



**L'Institut
français
de recherche
scientifique
pour le
développement
en coopération**

**CENTRE
DE LA
GUADELOUPE**

**Etude de simulation de fonctionnement
de minicentrales hydroélectriques
intégrée au projet "HYDRAM"**

Lettre de commande AFME n° 043 0015

Rapport final

TABLE DES MATIERES

AVANT-PROPOS	1
1. Les concepts de l'outil.....	3
1.1. CONCEPTION.....	3
1.1.1. Les bases	3
1.1.2. Des besoins	3
1.1.3. Des ressources.....	4
1.1.4. Des liens.....	6
1.2. SIMULATION.....	6
1.3. ANALYSE.....	7
2. L'AMENAGEMENT DU CARBET AMONT	9
2.1. Description.....	9
2.2. Les données hydrologiques.....	9
2.3. Modélisation.....	11
Composants 1-2 - prises en rivière	11
Composants 3-4-5	12
Composant 6: conduite forcée.....	13
Composant 7 : la minicentrale.....	13
Composants 8-9	15
2.4. Simulation	15
ANNEXES.....	19
Références.....	19
Chroniques mensuelles des résultats de simulation au pas de temps journalier de 1962 à 1990	20

AVANT-PROPOS

Le projet "HYDRAM" fait l'objet d'une part d'une convention entre l'ORSTOM et le Conseil Général de la Guadeloupe et d'autre part d'une lettre de commande n°043 0015 notifiée le 16/11/90 par l'AFME pour l'*Etude de simulation de fonctionnement de minicentrales hydro-électriques intégrées au projet "HYDRAM"*. Le présent document constitue le rapport final de cette dernière.

L'idée de base du projet est de rendre disponibles facilement, de manière claire et synthétique les conséquences prévisibles de scénarios de développement, d'alternatives de gestion, dans les études d'aménagement des eaux.

Le logiciel HYDRAM, développé dans le cadre de ce projet, permet de :

- . modéliser un système où interviennent divers types de besoins et de ressources, et envisager facilement différentes évolutions spatiales et temporelles,
- . simuler le fonctionnement hydrologique du système avec des règles de gestion, de satisfaction des besoins et de sollicitation des ressources, selon un mode se rapprochant des conditions réelles,
- . présenter des bilans de fonctionnement de chacun des composants du système ainsi que des résultats globaux pour chaque simulation.

Ces concepts de base de l'outil sont détaillés dans la première partie de ce rapport.

Afin de montrer de manière pratique la mise en oeuvre et les résultats de la modélisation adoptée des systèmes d'eau et en particulier la prise en compte des minicentrales hydroélectriques, nous avons choisi de traiter le cas de l'aménagement du Carbet Amont. Cet aménagement est décrit en détail dans la deuxième partie, qui contient également les résultats des simulations réalisées.

1. LES CONCEPTS DE L'OUTIL

1.1. CONCEPTION

1.1.1. Les bases

Ensemble de composants physiques, avec des modalités de fonctionnement et de gestion, un hydro-aménagement constitue un système hiérarchisé destiné à atteindre un certain nombre d'objectifs [VOTRUBA 1989]. L'étude du système consiste en la confrontation de besoins et de ressources sous la contrainte des moyens mis en oeuvre pour solliciter ces dernières. De grandes classes de composants sont donc identifiables : demande en eau, ressource, organe de transfert.

Les composants disponibles dans le modèle fournissent des spécifications plus ou moins complexes des caractéristiques de ces classes, indispensables pour en assurer le fonctionnement : volume disponible, volume nécessaire, débit maximum de transit...

Au niveau le plus abstrait, un système d'eau peut ainsi être considéré comme un réseau constitué de noeuds et de liens. Construire un hydro-aménagement consiste donc à ajouter, modifier, supprimer des composants dans ce réseau.

