient profiter à la N.-C., notamment :

– sur les usages de l'énergie qui sont à l'évidence très mal documentés, à commencer par la connaissance élémentaire des consommations des ménages en fonction de différents paramètres (urbain/rural, riche/pauvre, etc.). C'est un point essentiel pour travailler sur les tarifs ;

– sur les conflits et discours s'agissant de l'énergie : de quelles façons ils sont construits, comment les questions autour de l'énergie deviennent des points de conflits entre différents groupes ;

[5] CISRO est le Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation en Australie. Il a plusieurs centres, dont celui de Newcastle qui est dédié à l'énergie.
[6] CO2CRC est le "Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO2CRC)" qui réalise des recherches en coopération sur le captage et le stockage géologique du CO^2 (Carbon Capture and Storage, or CCS).
[7] ANU : Australian National University, installée à Canberra, Australie.

– sur la situation régionale et les positions nationales touchant les thèmes de l'énergie et du climat (autrement dit des approches politiques publiques et relations internationales).

2.3.3.2. La Nouvelle-Calédonie, terrain de recherches

Il serait judicieux de proposer la N.-C. comme terrain de recherches aux agences et organismes sur des thèmes spécifiques. Ainsi sur le stockage géologique, nous proposons que des travaux soient conduits sur le potentiel des péridotites, en élargissant les programmes réalisés (en France, le programme ANR GeoCarbone s'est terminé en 2008, mais de nombreux programmes existent à l'échelle internationale, en particulier en Australie avec le CO2CRC). En effet, si les progrès technologiques pour le captage du CO_2 à la sortie des usines seront sans doute développés au niveau international (il suffira donc pour cela d'une veille technologique), le stockage du CO_2 dans les roches de la N.-C. nécessite en revanche un travail spécifique sur place. Cette solution pourrait s'avérer, le moment venu, plus intéressante que d'exporter le gaz carbonique vers d'anciens puits de pétrole.

2.3.3.3. Trois thématiques à privilégier

Enfin, trois thématiques nous semblent pouvoir faire l'objet d'un travail de R&D particulier, en appuyant les objectifs de la N.-C. dans son contexte particulier, et qui pourraient lui donner une renommée internationale. Il s'agit de :

- La réalisation d'un habitat à faible impact environnemental, dans le contexte tropical : climatisation, éco-matériaux, énergie (cf. en particulier le programme ANR Habisol).
- Les techniques et modes d'organisation des réseaux électriques avec forte proportion d'ENR, à production intermittente, dans des ensembles isolés ou insulaires de 1 000 à 500 000 habitants (couplages entre sources intermittentes, *smart grid*, compteurs intelligents, formes de stockage, en particulier hydrauliques, ou dans les batteries de véhicules (cf. le programme ANR Stock-E, où le volet stockage de l'énergie est central)…
- Les technologies et les modes d'organisation sont en effet en quasi-totalité conçus pour une distribution en grands ensembles de centaines de millions d'habitants (la plaque européenne, l'Amérique du Nord…).
- La production de biomasse alimentaire et non alimentaire (y compris forêt) en situation tropicale de pays développé : agronomie, foresterie, économie des entreprises, politique agricole et forestières. Il faut noter que dans ce domaine plus encore que dans ceux qui concernent les simples transferts et adaptations de technologies, il est nécessaire de disposer de parcelles expérimentales représentatives permettant de déterminer les capacités réelles de production et de récolte des biomasses dans les conditions néo-calédoniennes. Ce type de recherche ne peut être réalisé qu'en N.-C. C'est pourquoi nous suggérons d'affecter des moyens humains à cette thématique, par exemple à l'IAC.

À l'image de ce qui a été fait pour le Groupement d'intérêt public du Centre national de recherche technique « Nickel et son Environnement » (CNRT), des moyens d'appel d'offre de R&D pourraient être prévus sur ces trois thèmes. De plus, ce Centre technique, qui a pour objet la mise en commun et la gestion de moyens et d'équipements pour réaliser des programmes de recherche ou de développement technologique, et dont l'objectif est d'améliorer la valorisation des ressources minières de la N.-C. dans une perspective de

développement durable, pourrait aussi avoir un volet « efficacité énergétique pour l'industrie du nickel » trop dépendante des importations de charbon et, à terme, des fluctuations des cours, puis du prix du CO_2. Le programme ANR EESI peut être un appui.

Sur un des thèmes précédents, on pourrait également envisager la création d'un pôle de compétitivité, donc pouvant avoir un rayonnement régional, rassemblant forces de recherche, entreprises et éventuellement organismes de formation, dont la fonction serait de mobiliser des ressources et créer des synergies entre acteurs pour progresser plus rapidement sur un thème d'intérêt collectif. Il reste toutefois à examiner si les forces en présence sont aujourd'hui suffisantes pour s'engager dans cette voie.

2.4. Les instruments réglementaires, tarifaires et fiscaux

Le diagnostic a déjà été fait : la N.-C. n'a pas de tarification ni de corpus réglementaire ou fiscal qui soient conçu dans le cadre d'une politique de l'énergie. La création d'un tel corpus pourrait avoir un effet de levier important dans le but d'une meilleure maitrise des consommations, et favoriser des productions dans le sens de la sécurité énergétique et de la réduction des impacts. Après l'examen du contexte juridique et fiscal, ce chapitre formulera quelques recommandations, en prenant en compte, autant que nous l'avons pu, du contexte de la N.-C.

Les instruments économiques ou réglementaires sur lesquels s'appuyer pour mettre en œuvre une politique énergétique et climatique en Nouvelle-Calédonie

Nous n'évoquerons ici que les instruments tarifaires, fiscaux et réglementaires et leur déclinaison pour ce qui concerne la **maîtrise de l'énergie** (bâtiment, transport et industrie) et **la production** de nouvelles sources d'énergie, considérant que ce qui concerne le pilotage de la question des émissions de GES a été vu dans la partie précédente.

La principale recommandation en matière d'instrument de politique énergétique pour ce qui concerne la maîtrise de la demande d'énergie consiste à rétablir un **signal tarifaire** qui oriente les choix des agents (gestionnaires, industriels, consommateurs, etc.) en fonction des coûts réels des différentes sources d'énergie. Concrètement, cela signifie une remise à plat des structures tarifaires existantes pour supprimer les éventuelles distorsions tarifaires ou subventions non justifiées par l'existence d'externalités environnementales (cf. infra).

La suppression des écarts de fiscalité entre le diesel et l'essence relève de cette logique si l'écart de prix n'est pas justifié par un écart de coûts ou d'impact sur l'environnement. De même, pour l'électricité, les subventions dont bénéficient certaines catégories d'usagers devraient être progressivement réduites car elles dissuadent des investissements sur des technologies alternatives qui seraient collectivement préférables (exemple des subventions à l'électricité dans l'hôtellerie qui constituent des contre-incitations aux économies d'énergie dans ce secteur).

En complément, il est nécessaire dans le cadre d'une politique énergétique tenant compte de la contrainte climatique d'intégrer dans le signal tarifaire une **composante « valeur du carbone »** qui répercute dans les prix des différentes énergies l'impact sur le changement climatique.

Le rétablissement d'un signal tarifaire reflétant les coûts n'exclut pas la mise en place d'incitations économiques pour soutenir des filières ou technologies émergentes lorsque celles-ci réduisent la consommation d'énergies fossiles et les dépenses énergétiques, et limitent les émissions de GES, par exemple. On pense en particulier à des subventions directes ou à des dispositifs de crédits d'impôts pour des investissements relativement

importants tels que la rénovation thermique dans l'existant ou en faveur de technologies dont la diffusion reste inférieure à l'optimum social (capteurs solaires, par exemple).

Pour des équipements nécessitant des investissements plus limités, éclairage basse consommation ou électroménager performant, les **dispositifs d'étiquetage énergétique** ont fait preuve de leur efficacité. Ils peuvent être assortis de primes à l'achat ponctuelles en faveur des équipements les plus efficaces, et complétés ultérieurement par des niveaux minimum de performances qui suppriment progressivement du marché les équipements les plus consommateurs (exemple des réfrigérateurs en Europe).

Enfin, **la réglementation**[8] reste indispensable pour améliorer sur le moyen terme la performance énergétique dans les secteurs résidentiel et tertiaire car on sait que le signal tarifaire seul ne permet pas d'atteindre le niveau de performance énergétique souhaitable. Dans un premier temps, la réglementation s'applique exclusivement à la construction neuve, mais on peut imaginer de l'étendre également aux opérations de réhabilitation et de rendre obligatoire la mise aux normes de performance thermique lors de la vente de biens immobiliers.

Dans le domaine des **transports**, outre la remise à plat de la fiscalité sur les carburants et l'introduction d'une taxe carbone (cf. supra), les outils envisagés dans une première phase sont de l'ordre de l'information et des incitations économiques : adoption de **l'étiquetage énergétique pour les véhicules** éventuellement associé à un dispositif de **bonus/malus**. Sur le moyen terme, des programmes complémentaires destinés à soutenir ou faire émerger une offre **de moyens de déplacement alternatifs** peuvent être nécessaires qui s'appuient sur des investissements publics (transport public en site propre, pistes cyclables, etc.), des démarches volontaires (plans de déplacements d'entreprises) et/ou des réglementations (plans de déplacements urbains).

En ce qui concerne les nouvelles sources d'énergie, l'adoption **d'un dispositif de prix garantis** assorti d'une obligation d'achat par le distributeur nous semble être l'option à privilégier pour les technologies matures telles que l'éolien, l'hydraulique et le photovoltaïque. L'expérience accumulée en Europe a montré que ce dispositif pouvait être particulièrement efficace pour soutenir le développement des sources d'énergie renouvelable. Cela n'exclut pas des aides complémentaires à l'investissement (type défiscalisation), mais l'économie des projets doit venir principalement des prix d'achat du kWh, l'aide à l'investissement ne constituant qu'un complément.

L'intérêt de ce dispositif est la possibilité de moduler les tarifs pour soutenir en priorité certaines filières. Ainsi, il est possible de mettre en place un tarif d'achat qui favoriserait par exemple le photo voltaïque intégré au bâtiment plutôt que les centrales de puissance. Dans tous les cas, il est indispensable de définir le tarif en fonction des coûts réels de production, de limiter la durée des contrats d'achat (15 ans, par exemple) et d'introduire un dispositif de décroissance des tarifs d'achat.

Les tarifs d'achat créent les conditions économiques favorables au développement des investissements de production renouvelable. Ils ne suppriment pas pour autant toutes les barrières à ce développement et, en particulier, les problèmes de raccordement au réseau qui doivent faire l'objet d'actions spécifiques (réglementation).

Pour des technologies telles que l'énergie des océans, la géothermie ou le solaire thermodynamique, des programmes plus classiques de R&D sont une étape indispensable.

[8] Sur la réglementation française existante dans ce domaine, cf. L. Grammatico, *Les Moyens juridiques du développement énergétique dans le respect de l'environnement en droit français*, PUAM, 2003.

Les acteurs de l'énergie peuvent participer à des travaux qui seraient conduits en N.-C., en Australie ou ailleurs, ou au moins assurer une veille. Après ce premier temps, les programmes de démonstration sont ensuite à privilégier. Pour l'éolien off shore et la production d'électricité à partir de la biomasse (si cette dernière s'avérait être une option à considérer), les prix garantis ne devraient être stabilisés qu'après une première phase de démonstration pour valider les choix technologiques.

Pour la **production d'eau chaude sanitaire solaire**, l'expérience internationale suggère également les pistes à suivre pour soutenir le développement de la filière. Dans les pays où cette technologie est devenue standard, la diffusion initiale s'est appuyée sur des subventions sous formes d'aides directes (ou crédits d'impôts) associés à des dispositifs complémentaires tels que des prêts bonifiés ou éventuellement des systèmes de tiers investisseurs. Lorsque les conditions économiques le permettent, un dispositif réglementaire peut prendre le relais des incitations financières, et imposer le recours à cette technologie dans toutes les constructions neuves ou réhabilitations si les caractéristiques techniques l'autorisent.

La mise au point d'objectifs pour chacun de ces thèmes doit être accompagnée d'un dispositif de monitoring pour suivre l'efficacité des actions engagées et vérifier la conformité des trajectoires avec les objectifs.

3. Quelle gouvernance de ces domaines, les rôles des différents acteurs ? Approche juridique

La gouvernance est définie comme la capacité des sociétés humaines à se doter des systèmes de représentations, d'institutions, de processus, de corps sociaux pour se gérer elles-mêmes dans un mouvement volontaire. Elle organise la coopération entre le corps politique, l'administration, la société civile et le monde économique. Elle est l'art de concevoir des dispositifs cohérents vis-à-vis des objectifs poursuivis, ce qui suppose que les objectifs soient précisés (cf. N.-C. 2025 - Atelier 9). Il s'agit de mettre en place des institutions ayant la capacité à formuler des règles pertinentes, à les mettre en œuvre et à en garantir l'application. Par ailleurs, chez la plupart de ceux qui, au sein du secteur public comme au sein du secteur privé, emploient le terme de gouvernance, celui-ci désigne avant tout un mouvement de « décentrement » de la prise de décision, avec une multiplication des lieux et des acteurs impliqués dans cette décision. Il renvoie à la mise en place de nouveaux modes de régulation plus souples, fondés sur le partenariat entre différents acteurs.

Il se dégage dès lors deux éléments de ces définitions, l'une relative à la capacité des institutions à réglementer et à gérer, l'autre relative à l'évolution des institutions elles-mêmes dans un objectif d'amélioration de la prise de décision.

La problématique de l'énergie et du climat dans le développement de la N.-C., comme le démontrent les parties précédentes, nécessite une réponse suivant ces deux orientations.

La réflexion développée dans cette partie se situe dans le contexte statutaire actuel de la N.-C., à savoir un statut de souveraineté partagée, avec transfert de compétences selon un processus défini par l'Accord de Nouméa de 1998[9].

[9] Pour plus d'analyse sur le contexte juridique, économique et politique, cf. la *Revue juridique, politique et économique de Nouvelle-Calédonie*, depuis son 1er n° jusqu'au 13e, dirigée par le Professeur Jean-Yves Faberon.

Pour traiter de ce sujet, nous présentons d'abord le constat que nous avons pu faire du rôle des acteurs et de la répartition actuelle des responsabilités. Cela permet ensuite de formuler une série de propositions pour un cadre de la gouvernance de l'énergie et du climat en N.-C., appuyée sur un support juridique et des mesures d'organisation. Les limites de l'expertise ne nous ont cependant pas donné la possibilité de traiter toutes les questions de l'organisation de la gestion du réseau électrique – dont la gestion est en Europe rendue autonome par rapport à celle des unités de production et de la distribution aux clients – et les conséquences pour Enercal et EEC.

Il s'agit ici d'une approche juridique, qui est certes à la jonction des sciences de la gestion, mais l'expertise n'a pu ici qu'ouvrir des pistes pour un travail futur.

3.1. Les principaux acteurs

Les principaux acteurs du secteur de l'énergie en N.-C. ont été décrits dans « La maîtrise de l'énergie : un enjeu majeur pour le développement durable de la Nouvelle-Calédonie et sa sécurité énergétique ». Nous considérerons ici ceux qui ont à être directement introduits dans une analyse de caractère juridique :

– le gouvernement de la N.-C. ;

– l'État ;

– les Provinces ;

– les Communes ;

– les sociétés distributrices d'électricité : EEC (filiale GDF-Suez) et la SAEM (Société anonyme d'économie mixte), Enercal ;

– le producteur d'électricité : Enercal est le gestionnaire des installations (qui peuvent être la propriété des industries métallurgiques) en quasi-totalité actuellement, mais avec les producteurs d'énergie éolienne ;

– le gestionnaire du réseau de transport : Enercal.

Les autorités coutumières ne possèdent pas de compétences directes dans le secteur de l'énergie du point de vue juridique.

Il est important de noter le rôle clé d'un acteur du secteur de l'énergie en N.-C. : la Direction de l'industrie, des mines et de l'énergie de la N.-C. (Dimenc) créée en 2004[10] dépendant du gouvernement. Son organisation est fixée par arrêté n° 2004-681/GNC, 25 mars 2004[11] et ses attributions par arrêté n° 2004-683/GNC, 25 mars 2004[12]. Elle assure, pour le compte de l'État, de la N.-C. et des trois provinces le contrôle et la promotion de l'industrie en N.-C. dans une perspective de développement durable (par délégation ou par convention). De plus, son directeur est conseiller industriel du Haut-Commissaire de la République.

Ajoutons le Comité territorial pour la maîtrise de l'énergie (CTME), qui regroupe les principaux acteurs (voir ci-après), créé en 1981. Il est composé de représentants du gouvernement de la N.-C., des assemblées de Provinces, du Congrès, des maires, de l'ADEME, de la Direction de l'agriculture et de la forêt et de la paierie du territoire. Son secrétariat est assuré par le directeur de la Dimenc.