Ainsi l'état actuel d'un hydro-aménagement existant peut être aisément modélisé avec le degré de finesse souhaité. A partir de ce système, divers aménagements correspondant à des scénarios de développement peuvent être obtenus facilement par copies puis modifications. Pour tenir compte du degré de connaissance variable des composants eux-mêmes, on dispose d'une grande flexibilité au niveau de leur description.

De manière pratique l'ajout de nouveaux composants se fait par sélection d'éléments déjà existants dans un autre système, puis copie dans l'hydro-aménagement étudié. Le choix des éléments est effectué par sélection dans une liste, ou sur la représentation graphique du système. Les différents composants disponibles pour construire un hydro-aménagement sont de l'ordre d'une vingtaine. Le but n'est pas ici de détailler chacun. Nous nous contenterons de souligner les traits essentiels des grandes classes : besoins, ressources, liens.

1.1.2. Des besoins

La spécification de la demande en eau est plus ou moins complexe suivant les besoins. Une prise de débit dérivé est le type de composant le plus simple : le besoin est exprimé par la variation saisonnière de demande de débit. Les périmètres d'irrigation sont les plus complexes, le calcul de leur besoin devant notamment tenir compte de plusieurs facteurs dont la réserve en eau du sol. De nombreux types peuvent être identifiés : demande en eau potable, station de traitement... Dans tous ces composants, on distingue des caractéristiques fixes (nom, localisation, ...) et des caractéristiques propres à une simulation (règles de gestion). On saisira l'intérêt pratique de cette distinction à la lecture du paragraphe SIMULATION.

La possibilité de reproduire une politique de distribution est essentielle [MOREL-SEYTOUX 1985]. On a donc introduit la notion de disponibilité globale du système, définie par le rapport entre la somme des volumes disponibles au niveau des ressources et la somme des volumes des demandes à satisfaire, sur une période donnée. Cet état varie donc en fonction du temps. Il y a pénurie lorsque l'état de disponibilité globale est inférieur à 1.

En cas de déficit, deux solutions sont possibles :

- tous les besoins sont également prioritaires : donc théoriquement tous les besoins seront desservis avec un même coefficient de réduction, égal au coefficient de disponibilité globale.

- il existe une hiérarchie dans les besoins : le pourcentage de satisfaction obtenu pour les besoins les plus prioritaires est supérieur au pourcentage de disponibilité globale.

La satisfaction attendue se définit pour un besoin donné et pour un état de disponibilité globale donné, comme le rapport du volume distribuable (consenti compte tenu des priorités) au volume de la demande.

La politique de distribution est introduite en définissant les satisfactions attendues pour 0 % et 100 % de disponibilité globale. Ces coefficients induisent bien une hiérarchie dans les besoins : les besoins assurés à 100 % pour l'état de disponibilité le plus faible étant les plus prioritaires (Figure 1.1).