[10] En 1973, est créé le «bureau des Mines». Après de nombreuses appellations, il est renommé «Service des Mines et de l'Energie» en 1981 et devient DIMENC en 2004.
[11] JONC 30 mars 2004, p. 1704.
[12] JONC 30 mars 2004, p. 1704.

Il gère le Fonds de concours pour la maîtrise de l'énergie en N.-C. (FCME) créé par Délibération n° 78 du 26 janvier 1989, alimenté par l'ADEME et la N.-C. Il subventionne l'acquisition de matériels tels que des installations photovoltaïques et des aérogénérateurs, et finance des études de diagnostics énergétiques ou de faisabilité ainsi que des travaux d'économie d'énergie. Parallèlement, ce Fonds de concours mène des actions de sensibilisation et d'informations. Ont été réalisées, jusqu'à présent, grâce à son concours, un grand nombre d'installations et d'actions en faveur de la maîtrise de l'énergie : 1 500 installations photovoltaïques, 50 pompages photovoltaïques, 2 500 chauffe-eau solaires, 4 installations éoliennes, 13 installations hydroélectriques, 30 audits énergétiques, 3 500 lampes basse consommation (données recueillies sur le site Internet de l'ADEME).

Les programmes territoriaux de maîtrise de l'énergie (PTME) élaborés par le CTME sont cofinancés par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et la N.-C. à hauteur de 50 % chacun par l'intermédiaire d'un fonds commun, le Fonds territorial de maîtrise de l'énergie (FTME). Les ressources de la N.-C. émanent d'une taxe parafiscale sur l'essence (taxe pour les énergies renouvelables) de 0,6 F.CFP/l perçue par les douanes. Une convention annuelle en définit la mise en œuvre.

3.2. La répartition des compétences actuelles des autorités publiques dans le domaine de l'énergie et de l'environnement industriel

En termes d'autorité compétente, si la loi organique attribue la compétence en matière de réglementation électrique à la N.-C., ainsi que celle relative aux hydrocarbures, les économies d'énergie ne sont pas citées, ni les énergies renouvelables. Dans ces nouveaux domaines non ou peu réglementés jusqu'ici et non affectés à une autorité, la question de la répartition des compétences doit être soulevée, car il s'agit de domaines qui sont fortement interdépendants avec la protection de l'environnement, qui est, elle, très enchevêtrée. Le recours au principe de l'activité dominante doit pouvoir permettre d'octroyer la compétence à l'une ou l'autre des collectivités.

Le contentieux en matière de répartition des compétences dans le domaine de l'énergie est inexistant. Ces questions n'ont pas soulevé de difficultés, à la différence de la répartition des compétences dans le domaine de l'environnement.

L'examen de la répartition des compétences, récapitulé ci-dessous, conduit aux remarques suivantes.

Les compétences de l'État se résument au contrôle des stocks stratégiques pétroliers, au contrôle des grands barrages au titre de la réglementation en matière de sécurité civile (article 21, III, 5 de la LO) et pour les mines aux substances utiles à l'énergie atomique.

Les compétences en matière de contrôle des grands barrages pourraient être transférées de l'État à la N.-C., si les compétences correspondantes existent, afin d'assurer une cohérence quant à la gestion de ces activités au titre de l'eau ou de l'électricité. Le transfert des compétences en matière de sécurité civile n'est toutefois envisagé qu'après la modification de la LO tel que cela a été décidé lors du Comité des signataires le 8 décembre 2008. Le rapport Viret explicite les différentes problématiques liées à ce domaine (réf. Jean Viret, *Le transfert de compétences à la N.-C. en matière de sécurité civile*, août 2008, 73 p.).

Aucune autre compétence directe en matière énergétique n'est conservée par l'État.

Les communes possèdent quant à elles les compétences de droit commun des collectivités locales de même niveau en métropole (clause de compétence générale) et

notamment la concession de distribution électrique et une compétence de droit commun en matière de pollutions.

La N.-C. n'a aucune compétence générale en matière de changement climatique, comme on l'a vu dans « L'insertion internationale de la Nouvelle-Calédonie ». En revanche, elle a des obligations environnementales de droit commun en matière de GES, dans la mesure où les dispositions du code de l'environnement relatives à la lutte contre l'intensification de l'effet de serre comme priorité nationale s'appliquent explicitement à la N.-C.

Par ailleurs, il convient de noter qu'il y a deux acteurs dans le domaine de l'électricité, la N.-C. et les communes, ces dernières étant compétentes en matière de concession de distribution des lignes électriques.

Ainsi, la N.-C. et la Dimenc, en son sein, fixent les normes techniques de transport et de distribution et les communes fixent le cahier des charges des concessions.

Cette situation, qui était compliquée à gérer sur le terrain, a fait l'objet d'une clarification à travers une récente modification de la loi organique.

Répartition actuelle des compétences

Détail des compétences et missions effectuées ou à effectuer

État

Réglementation et contrôle des matières nucléaires, ainsi que des poudres et explosifs.
Règles applicables hors des eaux territoriales lorsqu'elles découlent de conventions internationales [13].
Réglementation relative aux stocks stratégiques d'hydrocarbures.
Réglementation grands barrages.
Droit d'accès à l'information relative à l'environnement.
Associations de protection de l'environnement (article L. 611-1 et suivants du CE).

Nouvelle-Calédonie

Réglementation et contrôle en matière de production, de transport et de commercialisation de l'électricité (fonds d'électrification rurale, PPI, prix de l'électricité, etc.).
Réglementation relative aux hydrocarbures. Prix des carburants.
Gestion des ressources naturelles de la ZEE et des eaux intérieures ou territoriales non provinciales.
Intégration des enjeux environnementaux dans les politiques N.-C., et notamment :

– gestion du domaine public ou privé de la N.-C., règles de droit domanial (pour le domaine des provinces ou des communes) ;

– fiscalité (taxes sur les activités polluantes, les usages de l'eau, les transports, etc.) ;

– dans les principes généraux d'urbanisme ;

– dans le droit minier.

Schéma de mise en valeur des richesses minières.
Réglementation relative au nickel, au chrome et au cobalt.

[13] Il appartient, selon les cas, à la N.-C. ou aux Provinces d'adopter également des règles de transposition de ces conventions internationales sur les eaux territoriales. Plus généralement, il appartient à l'État, à la N.-C., ou aux Provinces, selon leurs compétences respectives, de donner des suites appropriées à tous les engagements pris par la Nation, sous la forme de traités régulièrement ratifiés : cf. traités de Washington, de Ramsar, de Montréal, etc.

Provinces

Prise en compte des enjeux énergétiques dans les règles de construction et d'urbanisme et intégration des enjeux environnementaux dans les règles d'urbanisme.

Réglementation et contrôles visant à la prévention des impacts de tous travaux (règles d'études d'impact et d'enquêtes publiques).

Réglementation et contrôles des activités polluantes ou potentiellement polluantes (sous réserve des compétences des communes en matière de police municipale) : ICPE, déchets, protection des captages, émissions de GES, usage de produits polluants, navigation maritime, etc.

Réglementation et contrôles des usages de l'eau et des cours d'eau (par délégation de la N.-C., selon l'article 47 de la loi organique).

Réglementation et contrôles de protection des paysages (affichage publicitaire).

Réglementation et contrôles des activités bruyantes (sous réserve des compétences des communes en matière de police municipale).

Mise en place d'observatoire, d'outils d'information et de sensibilisation du public.

Réglementation et gestion des autres ressources minérales.

Mise en œuvre de la réglementation néo-calédonienne : gestion des ressources nickel, chrome, cobalt ; police des mines.

Communes

Concessions communales de distribution électrique.

Police municipale (assurer « le bon ordre, la sûreté, la sécurité et la salubrité publiques ») : gestion des déchets, prévention des pollutions, etc.

En ce qui concerne spécifiquement **les mines et l'environnement industriel**, le détail des compétences et missions effectuées ou à effectuer est le suivant :
l'**État** n'a plus de compétence, c'est la N.-C. et les Provinces qui se les partagent.

Nouvelle-Calédonie

Schéma de mise en valeur des richesses minières.

Réglementation relative au nickel, au chrome et au cobalt.

Provinces

Réglementation et gestion des autres ressources minérales.

Mise en œuvre de la réglementation établie au niveau de la N.-C. sur les sujets ci-dessus : gestion des ressources nickel, chrome, cobalt ; police des mines.

Nous retenons six points des analyses précédentes :

1. Compte tenu de ce qui précède, l'enchevêtrement des compétences ne paraît pas être aujourd'hui une question majeure **dans le domaine de l'énergie** en N.-C. Le faible contentieux dans le domaine le prouve, confirmé par une audition du Conseiller d'État Jean-François Merle, le 22 avril 2009. La seule question de répartition de compétence qui a nécessité d'être tranchée concerne la construction des lignes

électriques de distribution, ce qui a été fait avec une récente modification de la loi organique.

2. Le découpage est plus imbriqué **dans le domaine environnemental**, qui a des conséquences non négligeables sur le droit de l'énergie. Sans revenir sur tout ce qui a été d'ores et déjà évoqué lors des ateliers du diagnostic pour l'élaboration du schéma d'aménagement et de développement de la N.-C. pour 2025 (disponibles sur le site Internet http://www.nouvellecaledonie2025.gouv.nc/), notamment celui sur l'environnement ou l'administration, il convient de relever que les compétences sont partagées en ce qui concerne l'intégration des enjeux environnementaux et énergétiques dans les politiques de la N.-C., entre la N.-C. et les Provinces. Le flou sur les responsabilités respectives des communes et des Provinces en matière de documents d'urbanisme, le peu de principes directeurs en la matière et des règles d'urbanisme fixées par les provinces peuvent avoir une influence indirecte en ce qui concerne les orientations énergétiques. **Il apparaît donc aussi nécessaire au secteur de l'énergie qu'à celui de l'environnement de clarifier les compétences en matière environnementale.** Bien que l'expertise n'ait pas cette vocation, elle ne peut faire l'économie d'une alerte sur cet aspect.

   Nous avons souligné plus haut le poids et les délais d'une modification de la loi organique. Sans que cela doive paralyser les initiatives, il nous semble qu'il serait pertinent d'engager une réflexion relative à une modification de la loi organique réglant la question des compétences dans le domaine de l'environnement.

3. **Si les niveaux de responsabilités paraissent quant à eux non adaptés**, la mutualisation de compétences au sein d'une seule administration, la Dimenc, de droit ou par convention ou délégation est une solution pratique : la réglementation des activités polluantes (par exemple, celle des installations classées pour la protection de l'environnement), de l'eau, des études d'impact et des enquêtes publiques sont de la responsabilité des Provinces alors qu'elles nécessitent un niveau plus global afin d'impulser de la cohérence, et portent sur des domaines d'une grande technicité et expertise qui nécessitent une centralisation des compétences. Comme il est rappelé dans l'atelier 6 sur l'environnement et le cadre de vie du diagnostic précité (cf. http://www.nouvellecaledonie2025.gouv.nc/), les besoins de coordination sont très nombreux, et découlent du fait que la tâche est si technique et si vaste qu'une mutualisation est indispensable (exemple, missions ICPE des provinces exercées, par convention, par la Dimenc).

   Certes le regroupement au sein de la Dimenc rend difficile la réponse à la question de savoir quelles orientations priment sur les autres et qui les priorise. Mais cette administration, organisée par le gouvernement de la N.-C. agit aussi pour le compte de l'État et des provinces également ; elle n'a donc pas une responsabilité pleine et directe, étant sous tutelle à la fois des collectivités, de la N.-C. et de l'État, agissant pour le compte de chacun, dans un objectif ou des orientations qui ne sont pas clairement définis par une politique ou un texte fondateur, et qui peuvent être divergents, ou à tout le moins non cohérents entre eux.

   Les lacunes de la réglementation dans le domaine de l'énergie proviennent à la fois de niveau de responsabilité non adapté ou de la non-affectation de la responsabilité, ce que l'existence de la Dimenc permet de compenser.

4. Les parties 1 et 2 du rapport montrent la difficulté à construire des règlementations et des tarifications s'imposant aux opérateurs publics et privés. Faut-il **rééquilibrer**

le jeu des acteurs pour traiter cette question de manière plus équitable ? Le poids des opérateurs par rapport à celui des régulateurs est souvent considéré comme pouvant freiner la mise en œuvre d'une réglementation adaptée. C'est ce qui a conduit la France (dans le cadre des règlements européens) à mettre en place une Commission de régulation de l'énergie (la CRE), et à dissocier la gestion du réseau de transport électrique dans une filiale d'EDF (la RTE).

5. Enfin, lorsqu'est mis en place un corpus de réglementation, il y a **nécessité d'un réel contrôle** sur leur mise en œuvre afin que ces réglementations soient efficaces. Les moyens humains en ce qui concerne le contrôle doivent être suffisants.

6. En ce qui concerne le climat, la dimension « environnement industriel » ne recouvre pas tous les thèmes : la gestion des territoires pour la production de biomasse est en relation étroite avec **la politique agricole et forestière** : il faut en introduire les acteurs correspondants dans le processus de production des politiques…

3.3. Propositions d'orientations en matière de gouvernance

Afin de donner une véritable impulsion au secteur de l'énergie et de la réduction des émissions de GES dans le développement de la N.-C., la mise en place de nouvelles formes de régulation peut être envisagée. Une redéfinition de la répartition des compétences entre les quatre niveaux de responsabilités (État, N.-C., Provinces et communes), si elle est envisagée, devrait se fonder sur un certain nombre de principes (non exhaustif) :

– la taille des projets et les relations avec les usagers : dimension très locale ou non ;

– le savoir-faire acquis dans un domaine par un niveau d'administration ;

– l'objet même des compétences en cause : compétence d'investissement pour l'avenir, compétence de gestion de services, d'édiction de normes générale ;

– compétence structurante au niveau de la N.-C. : matière fiscale, fonction publique. L'énergie entre dans ces domaines où une vision structurante d'ensemble doit être insufflée et où l'exécution peut ensuite être confiée aux Provinces ;

– cohérence des attributions en vue d'une mutualisation : exemple, la N.-C. est compétente en matière de mines, de domaine public, de propriété foncière, de PPI et d'électricité ;

– attributions de compétences n'ayant pas directement le même objectif, mais qui sont fortement imbriquées entre elles, afin de favoriser une optimisation : par exemple, attribuer les compétences sur le changement climatique à l'autorité qui a en charge l'énergie.

Nous ne pouvons qu'apporter quelques références au chantier de cette redéfinition des compétences. Deux enjeux ont été plus particulièrement traités : les instruments de la coordination entre les acteurs de l'énergie et du climat ; le renforcement possible de l'autorité administrative en charge de la régulation du secteur, selon des exemples étrangers.

3.3.1. Coordination dans le domaine de l'énergie

Si on se limite à l'énergie, la coordination s'est déjà concrétisée par la création le Comité territorial de maîtrise de l'énergie, (CTME, outil commun de l'ADEME et du gouvernement pour une gestion partenariale des fonds gouvernement/ADEME, qui se réunit pour examiner les orientations des conventions annuelles et se prononcer sur les demandes de

subvention), puis de l'Observatoire de l'énergie. La Dimenc joue un rôle de coordination technique pour ces différentes initiatives.

Selon les informations que nous avons obtenues, l'Observatoire de l'énergie prend actuellement la forme d'une base de données et d'indicateurs, construite par Enerdata Services, experte dans ce domaine. L'Observatoire est un outil interne que permet d'alimenter et mettre à jour le site Internet de la Dimenc (http://www.dimenc.gouv.nc/), mais également de répondre aux diverses demandes de statistiques qui lui sont adressées. L'Observatoire de l'énergie a été créé par la délibération n° 378 du 23 avril 2008 (disponible sur http://www.juridoc.gouv.nc/) et n'est pas encore ouvert au public (2009).

La Dimenc est encore en phase de collecte de données auprès des acteurs du territoire qui les détiennent ou sont en mesure de les élaborer. Des réunions de présentation se déroulent, et des conventions encadreront les échanges de données entre les acteurs sources et l'administration de la N.-C.

La décision de créer un Comité consultatif de l'énergie en 2008, qui doit participer à la réflexion sur les décisions dans le domaine de l'énergie, vient compléter ce dispositif.

Ce Comité de l'énergie a été créé par la délibération n° 378 du 23 avril 2008 (disponible sur http://www.juridoc.gouv.nc/). Il n'est pas activé à ce jour. Il fera intervenir un représentant des différentes collectivités (N.-C., les 3 Provinces, les représentants des maires) et un représentant de l'ADEME et de la Dimenc. Le programme de travail n'est pas encore fixé.

La poursuite de l'effort de coordination est liée à la mise en place d'orientations de politique énergétique, tel qu'indiqué dans le chapitre 2.

De plus, des partenariats ou collaborations existent et doivent continuer d'être développés comme cela a pu être fait précédemment (exemple, la Provinces Sud), afin de mettre en œuvre les recommandations des deux premières parties. L'ADEME a un accord cadre (2008 -2010 qui fait suite à un précédent accord cadre) avec chacune des provinces. En ce qui concerne le partenariat sur le volet énergie, il existe depuis 1983, suite à la création de l'AFME.