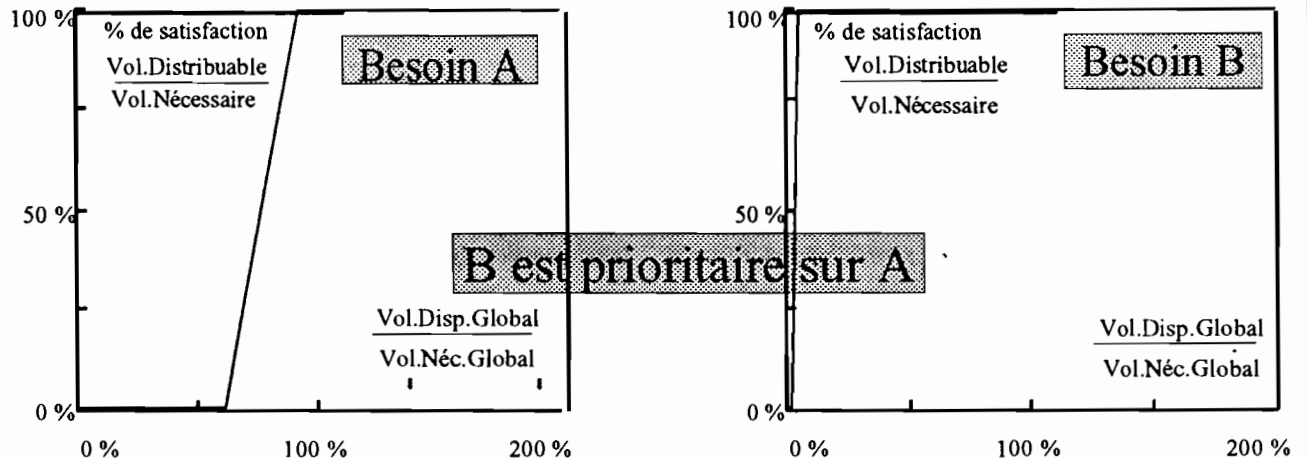


Figure 1.1 : Définition de la satisfaction attendue

1.1.3. Des ressources

L'expression du volume mobilisable constitue la caractéristique de base d'une ressource en eau. Ce volume est simple à exprimer pour les composants captage d'eau et usine de dessalement. Par contre, pour une prise en rivière, les volumes disponibles sont obtenus à partir de chroniques de débits. Ces chroniques dépendent bien sûr du pas de temps de simulation choisi (mensuel, décadaire ou journalier). La formulation d'une limite de prélèvement et d'un débit aval objectif permet de cerner le volume mobilisable.

La politique de gestion des ressources est reproduite grâce à l'introduction de coefficients de sollicitation attendue. C'est la définition en fonction d'un état de disponibilité globale (rapport du volume disponible sur le volume nécessaire pour tout le système) du pourcentage de sollicitation, exprimé ici par le rapport de la ressource sollicitée à la ressource disponible. Ces coefficients induisent une hiérarchie dans les ressources.

Cas particulier des retenues

Le composant réservoir est un des éléments du système les plus complexes à spécifier de manière externe [SIGVALDASON 1976]. En effet la notion de volume disponible est difficile à cerner dans un système où les réservoirs doivent permettre d'échelonner les déficits d'eau : une politique de gestion doit introduire des restrictions d'eau avant que tout le volume de stockage des retenues ait été consommé.

L'introduction d'une hauteur minimale variable (Figure 1.2) permet de définir une zone tampon, elle correspond au volume qu'on se fixe de conserver pour faire face aux pénuries sur les prochains pas de temps. Le volume disponible au niveau des retenues est le seul volume de stockage utile.

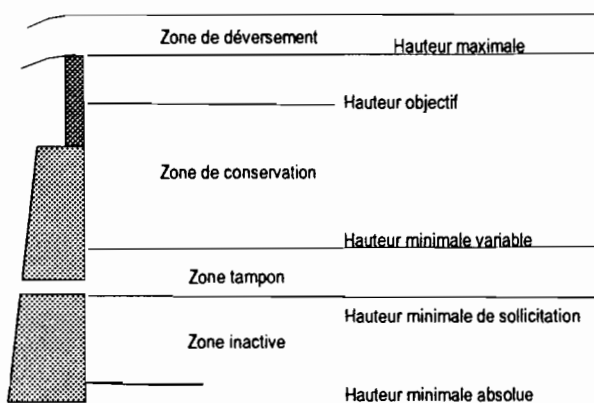


Figure 1.2 : Conceptualisation d'un réservoir

$$\text{vol_stockage_utile} = \text{stock}(t) - \text{stock_mini}(t) \quad (1)$$

où : $\text{stock}(t)$: volume stocké au temps t
 $\text{stock_mini}(t)$: volume minimum stocké au temps t