Ne faut-il pas ajouter qu'une analyse fonctionnelle de la gestion du réseau électrique serait utile ? La gestion technique du réseau est-elle bien en mesure de se faire en intégrant toutes les informations de la production, et de la consommation, pour faire les arbitrages à distance des intérêts particuliers, et économiquement optimisés ? L'augmentation des producteurs d'énergie renouvelable intermittente renforce cette exigence.

3.3.2. Renforcements possibles de la capacité de régulation dans une perspective d'intégration des dimensions énergie et climat

Dans un domaine d'action collective, comme l'énergie et le climat (et l'environnement plus généralement), il ne suffit pas de disposer d'un observatoire (qui rend accessible toutes les données), et d'un comité permanent (qui regroupe les acteurs principaux) pour avoir une bonne gouvernance. La capacité à piloter et à préparer les décisions doit être assurée par une structure administrative forte.

Plusieurs solutions sont envisageables, entre lesquelles il ne nous appartient bien évidemment pas de choisir : depuis la poursuite de l'organisation actuelle, que l'on corrigerait aux marges, en particulier en augmentant ses moyens, jusqu'à la création d'une autorité indépendante distincte à la fois de la N.-C. et des Provinces (structure que l'on imagine mal

dans le contexte institutionnel et politique de la N.-C.). Entre les deux, la mise en place de structures plus ou moins autonomes a été expérimentée par plusieurs pays.

Quelle que soit la structure choisie, son champ de compétences doit englober à la fois l'énergie et le climat, si cela est envisageable, et comprendre toutes les composantes de l'énergie : les énergies fossiles, les énergies renouvelables, l'électricité, le gaz, ainsi que les mines, mais aussi la maitrise de l'énergie et celle des gaz à effet de serre.

Cette vision globale des compétences d'une structure administrative a pour objectif de lui faire prendre en compte des visions contradictoires d'un secteur comme celui de l'énergie et d'intégrer la problématique relative aux économies d'énergie et de maîtrise des émissions de GES dans sa politique générale.

Le cas de structures administratives autonomes

De telles structures existent dans de nombreux pays : par exemple, au Canada (avec l'Agence de l'efficacité énergétique, qui est une agence d'État avec personnalité morale ou l'Office national de l'énergie, qui est un organisme fédéral indépendant) ou en France (l'Autorité de sureté nucléaire, ou la Commission de régulation de l'énergie, qui sont des autorités administratives indépendantes) ou à Malte. La création de ces agences, de statuts différents, répond au souci de disposer de structures (légères ?) qui chapeautent plusieurs fonctions, pour plus d'efficacité.

- L'exemple de l'île de Malte retient plus particulièrement l'attention : il s'agit de la **Malta ressources Authority**, instituée par une loi de 2000 (cf. annexe), qui a la personnalité morale mais est directement liée au ministre responsable des ressources minières, énergétiques et de l'eau. C'est ce dernier qui nomme les membres de l'Autorité.

  Elle a des missions très larges dans ses domaines de compétences ; elle a pour fonction de réglementer, de contrôler et de réviser le fonctionnement et les activités dans ses domaines de compétence. Elle délivre notamment les autorisations ou permis nécessaires au fonctionnement des activités dans les domaines concernés, règlemente et sécurise l'interconnexion de la production, du transport et de la distribution des services ou produits, assure une compétition saine entre les activités, établit les standards de qualité, met en œuvre les recherches, les études nécessaires sur tout sujet relatif aux ressources concernées par la loi, fournit les informations au public et publie des guides, réglemente la structure des prix, met en œuvre les obligations internationales de son gouvernement, établit les mesures de protection de l'environnement et la promotion d'une utilisation efficiente des ressources.

- Par ailleurs, dans le domaine de l'énergie spécifiquement, elle a pour mission de promouvoir, encourager et réglementer le développement et l'utilisation de toutes les formes d'énergie et d'encourager l'utilisation des sources d'énergie alternatives, par le biais de taxes sur les énergies produites par des sources d'énergie non renouvelables et des subventions pour la production à partir d'énergie renouvelable. Elle a également pour mission de gérer la distribution et la vente de pétrole. La loi établit les liens avec le ministre et décrit sa composition, son fonctionnement, etc.

- Ses ressources sont multiforme, à la fois des taxes, impôt, prêt public.

- Ajoutons qu'elle est composée de huit personnes et possède trois composantes : énergie, eau et minerai[14].

- D'autres structures administratives existent également, sans personnalité morale, sur le modèle de l'Agence France nucléaire international ou de l'Agence Iter France (cf. statut en annexe) : ces agences disposent d'une autonomie administrative et budgétaire, de missions précises mais sont insérées au sein d'une structure existante publique. L'intérêt de ces agences est leur autonomie, mais elles sont sous tutelle directe de l'organisme au sein duquel elles sont établies, et s'appuient sur les moyens humains et fonctionnels dudit organisme, ce qui leur permet de mutualiser les fonctions support.

Ces deux statuts présentent l'avantage d'une autonomie (plus importante dans le cas de l'Autorité maltaise qui dispose de la personnalité morale) qui permet de donner une impulsion au secteur de l'énergie dans le sens des options retenues, dans la mesure où l'Autorité dispose de tous les instruments pour mener à bien sa mission, centralise tous les moyens, en centralisant les dotations publiques de diverses entités, (et en recevant des taxes, impôts, prêt public) et toutes les missions tout en étant sous tutelle directe des responsables politiques.

Dans les deux cas, il conviendrait d'associer un Conseil exécutif collégial, comme le Comité consultatif de l'énergie qui vient d'être décidé, en intégrant à la fois les autorités actuelles concernées mais aussi les autorités coutumières, afin que l'énergie devienne une problématique commune et consensuelle, dans une perspective de développement durable, avec des mandats à moyens termes, renouvelables une seule fois, et éventuellement une présidence tournante.

Dans la situation de la N.-C., et dans le prolongement de l'existence de la Dimenc et de son partenariat original avec l'ADEME au sein du CTME, il faut affirmer le besoin d'un pilotage cohérent dans la préparation et la mise en œuvre des politiques de l'énergie et du climat. Quelle que soit la forme de cette capacité de pilotage, elle doit permettre la préparation des stratégies et des programmes, la définition des règlementations, et leur mise en œuvre.

Dans cette optique, il faut souligner l'importance de la liaison des politiques de l'énergie avec celles du climat, et les liens à établir avec celles concernant l'utilisation du territoire pour l'agriculture, la forêt et la production de biomasse.

Il ressort de l'étude des organisations administratives existantes, notamment au sein des micro-États, que l'énergie était en principe réglementée dans le respect de l'environnement mais n'est pas nécessairement confiée aux mêmes autorités. Il est vrai que le secteur de l'énergie possède des principes qui lui sont propres. La politique de l'énergie est étroitement imbriquée à l'industrie et l'économie, alors que celle de l'environnement est plutôt imbriquée à celle de l'aménagement du territoire et de l'agriculture (exemple, Liechtenstein, Monaco).

Toutefois, la tendance à l'heure actuelle dans de nombreux pays est à associer l'énergie et le climat : c'est ce que la France a fait en créant le ministère chargé de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, ainsi que des négociations sur le Climat (le MEEDDM).

La création des Dreal (Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement) dans les régions françaises va dans le même sens, même si les leviers des

[14] Pour plus d'informations : http://www.mra.org.mt/home.shtml

politiques pour l'agriculture et la forêt (quand ils dépassent la dimension aménagement du territoire) manquent à cet ensemble. Une DREAL traite des thématiques suivantes : biodiversité, eau et milieux ; énergie, climat, aménagement et logement ; prévention des risques ; transports et véhicules ; déplacements, intermodalité, infrastructures ; développement industriel.

Pour la réorganisation des compétences entre les Communes, les Provinces et la N.-C. en matière de réglementation de l'énergie et du climat, les cas de la Nouvelle-Zélande et de Fidji (il existe un département ministériel de l'énergie spécifique, qui a en charge tous les thèmes présentés ci-dessus) peuvent être utiles : ces compétences sont octroyées à la même autorité, comme en France. Mais pour arriver à cette solution, une modification de la loi organique de 1999 est nécessaire.

Quoi qu'il en soit, la question du climat et de la lutte contre les GES est une question plus globale que la protection de l'environnement au niveau local et doit être regroupée ou mutualisée avec celle de l'énergie. L'observation des émissions des GES (de tous les gaz) doit être assurée dans cette logique. À ce jour, la compétence relative à la lutte contre l'effet de serre appartient à l'État (les articles du code de l'environnement sont applicables à la N.-C.) mais la mise en œuvre concrète n'a pas encore eu lieu, (des articles législatifs du code de l'environnement sur la lutte contre les GES pourraient être mis en application par voie réglementaire en N.-C.).

Bibliographie

FABERON J.Y., ZILLER J., 2007 – *Droit des collectivités d'outre-mer*, LGDJ.

FABERON J.Y. (sous la dir.), 2001 – *La Mer outre-mer*, L'Harmattan.

FABERON J.Y. (sous la dir.), 1997 – *L'avenir statutaire de la Nouvelle-Calédonie - L'évolution des liens de la France avec ses collectivités périphériques*. Les études de la documentation française.

GARDE F., 2001 – *Les institutions de la Nouvelle-Calédonie*. L'Harmattan, Mondes Océaniens.

GOESAN V., 2007 – L'action internationale des COM. *Revue Lamy des collectivités territoriales*.

GRAMMATICO L., 2003 – *Les moyens juridiques du développement énergétique dans le respect de l'environnement en France* (Recherches sur le droit du développement durable). PUAM, 654 p.

OORFILA G., 1998 – *La Nouvelle-Calédonie et le droit*. L'Harmattan.

Revue juridique, politique et économique de N.-C., depuis son 1er numéro jusqu'au n° 13, dirigée par le professeur Jean-Yves Faberon.

Sites :

http://www.transfertsdecompetences.gouv.nc/

http://www.congres.nc/

http://www.mra.org.mt/primary_legislation.shtml : réglementations maltaises

http://www.juridoc.gouv.nc/

http://www.ieom.fr/

4. Quel processus d'élaboration des décisions publiques ? Approche sociopolitique

Comment et selon quels processus doit-on élaborer aujourd'hui la décision publique alors que la méfiance est forte, que l'expertise issue de la recherche se veut davantage accessible, et que le débat public est prôné comme indispensable ?

La N.-C. fait l'expérience d'une démarche originale et ambitieuse pour l'élaboration du Schéma d'aménagement et de développement de la N.-C., engagée en mars 2008, et rythmée par des conférences des acteurs, à Koné le 14 mai 2008 et au centre Tjibaou le 5 mars 2009. Et l'expertise collégiale demandée à l'IRD se situe dans le cadre de ce Schéma d'aménagement et de développement.

Cet article veut apporter quelques éléments d'expériences extérieures à la N.-C., pour inciter à prolonger cette expertise collégiale sous la forme d'un processus, dans l'esprit de la démarche de l'élaboration du Schéma d'aménagement et de développement.

Il est d'abord proposé de regarder comment, d'un côté, l'expertise issue de la recherche et, de l'autre, le débat public tentent de s'insérer dans la fabrication des décisions. Puis nous donnerons quelques principes et lignes d'action pour des processus mieux adaptés à notre temps. Enfin deux cas d'application seront présentés, sur la gestion des risques naturels, la réduction de l'usage des pesticides. On pourra constater que la démarche d'élaboration du Schéma d'aménagement et de développement de la N.-C. est remarquablement en phase avec ce type de processus.

4.1. Dans la fabrication des décisions, l'expertise et le débat cherchent leur place

Nous devons d'abord préciser le sens du terme utilisé, « fabrication » dont la définition est révélatrice notamment par rapport à la notion de gouvernance. Il faut ensuite regarder les évolutions de l'expertise, en se concentrant ici sur celle issue et associée aux opérateurs de recherche. Enfin les évolutions des demandes de débats publics doivent être analysées.

4.1.1. La fabrication des décisions

Avec Lucien Sfez[15], nous disons qu'une décision est le résultat d'un processus, d'une élaboration qui ne se limite pas à la boite crânienne d'un prétendu « décideur » tout puissant. C'est en fait la traduction de l'anglais *decision making*, le verbe *to make* voulant bien dire « fabriquer ».

Certes on n'a pas toujours décidé de la même manière. Lucien Sfez analyse trois âges. L'auteur de ces lignes fait de même, à partir de sa propre expérience de 50 ans de vie professionnelle (cf. référence[16]). P.B. Joly retrouve aussi trois phases de natures voisines[17].

[15] Sfez L., *La décision*, Que sais-je 2181, 3e édition corrigée, décembre 1994.
[16] Le Bars Y., « Gestion des risques : innover dans la fabrication des stratégies d'action », Responsabilité Environnement, Annales des Mines, janvier 2008.
[17] Joly P.B., Journal of Risk Research, Paper (2007) : 250321. Title: "Scientific Expertise in Public Areas: Lessons from the French Experience".

4.1.2. L'expertise cherche sa place

Le Colloque d'Arc-Et-Senans a marqué en 1989 la réflexion en France sur les liens entre pouvoir politique, expertise et démocratie. Voici ce qui est écrit dans le résumé de l'ouvrage[18] *La Terre outragée* :

« Face à l'impossible choix rationalité catégorique et scepticisme généralisé, une seule voie semble acceptable : modifier les rapports traditionnels entre connaissance et ignorance, savoir profane et savoir d'initié, et enfin entre pouvoir politique, expertise et démocratie ».

L'ouvrage de P. Roqueplo[19] se situe dans cette ligne.

Les responsables des décisions publiques demandent souvent beaucoup à l'expertise issue de la recherche. On l'a vu dans toutes les crises sanitaires ou environnementales, jusqu'à un Premier ministre qui a dit : « Je suivrai strictement les avis des chercheurs ». Ce qui a eu pour effet de paralyser leurs avis.

La place de l'expertise scientifique dans des processus – que l'on dit vouloir démocratiques –reste encore à conceptualiser et à populariser…

Une idée qui n'est pas évidente pour tous : si la décision se fonde sur une rationalité scientifique, ce n'est pas le seul élément à prendre en compte ! On ignore en particulier très souvent le fait que la rationalité scientifique se construit dans des limites qui ne couvrent pas tous les aspects de la question posée : elle est bornée par les données apportées, les compétences rassemblées et les imperfections des échanges entre spécialistes…

La relation aux acteurs et la place du débat public sont essentiels : c'est ce qu'il faut maintenant présenter.

4.1.3. Le débat s'est imposé comme une nécessité, mais reste mal intégrée dans le processus de fabrication des décisions publiques

Les acteurs à un titre ou à un autre (entreprises, usagers, voisins, associations, élus des collectivités territoriales…) réclament aujourd'hui leur place dans la définition des politiques qui les concernent. Les processus existants d'enquêtes publiques ont montré leurs limites, liées à leur genèse : il s'agissait à l'origine de légitimer la possibilité de limiter du droit de propriété privée, droit constitutionnel et sacré.

D'où une demande d'information publique (que la Convention d'Aarhus[20] demande aux pouvoirs publics de fournir) et de participation à l'élaboration des décisions, à travers des débats publics.

Différentes formes en ont été données. Notons-en deux en France, bien documentés :

- La conférence de citoyens, en particulier celle de juin 1998 à Paris, par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques (OPECST), portait sur le thème : « L'utilisation des organismes génétiquement modifiés en agriculture

[18] Coordination J. Theys, *La Terre outragée* – Actes Du Colloque international de 1989 à Arc-Et-Senans « Les experts sont formels, controverses scientifiques et décisions politiques dans le domaine de l'environnement ».
[19] Roqueplo P., « Entre savoir et décision, l'expertise scientifique » Inra, 1997.
[20] La convention d'Aarhus (juin 1998), sur l'accès à l'information la participation du public au processus décisionnel et l'accès à la justice en matière d'environnement, est un accord international visant à améliorer l'information délivrée par les autorités publiques, et favoriser la participation du public à la prise de décisions
Elle a été traduite en droit européen par la directive 2003/4/CE.

et dans l'alimentation ». Le concept de ces conférences a été développé, à l'origine, par le Danish board of technology. Confrontés à une question controversée qui risque de devenir un véritable enjeu politique ou social, les responsables politiques demandent à un petit groupe de citoyens, profanes en la matière, de donner un avis après avoir reçu une information complète sur le sujet. La démarche, a effectivement permis, notamment par le relais médiatique donné aux discussions, une implication des citoyens dans les débats politiques. Mais ses conclusions n'ont pas été reprises…

- Les débats publics désormais consacrés au niveau législatif depuis la loi du 27 février 2002 sur la démocratie de proximité et organisés par la CNDP, dont certains portent maintenant sur des politiques (avec le cas des déchets radioactifs en 2006) et non plus seulement sur des projets. Dans les expériences que la France a connues (sauf justement dans le cas des déchets radioactifs), le débat reste un objectif en soit, mal relié aux étapes qui l'ont précédé, et sans que le processus de la suite soit bien connu. L'exemple du débat public sur le choix du site d'un 3e aéroport dans la région parisienne est typique de cela. Les questions portaient en fait beaucoup plus sur « pourquoi un 3e aéroport » ! La même aventure a été vécue sur le débat préalable à la décision de construction de l'EPR à Flamanville.

Les limites du débat pris isolément sont pourtant perçues : le Danish Board of Technology a développé bien d'autres méthodes et son directeur, Lars Klüver, les a plusieurs fois présentées en France (la Villette…) : selon le degré de maturité d'une question, les outils de débat avec les parties prenantes ne sont pas les mêmes, de l'enquête d'opinion au panel et à la conférence de consensus. C'est reconnaitre qu'il y a des étapes dans l'élaboration des décisions.

La CNDP en exprime aussi le souci, quand elle veut un dossier clair du maître d'ouvrage qui explicite les raisons de la proposition faite ou des alternatives proposées au débat, et quand elle exige qu'une décision soit prise au vu des résultats du débat.

Ainsi l'expertise issue de la recherche et le débat public cherchent encore leurs relations avec la décision publique, mais de manière trop séparée.

4.2. Pour une ingénierie des processus de décision adaptée à notre temps

Dans le climat de défiance, noté par Pierre Rosanvallon[21], l'article cité en (2) conclut :

« Il n'est plus possible de se contenter d'améliorer les relations entre "recherche " et "décideur public" pour réussir une gestion des risques dits bio-sociaux (et plus largement toute politique publique). Il faut bâtir des processus impliquant tous les acteurs, par étapes, fondés sur une recherche proactive (en particulier sur l'analyse des impacts des nouvelles technologies), laissant le temps au débat…

« Définir un processus de ce type est un enjeu politique en soi. Avant le processus, l'accent doit être mis sur l'identification du ou des moteurs qui font rentrer une technologie dans les préoccupations du public. La dimension symbolique acquise par les technologies en cause doit aussi être le plus clairement possible identifiée, et reconnue comme importante.

« Avec le processus, un pilotage doit être institué et légitimé. La clarté des rôles respectifs des différents acteurs qu'ils relèvent de la puissance publique, de mécanismes du

[21] Rosanvallon P., « La Contre Démocratie, la politique à l'age de la défiance », Le Seuil, septembre 2006.

marché, ou de la société civile, est un autre élément de la qualité des décisions prises et de la confiance qui leur est accordée dans l'opinion.

« Parce que "l'on ne peut plus décider les actions publiques comme avant", dans l'après-guerre au temps des pénuries ou de crises graves, s'impose une prise de décisions au sein d'une stratégie élaborée dans une relation entre trois groupes d'acteurs : les responsables des politiques publiques ; les experts et chercheurs ; les représentants des partenaires intéressés de la société dite civile.

Cela exige un double mouvement l'un vers l'autre de l'univers de la décision et de celui de la recherche, au sein de ces processus, en intégrant les préoccupations des uns et des autres, de tous les partenaires, acteurs économiques et citoyens. »

Sont donc à dessiner, autour d'une question qui appelle des décisions collectives :

– un processus par étapes, avec des enjeux repérés, un cahier des charges, des échéances, et bien sûr des conclusions non écrites à l'avance ;

– la structuration des acteurs avec les trois pôles qui sont :
  - les responsables en charge du pilotage du processus et d'en tirer les conclusions opérationnelles,
  - les experts mobilisant le potentiel de la recherche,
  - les acteurs autonomes, parties prenantes à un titre ou à l'autre ;

– et, ce qui est plus incertain, l'engagement des acteurs au respect mutuel, pour des controverses ou des consensus construisant la confiance dans les décisions.

Le Schéma d'aménagement et de développement de la N.-C. correspond bien dans sa définition, dans son agenda et dans le rôle donné aux acteurs dans ce type de processus.

La méthode qui consiste à s'appuyer sur **l'élaboration en commun de scénarios pour le futur**, permet de mieux dégager les points d'accord ou de désaccord, en créant des moyens de communication entre les scientifiques (avec les autres acteurs et entre eux…), avec les autorités responsables et le public. "*Concerns about sustainability reveal fundamental problems of specialization and communication. Communications among experts, decision makers and the public are all important but challenging. A somewhat surprising characteristic is the growing use of scenarios as a common means to facilitate communication*" Gary Brewer, Yale School of Management, at IR3S symposium 2007, Tokyo University.

Deux autres exemples

On voudrait prolonger cette note par l'examen de deux cas, assez proches de celui de « L'énergie dans le développement de la N.-C. » : l'élaboration des plans d'exposition aux risques inondation dans la moyenne vallée du Rhône (département de la Drôme) et la définition du programme Ecophyto pour la réduction par deux de l'usage des pesticides en France.

• L'élaboration des plans d'exposition aux risques inondation dans la moyenne vallée du Rhône

Il s'agit d'élaborer une stratégie globale de prévention des inondations du Rhône et de ses affluents.

C'est un cas malheureusement peu documenté. Il a en particulier été présenté par Jean-Claude Bastion, préfet de la Drôme et Jean Serret, président de la Commission locale de l'eau

du Sage Drôme, co-président du CTC Rhône Moyen, au cours de la réunion au Muséum organisé par le ministère chargé de l'Écologie et du Développement durable à l'occasion de la sortie du 5 000e Plan de prévention des risques naturels (PPR), le 19 décembre 2006.

L'élaboration des PPR Inondations est fondée sur un processus de décision, avec une structuration des acteurs, reconnaissant les trois groupes retenus :

– les instances de décision, les maires, le département et l'État ;

– les instances d'étude et d'expertise ;

– les instances de concertation, avec toutes les parties prenantes.

Trois secteurs ont été délimités dans le Rhône moyen, ils permettent de dépasser les limites communales, mal adaptées à la solution des problèmes. Un Comité territorial de concertation (CTC) a été créé, avec un animateur spécialisé désigné pour chacun. Cet animateur est chargé de faire reformuler les questions, de passer la parole, pour une participation réelle. Un cahier de séance est élaboré par le groupe des experts et dont le secrétariat est assuré par la Diren Rhône-Alpes.

Chaque « cahier » permet ainsi de rapprocher les points de vue des acteurs participants au CTC sur des principes directeurs proposés par le comité de pilotage pour une stratégie globale de prévention des inondations du Rhône et de ses affluents, et d'éclairer les choix qui précéderont nécessairement les décisions.

Ce n'est pas un processus de codécision, mais une association très large, qui permet d'identifier en commun les marges de manœuvre. Il permet le temps nécessaire à la concertation, qu'il faut réserver en amont du processus et en cours de son déroulement, pour éviter à la fois la précipitation et l'enlisement…

Il faut retenir de ce cas l'importance de l'organisation tripolaire, avec :

– le pilotage politique du processus, particulièrement délicat quand plusieurs autorités doivent coordonner les efforts ;

– le groupe des acteurs ;

– enfin une expertise associée.

• La définition du programme Ecophyto pour la réduction par deux de l'usage des pesticides en France

L'expertise collective réalisée en 2005 par l'Inra et le Cemagref[22] a montré le peu de connaissances acquises sur l'utilisation des pesticides et les risques associés. Jusque-là l'action des pouvoirs publics avait surtout porté sur :

– des mesures législatives et règlementaires centrées sur la bonne utilisation au champ et la manipulation à la ferme des pesticides et des récipients qui les ont contenus, souvent conduites dans le cadre du Corpen ;

– l'incitation à des actions volontaires (au niveau régional avec des Groupes régionaux d'étude des pollutions par les phytosanitaires, les GREPP ; au niveau national avec la démarche « agriculture raisonnée ».

[22] « Pesticides, agriculture et environnement, réduire l'utilisation des pesticides et en limiter les impacts environnementaux », décembre 2005.

Plus ou moins en lien avec cette expertise collective plusieurs décisions ont été prises, dans le cadre d'un Plan interministériel de réduction des risques liés aux pesticides 2006-2009 dit le PIRRP.

Pour avoir des connaissances plus concrètes sur les itinéraires possibles vers une réduction significative (de moitié) de l'usage des pesticides, les ministères concernés ont décidé d'une étude sur 2 ans (dite Ecophyto R&D) avec deux volets complémentaires. :

– élaboration de scénarios fondés sur des niveaux de rupture plus ou moins élevés par rapport aux pratiques courantes actuelles ;

– à partir des réseaux existants au sein de la profession agricole, des instituts techniques ou des lycées agricoles, définition d'un système nouveau plus complet d'acquisition de références, et de leur diffusion, en rapport avec l'objectif affiché.

Une attention particulière a été apportée à la structuration des acteurs dans l'élaboration de ces actions. On y retrouve de façon plus ou moins pure le dispositif tripolaire défini plus haut.

Les processus sont co-pilotés par les ministères chargés de l'Agriculture et de l'Écologie.

Il est directement relié à la recherche et à son expertise, puisque :

– l'Inra est chargé de coordonner les experts ;

– un comité de pilotage regroupe les directions des ministères concernés, responsables de porter la décision, qui se réunit tous les 2 mois environ ;

– un comité d'orientation regroupe les acteurs potentiels, en tant qu'institutions. Il se réunit tous les 3 mois, et discute des résultats qui lui sont présentés, ainsi que des stratégies des différents acteurs.

Un président de ce comité d'orientation est spécialement désigné comme garant du processus et chargé de porter les conclusions qu'il jugera utiles.

L'exercice des scénarios (tels que définis par Garry D. Brewer[23], article cité), est au centre de la démarche et donne aux pouvoirs publics la responsabilité de conclure par des décisions possibles à la fin de 2009. Le processus et le comité d'orientation est en quelque sorte une plateforme pour permettre aux enjeux contradictoires de s'affronter : le processus peut garder son intérêt et sa conclusion ne pas être écrite à l'avance.

Il faut retenir de ce cas la relation entre une expertise collégiale et la préparation des décisions sur un sujet difficile. L'expertise permet de poser un problème, d'en fournir la structure à partir de laquelle les acteurs peuvent mieux se saisir du sujet. L'expertise ne peut en elle-même fournir des décisions clé en main, mais elle doit se prolonger à travers un processus tel que défini plus haut.

4.3. Prolonger l'expertise par un processus d'élaboration des politiques de l'énergie et du climat

De nombreuses expériences et des travaux théoriques donnent des perspectives pour une élaboration des décisions qui, à la fois, fasse appel à une meilleure mobilisation de

[23] Garry D. Brewer, "Inventing the future: scenarios, imagination, mastery and control", in Integrated research System for Sustainability Science Springer2007.

l'expertise, en particulier celle issue de la recherche, et permette un dialogue enrichissant entre toutes les parties. C'est un enjeu très important pour bâtir une société démocratique, et dont le développement soit fondé sur la connaissance. C'est essentiel pour que la confiance se construise dans des choix de plus en plus techniques et en même temps de plus en plus sensibles. C'est indispensable pour que les acteurs autonomes rentrent bien dans la même logique d'action collective.

Nous proposons donc que l'expertise collégiale sur « l'énergie dans le développement de la N.-C. » soit prolongée par un processus, dans l'esprit de ce qui se fait pour le Schéma d'aménagement et de développement de la N.-C. Il devra s'appuyer sur une expertise, le plus possible localisée sur son territoire, et apte à assurer les approfondissements qui seront considérés comme indispensable, au vu des insuffisances repérées par l'expertise, ou qui se dégageront des discussions à venir.

Recommandation : mettre en route un processus de définition d'une politique de l'énergie et du climat, associant les acteurs concernés, mobilisant une expertise la plus locale possible, avec un pilotage légitime, et s'appuyant sur les résultats de l'expertise, complétée par des études plus précises sur les points qui le méritent, selon les orientations principales et les objectifs généraux retenus.

5. Conclusion et recommandations

Cette cinquième partie, consacrée au cadre général pour une politique de l'énergie et du climat au service de développement de la N.-C., s'appuie sur les parties précédentes et s'efforce d'en traduire les conclusions en termes de recommandations transversales.

Au service des actions possibles dans les trois domaines que sont l'habitat, les transports, la production d'énergie et l'industrie métallurgique, l'analyse technico-économique permet de donner quelques priorités : les solutions techniques n'ont pas toutes le même coût ni la même échéance. L'aménagement du territoire et la prise en compte des contraintes foncières permettent de bâtir des réponses durables sur le long terme.

Nous avons fait le tour des moyens d'action possibles. Il est indispensable que les orientations générales soient traduites juridiquement, que des actions d'éducation et de sensibilisation pour un changement des pratiques soient généralisées, en même temps que les instruments réglementaires, tarifaires et fiscaux sont mobilisées (alors qu'ils ne sont pas actuellement orientés vers les enjeux énergétiques et du climat).

Les acteurs de l'énergie et du climat ont besoin de l'appui de la formation aux métiers, tout particulièrement dans le domaine du bâtiment, avec en cible les démarches Haute qualité environnementale. Sans que nous ayons pu le développer, l'action économique en faveur des entreprises est un levier bien utile. Enfin la N.-C. doit avoir accès à un potentiel de R&D au service des activités tournées vers l'énergie et le climat.

Enfin la question de la gouvernance de tous ces domaines a été traitée, sous deux aspects complémentaires, par une approche juridique d'abord, en termes de répartition des responsabilités, de régulations à mettre en place et de coordinations à mieux organiser, par une approche davantage socio politique ensuite, pour la définition du processus à définir dans le prolongement de cette expertise collégiale, qui n'apporte pas elle-même la définition de priorités opérationnelles ou de programmes d'action clé en main…

Huit recommandations en ont été tirées

1. Mettre en route un processus de définition d'une politique de l'énergie associée à celle du climat :

- mobilisant une expertise structurée, la plus locale possible, s'appuyant sur les résultats de l'expertise, et complétée par des études plus précises sur les points qui le méritent, selon les orientations principales et les objectifs généraux retenus ;
- avec un pilotage légitime par une autorité publique ;
- associant les acteurs concernés, au sein d'un Comité d'orientation.

Transformer les conclusions du processus de définition d'une politique de l'énergie et du climat par une délibération du Congrès.

2. Lancer la définition d'un Plan climat pour chaque Province, pour le Grand Nouméa et la zone VKP.

3. Inscrire les productions de biomasse non alimentaires dans des politiques de développement pour réduire la dépendance de la N.-C. en matière alimentaire, forestière et énergétique, tout en contribuant à la réduction des émissions mondiales de GES.

4. Engager un travail de clarification des responsabilités des acteurs publics sur l'environnement et les impacts sur le climat : il s'agit de construire une répartition des compétences adaptée à ces nouveaux enjeux.

5. Définir les priorités des actions de maîtrise de l'énergie, de développement des ENR et de réduction des émissions, en introduisant les critères de coût et de terme d'impacts.

6. Soutenir les filières industrielles et de service liées à la production et à la maitrise de l'énergie, adaptées à la dimension de la N.-C. : la formation aux métiers, l'action économique en faveur des entreprises, le potentiel de R&D auquel il faut avoir accès.

7. Mettre les instruments économiques ou réglementaires au service de la politique de l'énergie et du climat.

8. Engager un programme d'actions d'éducation et de sensibilisation pour un changement des pratiques.

Annexe 1

Les éléments d'une compréhension des composants et des enjeux de l'énergie

Les notions physiques minimales : comprendre et distinguer l'énergie et la puissance

C'est à travers ses différentes formes que l'on peut appréhender la réalité du concept unifié (et complexe) de « l'énergie » :

– rayonnée (soleil, feu…) ;
– chimique : le carburant que l'on brûle ;
– fusion, puisque chacun a entendu la belle formule $E = Mc^2$.

Les unités d'énergie étant nombreuses (Joule, calorie, kWh, tonne équivalent pétrole…), les équivalences doivent être données et expliquées en utilisant des exemples de la vie courante.

De même, il est nécessaire de bien définir les expressions : ressources énergétiques, formes de l'énergie, besoins énergétiques, conversion d'énergie, vecteurs énergétiques, rendement énergétique.

La notion de vecteur énergétique, en particulier, désigne une forme d'énergie difficile à stocker, destinée à être transformée directement. C'est le cas de l'électricité et de l'hydrogène : étant donné que l'on ne les trouve pas abondamment dans la nature, il faut les produire à partir d'une transformation initiale et les consommer pour en faire autre chose (éclairage, travail mécanique…). Le rayonnement électromagnétique (lumière visible ou autres longueurs d'onde) possède des propriétés similaires. Le stockage des vecteurs énergétiques n'est pas impossible, mais il est généralement coûteux, lourd et encombrant.

Le stockage de l'énergie est indispensable dans les applications portables (téléphonie mobile par exemple), dans le domaine des transports. Mais il devient progressivement nécessaire dans les applications stationnaires exploitant des ressources renouvelables intermittentes (le soleil, le vent, la houle…). Il est aujourd'hui possible de stocker la chaleur, le froid, l'électricité par divers moyens.

La puissance, quant à elle, représente le débit d'énergie notamment lors d'une transformation, son unité est le **watt** (W) : 1 W = 1 J/s (1 joule par seconde).