Conformément à une ressource classique, la politique de gestion des retenues est établie en considérant des coefficients de sollicitation attendue. Mais la définition du pourcentage de sollicitation devient alors :

$$\%_{\text{sollicitation}} = 100 \frac{\text{stock_object}(t) - \text{stock}(t)}{\text{stock_object}(t) - \text{stock_mini}(t)} \quad (2)$$

ou

$$\%_{\text{sollicitation}} = 100 - \%_{\text{stockage_utile}} \quad (3)$$

avec $\%_{\text{stockage_utile}} = 100 \frac{\text{stock}(t) - \text{stock_mini}(t)}{\text{stock_object}(t) - \text{stock_mini}(t)} \quad (4)$

où : $\text{stock_object}(t)$: volume objectif à stocker au temps t

Il faut noter que dans le cas des réservoirs avec apport artificiel, cette définition de coefficients de sollicitation permet de traiter le caractère ambivalent de ces composants à la fois ressource et demande.

1.1.4. Des liens

Le propre d'un lien est d'assurer le transfert d'eau d'un point à un autre. Dans les aménagements, un organe de transfert est caractérisé par le débit maximal à transiter. Les canaux peuvent ainsi être spécifiés, avec la précision éventuelle d'une efficacité de transport. Au niveau des conduites, la donnée de la longueur et du diamètre sont nécessaires pour le calcul des pertes de charge. Différentes formulations sont disponibles : Colebrook, Darcy, William et Hazen.

1.2. SIMULATION

La simulation doit offrir un moyen de discerner entre les défaillances du système dues à des limites de l'aménagement (limites structurales) et celles qui résultent des règles de gestion adoptées, notamment au niveau des réservoirs. Il a donc été introduit la notion d'horizon prévisionnel. C'est la période prise en compte à partir du pas de temps courant à simuler pour décider du plan de gestion à adopter pour la satisfaction des besoins et la sollicitation des ressources.

Horizon (t) = t + Futur (t)

où t : pas de temps courant

Futur (t) = t+1 à t+N,

avec N = nombre de pas de temps de l'horizon prévisionnel.

En effet, nous pouvons calculer un état de disponibilité globale, rapport du volume d'eau disponible au volume nécessaire, sur l'horizon, en intégrant les résultats de ce calcul pour chacun des noeuds du système.

Théoriquement, si l'horizon est suffisamment long pour englober la fonction de régulation des retenues, on peut s'affranchir de la définition d'une zone tampon.

La simulation du fonctionnement sur un pas de temps consiste donc schématiquement à :

- calculer les états de disponibilité sur l'horizon prévisionnel et sur le pas de temps courant et en déduire l'état de disponibilité global à considérer (disp_glob). On a :

$$\text{disp_glob} = \min (\text{disp_glob} (t), \text{disp_glob}(t + N))$$

$$\text{avec : } \text{disp_glob} (t) = \frac{\sum_{\text{noeuds}} \text{vol_disponible} (t)}{\sum_{\text{noeuds}} \text{vol_nécessaire} (t)}$$

- évaluer la "pression" de la demande sur les ressources, ajuster les transferts d'eau par l'application de la politique de distribution définie par les coefficients de satisfaction attendue et déduire la mobilisation effective des ressources déterminée par les coefficients de sollicitation attendue.
- simuler le fonctionnement hydraulique du réseau. Ceci permet d'avoir une image de la répartition des pressions moyennes dans le système, indispensable pour le calcul de production électrique ou l'étude des organes de surpression.

A ce niveau il convient de préciser la notion de simulation dans HYDRAM. Une simulation est propre à un hydro-aménagement. Elle comprend outre les modalités globales de simulation, définies par la suite, le type de pas de temps et les données hydro-météorologiques associées, les caractéristiques pour une simulation de tous les composants et les résultats globaux sur tout le système. Une simulation est repérée par un numéro d'ordre, une description peut y être adjointe.

Un hydro-aménagement est donc vu comme un système de composants physiques, associé aux caractéristiques d'une simulation, à savoir des règles de gestion, des modalités de simulation et les résultats correspondants.

Ainsi on peut réaliser de nombreux essais de simulation sur un même système d'eau en modifiant les règles de gestion, le pas de temps d'étude... Les résultats sont donc toujours consultables avec toutes les caractéristiques considérées pour la simulation : il ne peut y avoir ambiguïté.

Les modalités de simulation à préciser portent sur :

- le type de simulation : il s'agit de définir l'horizon prévisionnel qui sera associé à chaque pas de temps de la période à simuler. L'utilisateur peut choisir la durée de cet horizon et, si cette durée est supérieure à un, le type de prévision prise en compte pour le futur.

En effet, l'horizon considéré peut faire l'objet :

- . d'une prévision certaine : pour le futur, il sera fait référence aux données hydro-météorologiques historiques. Son utilisation devrait permettre d'approcher les limites structurales des systèmes d'eau.
- . ou d'une prévision moyenne : les moyennes glissantes des variables référencées sont alors employées.

- la période de simulation et les conditions initiales

1.3. ANALYSE

Les résultats globaux du fonctionnement d'un système sont essentiellement basés sur la confrontation entre les quantités d'eau demandées et réellement fournies. On étudie la fiabilité par le nombre et la répartition saisonnière des défaillances obtenues, à savoir les pas de temps pendant lesquels la demande n'est pas satisfaite. La vulnérabilité est mesurée par l'ampleur des déficits, qui définit le taux de pénurie [MOY 1986].

Une fonction "expertise" offre une analyse interprétée des résultats de simulation présentée sous forme de textes établis grâce aux liens entre le quantitatif et le qualitatif, en utilisant des notions telles que faible, moyenne, forte. Ces notions sont employées pour la classification de la pénurie et la hiérarchisation des besoins.

Pour une analyse plus détaillée, on peut consulter des résultats caractéristiques au niveau de chacun des composants, fournis sous forme de tableaux multicritères.

Une autre fonction permet de comparer directement les résultats globaux de deux simulations. Cette option est utile en particulier pour dégager rapidement le gain apporté par de petites variantes sur un hydro-aménagement.

Comme pour toutes les fonctions du modèle, des outils à plusieurs niveaux de spécification permettent des approches plus ou moins poussées suivant les buts recherchés ou la connaissance requise.

2. L'AMENAGEMENT DU CARBET AMONT

2.1. Description

Selon la demande d'Autorisation, cet aménagement, situé sur la commune de Capesterre Belle Eau, consiste à utiliser:

- les eaux de la rivière du Grand-Carbet et de son affluent la Grosse-Corde, à partir d'une prise d'eau commune située au lieu-dit "Clairfond", à la cote 436 NGG
- les eaux de la rivière du Pérou et de son affluent, à partir de deux prises d'eau situées au lieu-dit "Haut-Marquisat", à la cote 436 NGG
- les dérivations de ces eaux par conduite gravitaire, dans un réservoir de stockage situé à la cote 430 NGG, pour les turbiner suivant un programme d'énergie d'heures de pointes et d'heures pleines, et les restituer à la cote 225 NGG, dans le barrage d'irrigation de la DDA, en cours de réalisation au lieu-dit "Dumanoir".

Le débit dérivé total est estimé à 2.15 m³/s. Les débits réservés proposés seraient de 135 l/s pour le Grand-Carbet et 75 l/s pour Pérou et son affluent. Afin de minimiser les impacts hydrologiques et hydrobiologiques sur ces cours d'eau, la Commission du Comité Scientifique du Parc National de la Guadeloupe préconise des débits réservés de 250 l/s pour Grand-Carbet et 150 l/s pour Pérou.

La puissance brute de l'aménagement est de 4450 KW, pour une production de 16.7 GWH par an, dont 5 GWH en heure de pointe. Cette production correspond à une économie annuelle de 3707 tonnes de pétrole. L'autonomie de l'exploitation correspond à 3% de la consommation d'électricité de la Guadeloupe en 1988.

2.2. Les données hydrologiques

Le plan de situation des bassins versants du Grand-Carbet et du Pérou et des aménagements dont ils font l'objet est présenté sur la figure 2.1.