Distinguer puissance et énergie est très important en matière de production d'énergie. Par exemple, pour la production d'électricité, compte tenu de l'intermittence de la ressource, une ferme éolienne placée à terre peut produire de l'énergie comme si elle fonctionnait à sa pleine puissance durant environ 2 000 heures par an. En revanche, une centrale thermique, nucléaire par exemple, a la capacité de fonctionner près de 8 000 heures par an sur les 8 760 heures d'une année complète.

Le prix d'investissement d'un système de conversion d'énergie est largement lié à sa puissance (sa capacité à convertir rapidement l'énergie).

Le développement de ces notions donne l'occasion de dénoncer ici des unités absurdes comme les watts par heure (W/h), qui sont utilisés pour indiquer la consommation des appareils électroménagers dans les catalogues commerciaux et contribuent à aggraver la confusion naturelle entre énergie et puissance. Soit la puissance de l'appareil (par exemple, dans ses modes normaux et de veille) est donnée en watts et on peut calculer sa consommation en tenant compte de la durée réelle d'utilisation (à faire pour une télévision, une lampe…). Soit on donne l'énergie annuelle consommée en kWh pour un usage normal, par exemple pour un réfrigérateur.

Économie de l'énergie et économies d'énergie

L'investissement dans les convertisseurs qui transforment une ressource (renouvelable ou non : matières premières), sur une certaine durée de vie, engendre la part du coût de production de l'énergie due à l'investissement. Dans les convertisseurs qui consomment des ressources fossiles,

une seconde part généralement dominante est due aux combustibles eux-mêmes. Dans le cas des systèmes fonctionnant à partir des ressources renouvelables comme le vent, le soleil et la houle, la part due à l'investissement est largement prépondérante car il n'y a pas de matières premières consommées durant la transformation, mais il en faut néanmoins pour les fabriquer.

Le recyclage doit être considéré dès l'investissement, y compris les éventuels coûts de remplacement de fonctions importantes durant la vie du système. Les matières premières consommées éventuelles (pétrole, gaz, charbon, uranium, bois, biocarburants…) représentent également une part du coût de revient, part largement prépondérante dans le cas des ressources renouvelables. Et lorsque leur épuisement approche, leur prix flambe…

La civilisation industrielle qui est la nôtre est indiscutablement une civilisation très consommatrice en énergie. Il est plus qu'intéressant de mettre en évidence, en termes de marché et de coût pour les consommateurs, ce que cela représente. De nombreuses applications liées à la vie de tous les jours, auxquelles seront sensibles les collégiens, peuvent aisément illustrer ces notions :

– transports automobiles, comparaison du coût énergétique des moyens de transport : du vélo à l'avion…
– électricité : le PC connecté 24h/24 au réseau ADSL, la production de froid, l'éclairage…
– le chauffage des locaux, la climatisation…
– l'industrie, le secteur tertiaire...
Il ne faut pas hésiter à dire et redire que le potentiel d'économies d'énergie est généralement très important et constitue le premier gisement d'actions à mener.

Les ressources

La prise de conscience du caractère limité des ressources est, chacun en convient aujourd'hui, tout à fait indispensable. Nous vivons dans un monde fini. Les ressources non renouvelables (fossiles et fissiles), comme leur nom l'indique, ne se renouvellent pas et s'épuisent progressivement en générant des pollutions.

Enfin, il importe de faire tomber cette idée reçue relative à l'incapacité des ressources renouvelables à satisfaire les besoins de l'humanité. Les ressources renouvelables représentent près de 8 000 fois l'ensemble des besoins actuels (Multon B., Ruer J., 2003) et ont la capacité à satisfaire l'ensemble de nos besoins et tout particulièrement ceux des plus pauvres. Les principales difficultés à l'exploitation des ressources renouvelables sont d'ordre économique (à court terme), organisationnel et sociologique. Les solutions technologiques sont pour la plupart à notre portée, et ce sans révolutions majeures…

Énergie, impacts environnementaux et écobilan

L'impact environnemental des activités énergétiques humaines est très fort, parfois même également lorsque les ressources sont d'origine renouvelable, notamment en termes de rejets de GES qui contribuent au réchauffement climatique. La teneur en CO_2 a déjà largement dépassé l'amplitude de ce que l'atmosphère a connu durant le dernier million d'années.

Toutes les transformations énergétiques ont un impact environnemental. Récupérer massivement l'énergie des courants marins thermiques comme le *gulf stream* pourrait, par exemple, contribuer à les ralentir et à perturber leur rôle de régulation climatique. La construction des barrages hydroélectriques en zone de forêt primaire (zones équatoriales et tropicales) conduit à la formation de lacs artificiels qui entraînent la méthanisation de la végétation engloutie. Il en résulte des dégagements de GES qui peuvent être bien supérieurs (sur un cycle de vie de 100 ans) à ce qu'aurait produit la combustion de carburants fossiles pour produire la même quantité d'électricité, sans compter d'ailleurs la destruction des puits de carbone que constituait cette biomasse.

L'exploitation du bois de feu, à priori énergie renouvelable, conduit parfois (surtout dans les pays pauvres) à un épuisement des réserves. Pour que le bois soit une énergie renouvelable, il faut se charger de gérer son renouvellement (replanter et entretenir).

Pour que la civilisation industrielle puisse atteindre un réel niveau de « développement durable », nous devons désormais effectuer des analyses sur cycle de vie (écobilans) de toutes nos activités. L'écobilan consiste en une démarche quantitative, et la plus exhaustive possible dans le recueil des données (énergie, matières premières, eau, rejets, etc.), pour évaluer les impacts d'un objet, d'une usine, d'un mode de transport, d'un comportement sociologique, etc., sur son cycle de vie complet : de la fabrication au recyclage en passant par la « vie active ».

S'agissant, par exemple, de production d'énergie d'origine renouvelable, on ne consomme pas de matières premières non renouvelables (fossiles, uranium) mais on consomme de l'énergie pour fabriquer le système de conversion (éolienne, générateur photovoltaïque, etc.), voire le système de stockage associé, et on en consomme encore pour le démanteler en fin de vie et recycler les matières premières. Autant d'énergies consommées désignées sous le nom d'« énergie grise », concept qui commence aujourd'hui à être connu du grand public. Il est donc nécessaire que de tels systèmes remboursent au minimum la facture énergétique globale durant leur vie. C'est heureusement quasiment toujours le cas aujourd'hui, mais des progrès restent à faire par exemple dans le cas des générateurs photovoltaïques, surtout s'ils sont associés à des accumulateurs électrochimiques.

L'occasion sera précieuse ici d'introduire les importantes notions d'analyse sur le cycle de vie et d'écoconception. L'écoconception consiste à concevoir des produits ou des services en les optimisant selon des critères environnementaux sur l'ensemble de leur cycle de vie afin qu'ils minimisent leur impact environnemental, sachant que jusqu'à maintenant les critères de conception étaient jusqu'alors plutôt de type économiques.

En ce qui concerne enfin les usages de matières premières dont l'eau, qui pose des problèmes encore plus aigus que l'énergie, il est indispensable de s'orienter vers ce que l'on pourrait appeler une « civilisation du recyclage total ». L'humanité devra en effet arriver un jour à vivre sur une exploitation en cycle fermé (complètement renouvelable) à la fois pour ses besoins en énergie, en eau (plus d'usages non renouvelables, par épuisement des nappes phréatiques, par exemple) et en matières premières non énergétiques (métaux notamment) afin de limiter ses impacts sur l'écosystème et de l'exploiter de façon réellement durable sur des échelles de temps sans commune mesure avec celles qui ont été considérées en cette période d'expansion économique accélérée). Bien entendu, une telle perspective suppose de renouveler le modèle économique de développement…

Les vulnérabilités d'une civilisation exploitant trop d'énergie

Les réseaux d'énergie constituent un élément de vulnérabilité extrême de la civilisation industrielle, vulnérabilité en cas de panne grave, mais également d'actes criminels (guerre, terrorisme…). Les réseaux les plus fragiles sont ceux de gaz, d'électricité et de transport de marchandises (dû à une mondialisation accrue).

Prenons l'exemple du réseau électrique, d'une part sa vulnérabilité et, d'autre part, les conséquences d'une rupture grave. La production massive d'électricité, comme c'est le cas aujourd'hui dans les pays riches, s'accompagne d'un réseau de transport constitué essentiellement de lignes aériennes. L'électricité est produite sous tension alternative (50 ou 60 Hz) et le système constitué des organes de production, de transport et de consommation constitue un système fondamentalement instable, notamment parce qu'il y a très peu de moyens de stockage et qu'il est nécessaire d'ajuster en temps réel la production à la demande (consommation). Tout cela fonctionne grâce à une planification soignée (prévisions météo, d'activité, etc.) et à un contrôle en temps réel des centrales de production, notamment celles qui ont le plus de souplesse. L'ouverture des marchés et la pénétration de nouveaux moyens de production non pilotés par la demande (cogénération chaleur électricité : l'électricité est produite lorsqu'il y a besoin de chaleur, aérogénération et autres productions intermittentes) ont accru les difficultés de stabilisation du réseau. Le risque de panne liée à cet ensemble est plus élevé que par le passé, en particulier parce que cette économie fondée sur la consommation, et malgré un semblant d'incitation aux économies d'énergie, pousse la croissance de la consommation et que

la situation est de plus en plus tendue. Cela s'est produit pratiquement partout où les marchés de l'électricité ont été ouverts à la concurrence.

Les conséquences d'un effondrement massif du réseau électrique, s'il devait se produire, seraient telles qu'il est à peine possible d'en concevoir la réalité concrète. En effet, tout fonctionne avec l'électricité ! Même les rares maisons équipées de systèmes de génération photovoltaïque (PV) récents et connectés au réseau, ne pourraient exploiter cette production en cas de coupure générale car le système PV est lui-même piloté par le réseau et qu'il n'y a pas de stockage d'énergie local associé. Pour prendre la mesure de ce qui serait, nous proposons ci-après une liste non exhaustive des équipements, infrastructures et services qui ne fonctionneraient plus si le réseau électrique s'effondrait :

– l'ensemble des équipements liés aux usines et à l'habitat et au secteur tertiaires, qui utilisent systématiquement l'électricité (éclairage, climatisation, chauffage, même s'il n'est pas électrique…), et dont les systèmes de secours ont une durée de service généralement très limitée ;

– les réseaux de gaz naturel qui fonctionnent avec des compresseurs électriques ;

– les pompes à carburant des stations services ;

– l'eau potable, qui est aujourd'hui presque systématiquement distribuée par des systèmes à pompage électrique, en tout cas en milieu urbain ;

– les réseaux téléphoniques fixes et mobiles qui sont alimentés par le réseau électrique et équipés de moyens légers de stockage (quelques heures).

Autrement dit, une coupure générale de grande ampleur (à l'échelle du pays ou d'un continent) de quelques jours introduirait un blocage général de tous les transports et des moyens de communication.

Autre élément de vulnérabilité, mais cette fois dépendant en propre du modèle de développement de notre civilisation, l'accès aux matières premières énergétiques inégalement distribuées à la surface de la planète. Il suffit d'observer une carte des conflits dans le monde pour constater qu'il y a très souvent un rapport entre distribution des richesses, ressources en matières premières et guerres. Nul besoin de préciser que l'échéance prochaine de leur épuisement va inexorablement aggraver les tensions.

Le changement climatique offre à lui seul un risque ultime de vulnérabilité, qui va engendrer très probablement une déstabilisation de l'économie amplifiée par l'accroissement du coût de matières premières énergétiques de plus en plus rares. Au sujet des surcoûts imputés au changement climatique, il faut remarquer que plusieurs compagnies de réassurance (Munich RE, Lloyd…) tirent la sonnette d'alarme depuis quelques temps. Comme il est difficile de différencier les origines de la flambée des remboursements entre l'augmentation de la richesse des assurés et l'augmentation des sinistres climatiques (dans les statistiques des compagnies, les sinistres climatiques sont clairement différenciés de ceux dus aux séismes), il a fallu un certain temps pour se convaincre que le changement climatique allait coûter très cher.

De tous ces points de vue, une civilisation fondée sur les énergies renouvelables serait beaucoup plus stable. Elle serait plutôt fondée sur un marché de convertisseurs d'énergie que sur un marché de matières premières inégalement réparties, épuisables et polluantes. Il faut cependant répéter que l'exploitation des ressources énergétiques renouvelables n'est pas exempte d'impact environnemental et qu'il est préférable d'éviter leur exploitation massive. Les maîtres mots deviennent alors décentralisation de la production et consommation sur le lieu de production, autant que possible. Les consommateurs seraient ainsi moins poussés à la consommation de matières premières pour faire fonctionner l'économie, puisque la plupart des ressources renouvelables sont issues du soleil, de la chaleur du noyau terrestre, et du vent.

Subsisterait le cas des carburants qui, même s'ils sont d'origine renouvelable, resteraient un produit consommable. Dans le cas des cultures énergétiques (notamment les biocarburants), il faudra également faire en sorte qu'elles n'entrent pas en concurrence avec les cultures vivrières, à défaut de quoi viendrait s'ajouter un risque supplémentaire de déstabilisation mondiale : les terres cultivables serviraient à fournir du carburant et de la nourriture, mais seulement à destination des populations les plus riches.

Annexe 2

Délibération du conseil d'administration du Commissariat à l'énergie atomique du 24 avril 2006

sur le projet de création de l'agence Iter-France au sein du CEA

(non publiée au JO)

« En application des dispositions de l'article 3 bis.1° du décret n° 72-1158 du 14 décembre 1972 modifié, et conformément à l'article L. 332-6 du Code de la recherche, modifié par l'article 39 de la loi de programme n° 2006-450 du 18 avril 2006 pour la recherche, le Conseil d'administration, après en avoir délibéré, approuve la transmission au Premier ministre de la proposition de création au sein du CEA d'un service dénommé « Agence Iter-France » selon les modalités suivantes :

Aucune entrée d'index n'a été trouvée.

1. Dans le cadre de l'implantation sur la commune de Saint-Paul-lez-Durance (Bouches-du-Rhône) du projet international de réacteur expérimental de fusion thermonucléaire dit « projet Iter », l'Agence Iter-France a notamment pour mission :

– d'assurer l'interface technique et opérationnelle vis-à-vis des instances internationale et européenne ou des entités qui les préfigurent ;

– d'assurer par délégation des partenaires internationaux ou des instances internationale ou européenne la conduite des procédures de participation du public, la préparation et la présentation des dossiers de sûreté et de sécurité du projet Iter, ainsi que les autres missions qui pourraient lui être confiées ;

– de rassembler les moyens français (fonds et apports en nature) provenant de l'État, des collectivités territoriales ou du Commissariat à l'énergie atomique, et de les reverser à l'instance européenne ou à l'entité qui la préfigure ;

– de préparer le site et l'accueil du projet Iter en liaison avec la préfecture de région, à l'exclusion notamment des opérations relatives à l'aménagement du réseau routier et des ports et à la création de l'école internationale ;

– d'assurer la maîtrise d'ouvrage des opérations de démantèlement de l'installation sur la base des contributions spécifiques des partenaires internationaux, collectées par l'instance internationale et d'assurer, pour la France, le suivi de l'évaluation des charges de démantèlement et de la constitution des provisions et des actifs correspondants par l'instance internationale.

2. Le directeur de l'agence, placé sous l'autorité de l'administrateur général, établit les projets de plan pluriannuel de financement, de budget annuel et, le cas échéant, de reprévision, ainsi que le projet d'arrêté des comptes de l'agence. Il élabore le projet de rapport annuel de l'agence.

3. L'agence est dotée d'un comité de gestion qui émet un avis sur les projets de plan pluriannuel de financement, de budget annuel et, le cas échéant, de reprévision, sur le projet d'arrêté des comptes, ainsi que sur le rapport annuel d'activité et de gestion qui lui sont soumis par le directeur de l'agence.

Ces documents ainsi que les avis éventuels sont transmis au conseil d'administration du CEA pour approbation.

Le comité de gestion est tenu régulièrement informé de l'activité de l'agence par son directeur. Il peut faire des recommandations sur l'activité et la gestion de l'agence qui sont transmises au conseil d'administration du Commissariat à l'énergie atomique.

4. Le comité de gestion comprend 6 membres :

– trois représentants de l'État ;

– le directeur de l'agence Iter-France ;

– le directeur des sciences de la matière du CEA ;

– le directeur de l'énergie nucléaire du CEA.

Le comité peut également s'adjoindre toute personne qu'il juge utile à ses travaux.

5. Le comité de gestion est présidé par le directeur de l'agence Iter-France. Il se réunit au moins deux fois par an, sur convocation de son président qui fixe l'ordre du jour. Les délibérations du comité de gestion sont prises à la majorité de ses membres présents. En cas de partage des voix, celle du président est prépondérante.

Le comité de gestion établit son règlement intérieur.

6. L'agence dispose d'un budget propre au sein du CEA couvrant l'ensemble de ses dépenses et ses recettes afférentes à ses activités et pouvant être financé notamment par une subvention de l'État et par des subventions des collectivités territoriales.

7. Sans préjudice des règles spécifiques de la présente délibération, la gestion administrative et financière de l'agence ainsi que celle de son personnel sont assurées dans le cadre du CEA et suivant les règles propres à cet établissement. »

Annexe 3

CHAPTER 423
MALTA RESOURCES AUTHORITY ACT

AN ACT to provide for the establishment of an Authority to be known as the Malta Resources Authority and for the exercise by or on behalf of that Authority of regulatory functions regarding resources relating to water, energy and mineral resources, and to make provision with respect to matters ancillary thereto or connected therewith.

2nd February, 2001

ACT XXV of 2000, as amended by Acts XII and XXXII of 2007; Legal Notice 426 of 2007; and Act II of 2009.

PART I - PRELIMINARY

1. The short title of this Act is the Malta Resources Authority Act. Short title.

2. In this Act, unless the context otherwise requires Interpretation. *Amended by: XII. 2007.3; XXXII. 2007.16.*

"advisory committee" or "committee" means an advisory committee established in accordance with article 25;

"Appeals Board" means the Resources Appeals Board established by article 33;

"authorisation" includes any licence or permit however so described issued by or under this Act to operate, provide or carry out any activity or operation or service however so described relating to resources;

"authorised provider" means any person who has a valid authorisation to operate, provide or carry out any activity or operation or to provide any service relating to resources;

"Authority" means the Malta Resources Authority established by article 3;

"Chairman" means Chairman of the Authority and includes, in the circumstances mentioned in article 3(3), the Deputy Chairman or other person appointed to act as Chairman:

Provided that, in relation to article 25, "Chairman" means the Chairman of an advisory committee;

"Chief Executive" means the Chief Executive appointed under article 5;

"contractor" means a person acting in pursuance of an agreement entered into with the Authority or in accordance with article 5(5);

"decision" includes any determination, measure, order, requirement or specification however so described made by the Authority and the word "decision" shall be construed accordingly;

"directive" means a directive issued by the Authority in accordance with the procedures as prescribed by regulations made under this Act;

"Directorates" means such directorates as are or may be established under article 5;

"distribution" in relation to electrical energy, means the transport of electricity on the medium - voltage and low -voltage distribution systems with a view to its delivery to customers;

"electrical energy" means electrical energy when generated, transmitted, distributed, supplied or used for any purpose except the transmission of any communication or signal;

"employee" means a person employed by the Authority;

"energy" includes electrical energy, fuels, heat when transmitted as a commercial activity, and energy derived from renewable sources;

"fuel" includes coal, all hydrocarbons or hydrocarbon derivatives normally used as fuels, including crude oil, fuels based on hydrocarbons or coal, gaseous fuel, petroleum substitutes in liquid form, liquids or gases produced from fermentation or similar processes when intended for use as fuels, fuels produced from solid waste; but does not include petroleum for the purposes of the Petroleum (Production) Act;

"financial year" means any period of twelve months ending on the 31st December:

Provided that the financial year which commenced on the 1st October, 2007 shall be for a period of fifteen months and shall terminate on the 31st December, 2008;

"gas" means all hydrocarbons in gaseous form whether in their natural state or obtained from petroleum or produced chemically;

"mineral resources" means any mineral, rock or sediment constituted of organic or inorganic compounds or substances extracted, mined or otherwise derived from the earth, including the seabed and the subsoil thereof, but does not include water;

"Minister" means the Minister responsible for resources;

"petroleum" means all natural hydrocarbons whether in liquid or gaseous form, including crude oil, and whether in a crude or natural state or in a processed or refined form and when used in relation to petroleum exploration and production it shall have the same meaning as is assigned to it by article 2 of the Petroleum (Production) Act;

Cap. 156.

"public officer" in relation to article 11, has the same meaning assigned to it by article 124 of the Constitution but does not include a judge of the Superior Courts or a magistrate of the Inferior Courts;

"resources" means the resources relating to water, energy and mineral resources regulated by or under this Act;

"transmission" in relation to electrical energy, means the transport of electricity on the high-voltage interconnected system with a view to its delivery to final customers or distributors;

"water" when used in relation to any practice, operation or

activity which is regulated by this Act shall include drainage and sewage services, but shall not include bottled table water.

PART II - ESTABLISHMENT, FUNCTIONS AND CONDUCT OF AFFAIRS OF THE AUTHORITY

Establishment and composition of the Malta Resources Authority.

3. (1) There shall be a body, to be known as the Malta Resources Authority, which shall consist of a Chairman and not less than four and not more than six other members.

(2) The members of the Authority shall be appointed by the Minister for a term of one year or for such longer period as may be specified in the instrument of appointment subject to a maximum of three years but the members so appointed may be re-appointed on the expiration of their term of office.

(3) The Minister may designate one of the other members of the Authority as Deputy Chairman and the member so designated shall have all the powers and perform all the functions of the Chairman during his absence or inability to act as Chairman or while the Chairman is on vacation or during any vacancy in the office of chairman; and the Minister may also, in any of the circumstances aforesaid, appoint another person to act as chairman and in such case the foregoing provisions shall apply in respect of such person.

(4) A person shall not be qualified to hold office as a member of the Authority if he -

(*a*) is a Minister, Parliamentary Secretary or a member of the House of Representatives;

(*b*) is a judge or magistrate of the courts of justice; or

(*c*) has a financial or other interest in any enterprise or activity which is likely to affect the discharge of his functions as a member of the Authority:

Provided that the Minister may waive the disqualification of a person under this paragraph if such person declares the interest and such declaration and waiver are published in the Gazette.

(5) Subject to the provisions of this article, the office of a member of the Authority shall become vacant -

(*a*) at the expiration of his term of office; or

(*b*) if any circumstances arise that, if he were not a member of the Authority, would cause him to be disqualified for appointment as such.

(6) A member of the Authority may be removed from office by the Minister if, in the opinion of the Minister, such member is unfit to continue in office or has become incapable of properly performing his duties as a member.

(7) If a member resigns or if the office of a member of the Authority is otherwise vacant or if a member is for any reason unable to perform the functions of his office, the Minister may appoint a person who is qualified to be appointed to be a member to

be a temporary member of the Authority; and any person so appointed shall, subject to the provisions of subarticles (5) and (6) of this article, cease to be such a member when a person has been appointed to fill the vacancy or, as the case may be, when the member who was unable to perform the functions of his office resumes those functions.

(8) Any member of the Authority who has any direct or indirect interest in any contract made or proposed to be made by the Authority, not being an interest which disqualifies such member from remaining a member, shall disclose the nature of his interest at the first meeting of the Authority after the relevant facts have come to his knowledge, such disclosure shall then be recorded in the minutes of the Authority, and the member having an interest as aforesaid shall withdraw from any meeting at which such contract is discussed. Any such disclosure shall be communicated to the Minister without delay. Where the interest of the member is such as to disqualify him from remaining a member, he shall report the fact immediately to the Minister and tender his resignation.

Functions of the Authority.
Amended by: XII. 2007.4.

4. (1) The Authority shall have the following functions:

(*a*) to regulate, monitor and keep under review all practices, operations and activities relating to energy, water and mineral resources;

(*b*) to grant any licence, permit or other authorisation, for the carrying out of any operation or activity relating to energy, water and mineral resources;

(*c*) to regulate and secure interconnectivity for the production, transmission and distribution of the services or products regulated by or under this Act;

(*d*) to ensure fair competition in all such practices, operations and activities;

(*e*) to establish minimum quality and security standards for any of the said practices, operations and activities and to regulate such measures as may be necessary to ensure public and private safety;

(*f*) to secure and regulate the development and maintenance of efficient systems in order to satisfy, as economically as possible, all reasonable demands for the provision of the resources regulated by or under this Act;

(*g*) to carry out studies, research or investigation on any matter relating to the resources regulated by or under this Act;

(*h*) to provide information and issue guidelines to the public and to commercial and other entities on matters relating to the said resources;

(*i*) to regulate the price structure for any activity regulated by this Act and where appropriate to establish the mechanisms whereby the price to be charged for the acquisition, production, manufacture, sale, storage and distribution thereof is determined;

(*j*) to establish the minimum qualifications to be possessed by any person who is engaged or employed in any activity regulated by or under this Act;

(*k*) to establish measures for the protection of the environment and to promote the efficient use of resources in the practices, operations and activities regulated by or under this Act;

(*l*) to ensure that international obligations entered into by the Government relative to the matters regulated by or under this Act are complied with;

(*m*) to advise the Minister on the formulation of policy in relation to matters regulated by this Act, and in particular in relation to such international obligations;

(*n*) otherwise to advise the Minister on any matter connected with its functions under this Act;

(*o*) to formulate and implement the policies and strategies with short-term and long-term objectives, in relation to the activities regulated by this Act;

(*p*) promote the interests of consumers and other users in Malta, particularly vulnerable consumers, especially in respect of the prices charged for, and the quality and variety of the services and, or products regulated by or under this Act;

(*q*) to determine disputes in relation to matters regulated by or under this Act;

(*r*) to perform such other functions as may from time to time be assigned to it by the Minister.

(2) The Authority shall also:

(*a*) in relation to energy

- (i) promote, encourage and regulate the harnessing, generation and use of all forms of energy; and

(ii) encourage the use of alternative sources of energy and for such purpose in accordance with such regulations as may be prescribed, to impose levies on energy produced by non renewable sources and grant subsidies in connection with the production of energy from renewable sources;

(*b*) in relation to water

(i) secure and regulate the acquisition, production, storage, distribution or other disposal of water for domestic, commercial, industrial or other purposes;

(ii) secure and regulate the conservation, augmentation and operation of water resources and the sources of water supply;

(iii) secure and regulate the treatment, storage, disposal, use or re-use, as appropriate, of sewage, waste water, sludge and storm water

run-off;

(iv) secure and regulate the provision of adequate systems of public sewers and to ascertain their cleanliness, safety and efficiency;

(v) ensure the safe discharge, reception, treatment and disposal of trade effluent;

(vi) encourage and regulate the re-use of treated effluent;

(vii) ensure the proper and fit disposal of waste water sewage;

(viii) maximise the use of storm water run-off;

(*c*) in relation to mineral extraction -

(i) carry out such functions as may be authorised by the Minister in terms and for the purposes of the Petroleum (Production) Act and the Prime Minister in terms and for the purposes of the Continental Shelf Act;

Cap. 156.

(ii) subject to the provisions of sub-paragraphs (i) of this paragraph, regulate all matters relating to petroleum extraction;

Cap. 194.

(iii) subject to the provisions of sub-paragraphs (i) and (ii) of this paragraph regulate all matters relating to the extraction of mineral resources;

(iv) ensure the optimum utilisation of mineral resources and regulate the quality and quantity of minerals extracted;

(*d*) in relation to petroleum

(i) secure that adequate provision and reserve stocks of petroleum and gas is available at all times;

(ii) regulate the distribution, sale, exportation or disposal in any other manner of fuels supplied for bunkering; for the purposes of this paragraph "bunkering" and "fuel" shall have the same meaning assigned to them by article 2 of the Bunkering (Fuels) Tax Act.

Cap. 381.

(3) The provisions of this article shall be without prejudice to the exercise of the functions of any authority established by or under any law in relation to public health, the environment or any other matter falling within the functions of any such authority.

(4) The Authority may require any authorised provider to provide it with any information, including financial information that the Authority considers necessary for the purpose of ensuring compliance with the provisions of this Act, regulations prescribed thereunder and decisions or directives made in accordance with this Act, regulations prescribed thereunder or any other law which the Authority is entitled to enforce. Any person who fails or refuses to provide such information shall be in contravention of this Act and shall be liable to the imposition of an administrative fine as may be

prescribed by the Authority.

Conduct of the affairs of the Authority.

5. (1) Subject to the other provisions of this Act the affairs and business of the Authority shall be the responsibility of the Authority itself but save as aforesaid, the executive conduct of the Authority, its administration and organisation and the administrative control of its officers and employees, shall be the responsibility of the Chief Executive of the Authority, who shall also have such other powers as may from time to time be delegated to him by the Authority.

(2) There shall be established the Directorates as listed in the First Schedule to this Act, which shall have the responsibilities as described therein. The Minister may, after consulting the Authority, by Order in the Gazette, abolish any one or more of the said Directorates vary their responsibilities and establish such other Directorate as he may from time to time deem appropriate.

(3) The Authority shall exercise its functions through the Directorates so established and for such purpose it shall vest in each of the Directorates so established and subject to the overall supervision and control of the Chief Executive, such of its functions as relate or are ancillary to the matters for which it is responsible so as to enable the said Directorate to give effect to the policies of the Authority and to otherwise discharge effectively and efficiently the functions of the Authority in its respective area of operation.

(4) Each of the Directorates so established shall be headed by an individual who shall either be a public officer detailed for duty with the Authority or an employee of the Authority or a person detailed to work for the Authority in accordance with an agreement made between the Authority and a public or private undertaking, in either case having adequate experience or knowledge in the respective area of operation.

(5) The Authority and each of the Directorates may exercise any one or more of their functions either directly or through any of their officers or employees or through an agency authorised for the purpose, or through a contractor or other person with whom an agreement for the performance of any one or more of such functions has been entered into:

Provided that nothing in this subarticle shall authorise the Authority to contract out any of its regulatory or licensing functions.

(6) Where in this Act anything is to be done by or against or with respect to the Authority, or any notice is to be or may be given to the Authority, any such thing or notice may also be done by or against or with respect to or be given to the Directorate under whose jurisdiction the matter falls by reason of a delegation of function to such Directorate; and for the purposes aforesaid any reference in this Act to the Authority includes a reference to the appropriate Directorate.

(7) The Chief Executive and the heads of the Directorates shall be appointed by the Authority following consultation with the

Minister for a period of three years and such period may be extended for further periods of three years each:

Provided that the first Chief Executive and the first head of each Directorate shall be appointed by the Minister.

(8) The Chief Executive shall attend all the meetings of the Board but shall not vote at such meetings:

Provided that the Authority may if it so deems fit require the Chief Executive not to attend any of the meetings or any part of a meeting.

(9) The Chief Executive shall be responsible for the implementation of the objectives of the Authority in the exercise of its functions and without prejudice to the generality of the foregoing he shall

(*a*) assume full responsibility for the overall supervision and control of the Directorates;

(*b*) assign to each Directorate such duties which are by, or in accordance with, the provisions of this Act vested in such Directorate;

(*c*) co-ordinate the workings of the Directorates;

(*d*) develop the necessary strategies for the implementation of the objectives of the Authority;

(*e*) advise the Authority on any matter it may refer to him or on any matter which he considers necessary or expedient; and

(*f*) such other duties as the Authority may assign to him from time to time.

Relations between the Minister and the Authority.

6. (1) The Minister may, in relation to matters that appear to him to affect the public interest, from time to time give to the Authority directions in writing of a general character, not inconsistent with the provisions of this Act, on the policy to be followed in the carrying out of the functions vested in the Authority by or under this Act, and the Authority shall, as soon as may be, give effect to all such directions.

(2) The Authority shall afford to the Minister facilities for obtaining information with respect to its property and activities and furnish him with returns, accounts and other information with respect thereto, and afford to him facilities for the verification of information furnished, in such manner and at such times as he may reasonably require.

(3) If the Authority fails to comply with any directions issued under this article, the Prime Minister may make an order transferring to the Minister in whole or in part any of the functions of the Authority.

Legal personalityand representationof the Authority.

7. (1) The Authority shall be a body corporate having a distinct legal personality and shall be capable, subject to the provisions of this Act, of entering into contracts, of acquiring, holding and disposing of any kind of property for the purposes of its functions, or suing and being sued, and of doing all such things

and entering into all such transactions as are incidental or conducive to the exercise or performance of its functions under this Act, including the lending or borrowing of money.

(2) The legal representation of the Authority shall jointly vest in the Chairman and the Chief Executive:

Provided that the Authority may appoint any one or more of its members or of the officers or employees of the Authority to appear in the name and on behalf of the Authority in any judicial proceedings and in any act, contract, instrument or other document whatsoever:

Provided further that in respect of any matter falling within the functions vested in a Directorate, the legal and judicial representation of the Authority shall also vest in the head of the Directorate or in such other member, officer or employee of the Authority, as the Authority may appoint or authorise for the purpose.

(3) Any document purporting to be an instrument made or issued by the Authority and signed by the Chairman or by the Chief Executive or by a head of a Directorate in relation to any matter vested in the relative Directorate by the Authority shall be received in evidence and shall, until the contrary is proved, be deemed to be an instrument made or issued by the Authority.

Provisions with respect toproceedings of the Authority.

8. (1) The meetings of the Authority shall be called by the Chairman as often as may be necessary but at least once a month either on his own initiative or at the request of any two of the other members.

(2) Half the number of members for the time being constituting the Authority shall form a quorum. Decisions shall be adopted by a simple majority of the votes of the members present and voting. The Chairman, or in his absence the Deputy Chairman or other person appointed to act as chairman, shall have an initial vote and in the event of an equality of votes, a casting vote. Without prejudice to the other requirements of this Act, no decision shall be valid which is not supported by at least two members of the Authority.

(3) Subject to the provisions of this Act the Authority may regulate its own procedure.

(4) Subject to the foregoing provisions of this article, no act or proceeding of the Authority shall be invalidated merely by reason of the existence of any vacancy among the members.

(5) All acts done by any person acting in good faith, as a member of the Authority shall be valid as if he were a member notwithstanding that some defect in his appointment or qualification be afterwards discovered. No act or proceeding of the Authority shall be questioned on the ground of the contravention, by a member, of the provisions of article 3(8).

PART III -OFFICERS AND EMPLOYEES OF THE AUTHORITY

Staff appointments.

9. Without prejudice to the other provisions of this Act, the

appointment of officers and other employees of the Authority shall be made by the Authority. The terms and conditions of employment shall be established by the Authority with the concurrence of the Minister.

Appointment and functions of officers and employees of the Authority.

10. The Authority shall appoint and employ, at such remuneration and upon such time terms and conditions as it may, in accordance with article 9 determine, such officers and employees of the Authority as may from time to time be necessary for the due and efficient discharge of the functions of the Authority.

Detailing of public officers for duty with the Authority.

11. (1) The Prime Minister may, at the request of the Authority, from time to time direct that any public officer shall be detailed for duty with the Authority in such capacity and with effect from such date as may be specified in the Prime Minister's direction.

(2) The period during which a direction as aforesaid shall apply to any officer specified therein, shall, unless the officer retires from the public service, or otherwise ceases to hold office at an earlier date, or unless a different date is specified in such direction, cease to have effect after one year from the effective date of such direction unless the direction is revoked earlier by the Prime Minister.

Status of public officers detailed for duty with the Authority.

12. (1) Where any officer is detailed for duty with the Authority under any of the provisions of article 11, such officer shall, during the time in which such direction has effect in relation to him, be under the administrative authority and control of the Authority but he shall for other intents and purposes remain and be considered and treated as a public officer.

(2) Without prejudice to the generality of the foregoing, an officer detailed for duty as aforesaid

(*a*) shall not during the time in respect of which he is so detailed

(i) be precluded from applying for a transfer to a department of the Government in accordance with the terms and conditions of service attached to the appointment under the Government held by him at a date on which he is so detailed for duty; or

(ii) be so employed that his remuneration and conditions of service are less favourable than those which are attached to the appointment under the Government held by him at the date aforesaid or which would have become attached to such appointment, during the said period, had such officer not been detailed for duty with the Authority; and

(*b*) shall be entitled to have his service with the Authority considered as service with the Government for the purposes of any pension, gratuity, or benefit under the Pensions Ordinance and the Widows' and Orphans' Pensions Act and of any other right or privilege to which he would be entitled, and liable to any liability

Cap. 93.Cap. 58.

to which he would be liable, but for the fact of his being detailed for duty with the Authority.

(3) Where an application is made as provided in subarticle (2)(*a*)(i) of this article the same consideration shall be given thereto as if the applicant had not been detailed for service with the Authority.

(4) The Authority shall pay to the Government such contributions as may from time to time be determined by the Minister responsible for finance in respect of the cost of pensions and gratuities earned by an officer detailed for duty with the Authority as aforesaid during the period in which he is so detailed.

Offer of permanent employment withthe Authority to public officersdetailed for duty with the Authority.

13. (1) The Authority may, with the approval of the Prime Minister, offer to any officer detailed for duty with the Authority under any of the provisions of article 11 permanent employment with the Authority at a remuneration and on terms and conditions not less favourable than those enjoyed by such officer at the date of such offer.

(2) The terms and conditions comprised in any offer made as aforesaid shall not be deemed to be less favourable merely because they are not in all respects identical with or superior to those enjoyed by the officer concerned at the date of such offer, if such terms and conditions, taken as a whole, in the opinion of the Prime Minister offer substantially equivalent or greater benefits.

Cap. 93.Cap. 58.

(3) Every officer who accepts permanent employment with the Authority offered to him, under the provisions of subarticle (1) of this article shall for all purposes other than those of the Pensions Ordinance and of the Widows' and Orphans' Pensions Act, and saving the provisions of subarticle (6) of this article, be deemed to have ceased to be in service with the Government and to have entered into service with the Authority on the date of his acceptance, and for the purposes of the said Ordinance and of the said Act, so far as applicable to him, service with the Authority shall be deemed to be service with the Government within the meanings thereof respectively.

(4) Every such officer as aforesaid who, immediately before accepting permanent employment with the Authority was entitled to benefit under the Widows' and Orphans' Pensions Act, shall continue to be so entitled to benefit thereunder to all intents as if his service with the Authority were service with the Government.

(5) The Authority shall pay to the Government such contributions as may from time to time be determined by the Minister responsible for finance in respect of the cost of pensions and gratuities earned by an officer who has accepted performance employment with the Authority as aforesaid during the period commencing on the date of such officer's acceptance.

(6) For the purposes of the Pensions Ordinance the pensionable emoluments of such public officer on retirement shall be deemed to be the pensionable emoluments payable to an officer in Government service in a grade and at an incremental level corresponding to the post and incremental level at which the officer retires from the Authority.

(7) (*a*) For the purposes of this article posts and salary grades with the Authority shall be classified in the most nearly corresponding grades and incremental levels in the service under the Government of Malta by reference to job description, skills, responsibilities and other analogous factors.

(*b*) The classification referred to in paragraph (*a*) of this subarticle shall be carried out by a board composed of a chairman appointed by the Ministry responsible for finance and two other members, one appointed by the Ministry responsible centrally for personnel policies in the public service and one appointed by the Authority. The classification shall be subject to the final approval of the Minister responsible for finance.

(*c*) Such classification shall take place within three months of any adjustment of salaries of employees in Government service and, or, of employees of the Authority.

(*d*) No post shall be classified in a grade higher than that of a Grade 3 in the service of the Government or such other grade that the Minister responsible for finance may from time to time by notice in the Gazette determine.

(*e*) Without prejudice to article 113 of the Constitution, no person may, following a classification as aforesaid, be entitled to rights under the said Pensions Ordinance less favourable than those to which he would have been entitled prior to such classification.

PART IV - FINANCIAL PROVISIONS

Authority to meetexpenditure out of revenue.

14. (1) Without prejudice to the following provisions of this article, the Authority shall so conduct its affairs that so much of the expenditure required for the proper performance of its functions shall, as far as possible, be met out of its revenue.

(2) For such purpose the Authority shall levy all fees, rates and other payments prescribed or deemed to be prescribed by or under this Act or any other law related to the powers and functions of the Authority.

(3) The Authority shall also be paid by Government out of the Consolidated Fund such sums as Parliament may from time to time authorise to be appropriated to meet any of its expenditure that cannot be met out of its revenue and the costs of specified works to be continued or otherwise carried out by the Authority, being works of infrastructure or a similar capital nature.

(4) Any excess of revenue over expenditure shall, subject to such directives as the Minister, after consultation with the Minister responsible for finance, may from time to time give, be applied by the Authority to the formation of reserve funds to be used for the purposes of the Authority; and without prejudice to the generality of the powers given to the Minister by this subarticle, any direction

given by the Minister as aforesaid may order the transfer to the Government, or the application in such manner as may be specified in the direction, of any part of the fees, rates and other payments levied in accordance with subarticle (2) of this article or any such excess as aforesaid.

(5) Any funds of the Authority not immediately required to meet expenditure may be invested in such manner as may from time to time be approved by the Minister.

Power to borrow or raise capital. *Amended by: L.N. 426 of 2007.*

15. (1) For the purpose of carrying out any of its functions under this Act, the Authority may, with the approval in writing of the Minister given after consultation with the Minister responsible for finance, borrow or raise money in such manner, from such person, body or authority, and under such terms and conditions as the Minister, after consultation as aforesaid, may in writing approve.

(2) The Authority may also, from time to time, borrow, by way of overdraft or otherwise, such sums as it may require for carrying out its functions under this Act:

Provided that for any amount in excess of one hundred and sixteen thousand and four hundred and sixty-eight euro and sixtyseven cents (116,468.67), there shall be required the approval of the Minister in writing.

Advances from Government.

16. The Minister responsible for finance may, after consultation with the Minister, make advances to the Authority of such sums as he may agree to be required by the Authority for carrying out any of its functions under this Act, and may make such advances on such terms and conditions as he may, after consultation as aforesaid, deem appropriate. Any such advance may be made by the Minister responsible for finance out of the Consolidated Fund, and without further appropriation other than this Act, by warrant under his hand authorising the Accountant General to make such advance.

Borrowing fromGovernment.

17. (1) The Minister responsible for finance may, for any requirements of the Authority of a capital nature, contract or raise loans, or incur liabilities, for such periods and on such terms and conditions as he may deem appropriate; and any sums due in respect of or in connection with any such loan or liability shall be a charge on the Consolidated Fund.

(2) Notice of any loans, liabilities or advances made or incurred under the foregoing provisions of this article shall be given to the House of Representatives as soon as practicable and, in any case, not later than eight weeks after such loan, liability or advance is made, or if at any time during that period the House is not in session, within eight weeks from the beginning of the next following session.

(3) Pending the raising of any such loan as is mentioned in subarticle (1) of this article, or for the purpose of providing the Authority with working capital, the Minister responsible for finance may, by warrant under his hand, and without further appropriation other than this Act, authorise the Accountant General to make advances to the Authority out of the Treasury Clearance

Fund under such terms as may be specified by the Minister upon the making thereof.

(4) The proceeds of any loan raised for the purposes of making advances to the Authority, and any other moneys to be advanced to the Authority under this article, shall be paid into a fund specially established for the purpose and which shall be known as the "Malta Resources Authority Loan Fund".

(5) Sums received by the Accountant General from the Authority, in respect of advances made to the Authority under subarticle (3) of this article shall be paid, as respects of amounts received by way of repayment into the Treasury Clearance Fund and, as respects of amounts received by way of interest into the Consolidated Fund.

Estimates of the Authority.

18. (1) The Authority shall cause to be prepared in every financial year, and shall not later than six weeks after the end of each such year adopt, estimates of the income and expenditure of the Authority for the next following financial year:

Provided that the estimates for the first financial year of the Authority shall be prepared and adopted within such time as the Minister may by notice in writing to the Authority specify.

(2) In the preparation of such estimates the Authority shall take account of any funds and other monies that may be due to be paid to it out of the Consolidated Fund during the relevant financial year, whether by virtue of this Act or an appropriation Act or of any other law; and the Authority shall so prepare the said estimates as to ensure that the total revenues of the Authority are at least sufficient to meet all sums properly chargeable to its revenue account including, but without prejudice to the generality of that expression, depreciation.

(3) The estimates shall be made out in such form and shall contain such information and such comparison with previous years as the Minister responsible for finance may direct.

(4) A copy of the estimates shall, upon their adoption by the Authority, be sent forthwith by the Authority to the Minister and to the Minister responsible for finance.

(5) The Minister shall, at the earliest opportunity and not later than six weeks after he has received a copy of the estimates from the Authority approve the same with or without amendment after consultation with the Minister responsible for finance.

Expenditure to beaccording toapprovedestimates.

19. (1) No expenditure shall be made or incurred by the Authority unless provision therefor been made in the estimates approved as provided in article 18.

(2) Notwithstanding the provisions of subarticle (1)

(*a*) until the expiration of six months from the beginning of a financial year, or until the approval of the estimates for that year, whichever is the earlier date, the Authority may make or incur expenditure for carrying on its functions under this Act not exceeding in the aggregate one-half of the amount approved for

the preceding financial year;

(*b*) expenditure approved in respect of a head or sub-head of the estimates may, with the approval of the Minister given after consultation with the Minister responsible for finance, be made or incurred in respect of another head or sub-head of the estimates;

(*c*) in respect of the first financial year, the Authority may make or incur expenditure not exceeding in the aggregate such amounts as the Minister responsible for finance may, after consultation with the Minister, allow;

(*d*) if in respect of any financial year it is found that the amount approved in the estimates is not sufficient or a need has arisen for expenditure for a purpose not provided for in the estimates, the Authority may adopt supplementary estimates for approval by the Minister and in any such case the provisions of this Act applicable to the estimates shall as near as practicable apply to the supplementary estimates.

Publication of approved estimates.

20. The Minister shall, at the earliest opportunity and not later than eight weeks after he has received a copy of the estimates and supplementary estimates of the Authority, or if at any time during that period the House of Representatives is not in session, within eight weeks from the beginning of the next following session, cause such estimates to be laid on the Table of the House of Representatives.

Accounts and audit.

21. (1) The Authority shall cause to be kept proper accounts and other records in respect of its operations, and shall cause to be prepared a statement of accounts in respect of each financial year.

(2) The accounts of the Authority shall be audited by an auditor or auditors to be appointed by the Authority and approved by the Minister:

Provided that the Minister responsible for finance may, after consultation with the Minister, require the books and accounts of the Authority to be audited or examined by the Auditor General who shall for the purpose have the power to carry out such physical checking and other certifications as he may deem necessary.

(3) After the end of each financial year, and not later than the date on which the estimates of the Authority are forwarded to the Minister under article 18, the Authority shall cause a copy of the statement of account duly audited to be transmitted to the Minister and to the Minister responsible for finance together with a copy of any report made by the auditors on that statement or on the accounts of the Authority.

(4) The Minister shall, at the earliest opportunity and not later than eight weeks after he has received a copy of every such statement and report, or if at any time during that period the House of Representatives is not in session, within eight weeks from the beginning of the next following session, cause every such statement and report to be laid on the Table of the House of Representatives.

Deposit ofrevenues and payments by the Authority.

22. (1) All monies accruing to the Authority shall be paid into a bank or banks appointed as bankers of the Authority by a resolution of the Authority. Such monies shall, as far as practicable, be paid into any such banks from day to day, except such sum as the Authority may authorise to be retained to meet petty disbursements and immediate cash payments.

(2) All payments out of the funds of the Authority, other than petty disbursements not exceeding a sum fixed by the Authority, shall be made by such officer or officers of the Authority as the Authority shall appoint or designate for that purpose.

(3) Cheques against and withdrawals from any bank account of the Authority shall be signed by such officer of the Authority as may be appointed or designated by the Authority for that purpose and shall be countersigned by the Chairman, or such other member or officer of the Authority as may be authorised by the Authority for that purpose.

(4) The Authority shall also make provision with respect to

(*a*) the manner in which and the officer or officers by whom payments are to be authorised or approved;

(*b*) the title of any account held with the bank or banks into which the monies of the Authority are to be paid, and the transfer of funds from one account to the other;

(*c*) the method to be adopted in making payments out of funds of the Authority;

and generally with respect to any matter which is relevant to the proper keeping and control of the accounts and books, and the control of the finance, of the Authority.

Contracts of supply of works. *Amended by: L.N. 426 of 2007.*

23. Without prejudice to any directions communicated by the Minister under article 6(1), the Authority shall not, except with the approval of the Minister granted for special reasons and after consultation with the Minister responsible for finance, award or enter into any contract for the supply of goods or materials or for the execution of works, or for the rendering of services, to or for the benefit of the Authority, which is estimated by the Authority to exceed six thousand and nine hundred and eighty-eight euro and twelve cents (6,988.12) or such other amount as the Minister responsible for finance may by regulations prescribe, except after notice of the intention of the Authority to enter into the contract has been published and competitive tenders have been issued.

Annual report.

24. The Authority shall, not later than six weeks after the end of each financial year, make and transmit to the Minister and to the Minister responsible for finance a report dealing generally with the activities of the Authority during that financial year and containing such information relating to the proceedings and policy of the Authority as either of the said Ministers may from time to time require. The Minister shall, at the earliest opportunity and not later than eight weeks after he has received a copy of every such report, or if at any time during that period the House of Representatives is not in session, within eight weeks from the beginning of the next following session, cause a copy of every such report to be laid on

the Table of the House of Representatives.

PART V - MISCELLANEOUS

Appointment and functions of advisorycommittees.

25. (1) The Minister may from time to time appoint advisory committees in respect of such sector or sectors as he may determine.

(2) An advisory committee shall, for the better carrying out of the provisions of this Act, advise the Authority on such matters and perform such other functions as the Minister may specify in the instrument of appointment.

(3) The members of the committee shall be appointed by the Minister and shall hold office for such period and on such terms and conditions as the Minister may deem appropriate.

(4) Each committee shall consist of one member representing the Authority as Chairman and such other members as the Minister may deem fit to appoint.

(5) The provisions of paragraph of subarticle (4)(*a*), article 3(5) and (8) shall *mutatis mutandis* apply to the members of the advisory committees.

(6) Each advisory committee shall keep minutes of all its meetings and shall forward copies of such minutes to the Authority. The provisions of article 8 shall *mutatis mutandis* apply to the committee and its members.

Licensing, etc., of activities.
Amended by: XII. 2007.5; L.N. 426 of 2007.

26. (1) Save as may otherwise be prescribed, no person shall carry out any activity or operation, or be engaged in such activity or operation, relating to energy, water and mineral resources unless such person is in possession of a licence, permit or other authorisation of the Authority under this Act:

Provided that in relation to the exploration and production of hydrocarbons, power to exercise the issue of a licence under this Act shall be subject to an authorisation of the Minister in terms of the Petroleum (Production) Act.

Cap. 156.

(2) Any person who carries out any such activity without a licence or who acts in breach of any condition of such licence, shall be guilty of an offence and shall be liable on conviction to a fine (*multa*) not exceeding one hundred and sixteen thousand and four hundred and sixty-eight euro and sixty-seven cents (116,468.67) or to imprisonment for a term not exceeding two years, or to both such fine and imprisonment.

Cap. 12.

(3) Saving the provisions of article 469A of the Code of Organization and Civil Procedure no appeal shall lie from any decision of the Authority under subarticle (1) of this article.

(4) The provisions of this article shall not apply to any cistern or well in any dwelling house, which is required to be constructed under any law, and the provisions of this article shall not be deemed to require any licence or permit for the construction and maintenance of any such cistern or well, so however this construction shall not preclude the Authority from exercising any of its functions and powers under this Act for the purpose of

ensuring that water is not wasted or misused and that no damage is caused to the aquifer or elsewhere.

(5) An authorisation granted to a person under this Act shall not relieve such a person from the requirement at law to apply for any other authorisation however so described, or from any other obligation arising under any other law.

Persons deemed public officers.

27. The members of the Authority, the members of the advisory committees and all officers and employees of the Authority shall be deemed to be public officers within the meaning and for the purposes of the Criminal Code.

Power to make regulations.
Amended by: XII. 2007.6.

28. (1) The Minister may, after consultation with the Authority make regulations in respect of any of the functions of the Authority or for the better carrying out of any of the provisions of this Act.

(2) Without prejudice to the generality of the aforesaid power such regulations may, in particular provide -

(*a*) for any aspect relating to the procedure and conditions that may be imposed in relation to any authorisation under this Act including where applicable the grant, renewal, transfer, suspension, cancellation and duration of any such authorisation, the manner in which applications for such authorisations is to be made, the content and form of such applications and how they may be granted, renewed or transferred, the fees payable, and the manner in which renewals or transfers thereof is to be indicated;

(*b*) for the regulation of any aspect relating to imposition of public and, or universal service obligations, however so described, in respect of any operation, activity or service regulated by this Act;

(*c*) for the regulation of price structures for resources and where appropriate for the regulation and determination of tariffs, price mark-ups and charges for the supply, storage and distribution of resources and for the use of any systems used in the distribution and transmission of resources;

(*d*) for securing adequate reserves, where applicable, and for securing the adequate provision of the resources regulated by or under this Act;

(*e*) for the compulsory acquisition and distribution of any such resources during periods of scarcity;

(*f*) for the minimum standards to be adopted in, and any other matter related to the conservation, acquisition, supply, sale, storage, generation, distribution, transmission, export, treatment, re-use or disposal and any other practices, operations and activities, regulated by or under this Act including the means by which such resources are to be protected, acquired, supplied, sold, stored, generated, distributed, transmitted, exported, treated, re-used or disposed of;

(*g*) for the quality of service targets and the establishment and maintenance of an efficient customer service by authorised providers for consumers;

(*h*) to secure and regulate the conservation, augmentation, operation and use of sources of energy, water and mineral resources as well as the promotion and the harnessing, generation and use of all forms of resources;

(*i*) for ensuring fair competition in all practices, operations and activities related to resources;

(*j*) for the undertaking of studies, research or investigation on any matter relating to the resources regulated by or under this Act and the provision of information, the issue of guidelines to the public and to commercial entities on matters relating to the said resources;

(*k*) to give effect to any international obligation entered into by Government in relation to the resources regulated by or under this Act;

(*l*) for regulating the services that may be required in relation to energy, water or mineral resources and the time, manner, place and condition in which or under which such services are to be provided;

(*m*) for the regulation of the qualifications to be possessed by persons who are employed in any activity regulated by or under this Act;

(*n*) for matters concerning the construction, condition and maintenance of any facilities, apparatus and other equipment utilised in the provision of any of the said resources or services related thereto;

(*o*) for prescribing the information to be retained by authorised providers under this Act and the provision of statistical data by such authorised providers, and on any other matter relating to provision of information by authorised providers to the Authority;

(*p*) for the making of any deposit or the giving of any guarantee to ensure the performance of any obligation by any person imposed as a condition of any permit, authorisation or licence under this Act;

(*q*) for prescribing the practices to be adopted in regard to safety, and the protection of the environment in relation to any matter regulated by this Act, including any norms in relation to the liability of any person who causes damage to the environment as a result of any activities regulated by or under this Act undertaken by that person;

(*r*) regarding a contingency plan in the event of any crisis relating to any matter regulated by this Act;

(*s*) for complaint processing procedures to be implemented by an authorised provider, and for any

matter relating to the resolution of any disputes and, or complaints, however so described, relating to any matter regulated by this Act;

(*t*) in regard to administrative infringements and fines;

(*u*) regarding cooperation with other authorities and the relationship between the Authority and other public authorities including consultations, provision of information and any other matter of mutual interest;

(*v*) for the procedure to be followed before the Appeals Board and for the establishment of any such fees as are considered to be necessary in relation to any proceedings before the Appeals Board;

(*w*) for the procedures to be followed in regard to the settlement of disputes;

(*x*) for the enforcement powers required by the Authority to perform its functions under this Act;

(*y*) for prescribing anything which may be or is required to be prescribed by this Act.

Powers of service provider.

29. (1) The execution of all works in connection with any services provided under a licence issued under this Act shall be carried out in such manner as may be agreed between the service provider and the person receiving such services.

(2) The provider of any service for which a licence is required under this Act and any employee duly authorised by him may at all reasonable times enter any premises for the purpose of

(*a*) ascertaining that the services are being used in accordance with the conditions under which they are supplied;

(*b*) maintaining or repairing any equipment supplied by him in relation to such service;

(*c*) ascertaining such data or information that may be required in connection with the provision of such service:

Provided that any such service provider shall repair all damage caused by such entry.

(3) Any person who obstructs or impedes any person in the exercise of his duties under subarticle (1) hereof shall be guilty of an offence against this Act.

Enforcement powers of the Authority.
Added by: XII. 2007.9.
Amended by: L.N. 426 of 2007.

30. (1) Any officer or employee of the Authority so authorised may, at all reasonable times, enter any premises, vehicle, vessel or any other place, for the purposes of

(*a*) the making of such inspections, tests, measurements, lifting of samples or to ascertain that nothing contrary to the provisions of this Act, to the regulations made thereunder or to any term or condition attached to any licence, permit or authorisation issued under this Act is being carried out;

(*b*) ascertaining or reproducing such data or information as the Authority may require.

(2) Any person who obstructs or impedes any officer or employee of the Authority in the exercise of his duties under this Act shall be guilty of an offence and shall, on conviction, be liable to imprisonment not exceeding eighteen months or to a fine (*multa*) of not more than sixty-nine thousand and eight hundred and eightyone euro and twenty cents (69,881.20) or to both such fine and imprisonment.

Imposition ofadministrative fines.
Added by: XII. 2007.9. Amended by: L.N. 2009.58.

31. (1) The Authority may impose an administrative fine upon any person who infringes any provision of this Act, regulations prescribed thereunder or of any other law which the Authority is entitled to enforce, or who fails to comply with any directive or decision given by the Authority whether under this Act, regulations prescribed thereunder or under any other law which the Authority is entitled to enforce, or who fails to comply with any condition of any authorisation granted under this Act.

(2) An administrative fine imposed under subarticle (1) shall not exceed one hundred thousand euro (€100,000) for each contravention and, or six hundred euro (€600) for each day of non-compliance, from the date of the decision given by the Authority.

Power of Minister to make regulations in relation to criminal offences.
Added by: XII. 2007.9. Amended by: L.N. 426 of 2007.

32. Without prejudice to any other provision of this Act the Minister may, after consultation with the Authority, make regulations prescribing penalties for criminal offences against any regulations made under this Act, and such regulations may:

(*a*) prescribe imprisonment and different fines (*multi*) for different offences;

(*b*) prescribe fines (*multi*) calculated in accordance with the duration of the commission of the offence:

Provided that any such regulations as may be made shall not provide for:

(i) imprisonment for more than eighteen months, or a fine (*multa*) of more than sixty-nine thousand and eight hundred and eighty-one euro and twenty cents (69,881.20); or

(ii) one thousand and three hundred and ninetyseven euro and sixty-two cents (1,397.62) for each day during which the offence persists.

Resources Appeals Board.
Amended by: XII. 2007.8.

33. (1) There shall be a Resources Appeals Board, consisting of three members, of whom one, who shall be the chairperson, shall be a person who has practised as an advocate for not less than seven years.

(2) The members of the Appeals Board shall be appointed by the Minister for a period indicated in their letter of appointment, and may be so appointed for further periods as the Minister may deem appropriate.

(3) A member of the Appeals Board may be challenged or abstain for any of the reasons for which a judge may be challenged

Cap. 12.

or abstain in accordance with Article 734 of the Code of Organisation and Civil Procedure. In any such case the Minister shall appoint a person, having the qualifications of the member challenged or abstaining, to sit as a member of the Appeals Board in substitution of the said member.

(4) A member of the House of Representatives or of a Local Council shall be disqualified from being appointed or continuing to be a member of the Appeals Board for so long as he holds that office.

(5) The Minister shall also designate a person to serve as secretary to the Appeals Board.

Appeals.
Amended by: XII. 2007.10.

34. (1) An appeal shall lie to the Resources Appeals Board on any decision of the Authority in accordance with the provisions of this Act and any regulations made thereunder, and the right to appeal shall be competent to any person aggrieved by such decision.

(2) An appeal to the Appeals Board may be filed on any of the following grounds:

(*a*) that a material error as to the facts has been made;

(*b*) that there was a material procedural error;

(*c*) that an error of law has been made;

(*d*) that there was some material illegality, including unreasonableness or lack of proportionality.

(3) The Appeals Board shall give reasons for its decision and shall cause such decisions to be made public omitting, if it deems it appropriate for reasons of confidentiality, the names of the persons involved.

(4) In determining an appeal the Appeals Board shall take into account the merits of the appeal, and may in whole or in part, confirm annul or vary the decision appealed from, giving in writing the reasons for its decision and shall cause such decision to be made public and communicated to the parties to the appeal.

(5) The effect of a decision to which an appeal relates shall not, except where the Appeals Board or the Court of Appeal, as the case may be, so orders, be suspended in consequence of the bringing of the appeal.

Powers and procedure of the Appeals Board.
Amended by: XII. 2007.11.

35. (1) The Appeals Board shall be competent to hear and decide any appeal made to it in accordance with the provisions of this Act and any regulations made thereunder; and subject to article 36, the decisions of the Appeals Board shall be final and binding.

(2) For the exercise of its functions, the Appeals Board may summon any person to appear before it and give evidence and produce documents; and the chairperson shall have the power to administer the oath. The Appeals Board may also appoint experts to advice the Appeals Board on any technical issue that may be relevant to its decision.

(3) For the purposes aforesaid the Appeals Board shall have the same powers as are competent to the First Hall, Civil Court

according to law.

(4) The procedure to be followed before the Appeals Board, the time within which and the manner in which an appeal to the Appeals Board is to be made shall be such as may be prescribed; and subject thereto, and to any other applicable provision to this Act, the Appeals Board may establish its own procedure.

Appeal to the Court of Appeal.
Amended by: XII. 2007.12.

36. Any party to an appeal to the Appeals Board who feels aggrieved by a decision of the Appeals Board, or the Authority if it feels dissatisfied with any such decision, may on a question of law appeal to the Court of Appeal as constituted in accordance with article 41(6) of the Code of Organisation and Civil Procedure by means of an application filed in the registry of that court, in the case of an appeal by the Authority within thirty days from the date of the Appeals Board's decision, and in the case of any person within thirty days from the date on which that decision has been notified to him.

Cap. 12.

Savings.
Amended by: XII. 2007.13.

37. (1) Any subsidiary legislation prescribed under any of the provisions of the enactments listed in the Second Schedule shall continue in force and any such subsidiary legislation shall have effect as if made under this Act and may be amended, substituted or revoked accordingly.

(2) Any licence, permission, authority or order granted or made under any of the provisions of the enactments listed in the Second Schedule, and still in force immediately before the coming into force of this Act, shall continue in force thereafter as if it were a licence, permission, authority or order granted or made under a corresponding provision of this Act, and any such licence, permission, authority or order as aforesaid shall be treated and dealt with accordingly.

Cap. 355.

(3) The penalties prescribed under article 45(*q*)* of the Water Services Corporation Act shall, until regulations are prescribed under article 32, be deemed to be the penalties prescribed under this said article 32.

Exemption fromliability.
Added by: XII. 2007.14.

38. The members, officers and employees of the Authority in the performance of their functions under this Act or any other law administered by the Authority, shall not be liable for any loss or damage suffered by any person by reason of anything done or omitted to be done in good faith in the course of the administration of this Act or of any other law.

*Deleted by this Act.

FIRST SCHEDULE

(Article 5(2))

Directorates

Subject to the Minister's powers under article 5(2), there shall be the following Directorates:

1. Directorate for Energy Resources Regulation with responsibility for the regulation of all practices, relating to the generation, transmission, distribution, supply and use of energy, whatever the sources of any such energy.

2. Directorate for Water Resources Regulation with responsibility for the regulation of all practices relating to water resources, drainage and sewage.

3. Directorate for Minerals Resources Regulation with responsibility for the regulation of all practices relating to mineral resources.

Amended by: *XII. 2007.15.*

SECOND SCHEDULE

(Article 37) Petroleum (Importation, Storage and Sale) Ordinance, Cap. 25. Enemalta Act, Cap. 272. Water Services Corporation Act, Cap. 355. Bunkering (Fuels) Tax Act, Cap. 381.

La collection « Expertise collégiale » propose des ouvrages destinés à aider les acteurs du développement dans leurs choix stratégiques. Chaque volume est rédigé par un groupe de chercheurs qui rassemble et synthétise les analyses scientifiques utiles pour répondre à des questions opérationnelles liées au développement des pays du Sud. (partie analytique jointe sur CD-ROM)

Dans un contexte de raréfaction des ressources en énergie fossile et de changements climatiques, la Nouvelle-Calédonie, qui n'est pas actuellement soumise au protocole de Kyoto, doit répondre aux préoccupations environnementales et trouver les voies et moyens d'une moins grande dépendance énergétique.

Au moment où le Territoire définit son Schéma d'aménagement et de développement 2025 et, dans le prolongement, son Schéma de l'énergie et du climat, le Gouvernement de la Nouvelle-Calédonie et l'ADEME, via le Comité territorial pour la maîtrise de l'énergie (CTME), ont demandé à l'Institut de recherche pour le développement (IRD) de produire un état des lieux complet et une analyse pluridisciplinaire des enjeux constitutifs de la question de l'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie. La maîtrise de l'énergie, les nouvelles technologies en matière de production et de stockage d'énergie, les moyens de réduction des émissions de gaz à effet de serre, la géopolitique de l'énergie et du climat et la coopération régionale, la gouvernance de l'énergie et du climat en Nouvelle-Calédonie, ont ainsi été examinés au cours de l'année 2009 par un collège d'experts qui en restitue ici le bilan détaillé.

Ctte expertise collégiale qui a mobilisé l'ensemble des données scientifiques disponibles pour les décliner sur le cas particulier de la Nouvelle-Calédonie, livre une série de recommandations qui pourront utilement venir à l'appui des politiques que le Territoire est sur le point de se donner.

Against the backdrop of increasingly scarce fossil fuel resources and climate change, New Caledonia, which is not currently subject to the Kyoto protocol, must respond to environmental concerns, and find ways and means of becoming less energy-dependent.

With the Territory defining its Land Use and Development plan for 2025 and, further down the line, its energy and climate plan, the Government of New Caledonia and the Environment and Energy Management Agency (ADEME), via the Territorial Energy Management Committee (CTME), have asked the Development Research Institute (IRD) to produce a complete report of the situation and a multi-disciplinary analysis of the issues involved in the question of energy in the development New Caledonia. During the course of 2009, a board of experts also examined energy management, new energy production and storage technologies, ways of reducing greenhouse gas emissions, the geopolitical position concerning energy and climate, and regional cooperation along with energy and climate management in New Caledonia. Their detailed assessment is provided here.

In accordance with the expert report model developed, the body of experts called up all available scientific data and knowledge so as to apply this understanding to the specific situation in New Caledonia. The body was thus able to deliver a series of recommendations, which may usefully support the policies that the Territory is on the point of adopting.

GOUVERNEMENT DE LA NOUVELLE CALÉDONIE

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie

15 €

ISSN 1633-9924 / ISBN : 978-2-7099-1692-9

IRD : 44, bd de Dunkerque 13572 Marseille cedex 02
Diffusion : IRD, 32, avenue Henri-Varagnat - 93143 Bondy cedex
tél. : 01 48 02 56 49 diffusion@ird.fr

9 782709 916929