- le bassin du Grand-Carbet

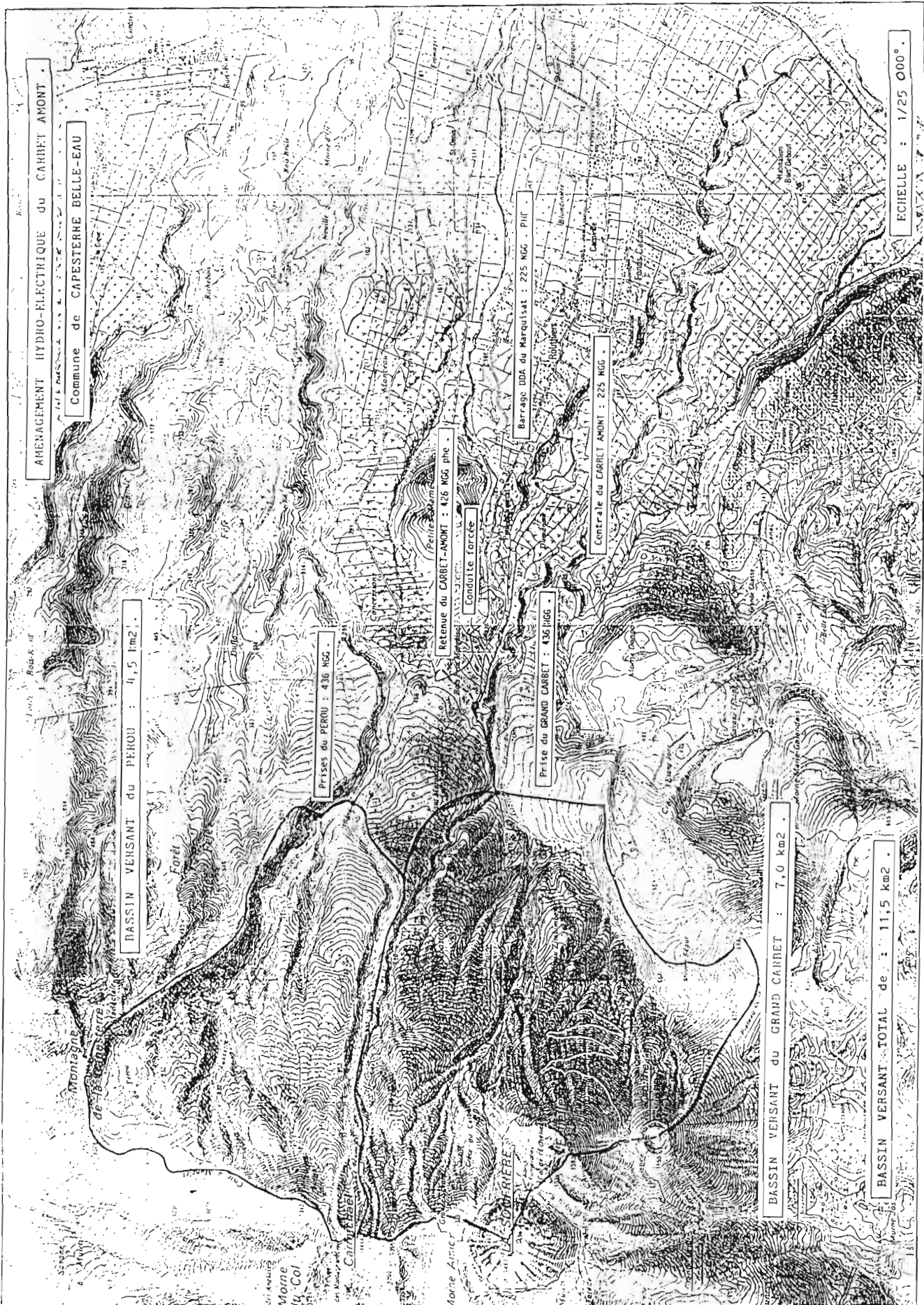
Le bassin versant du Grand-Carbet a une superficie de 7.0 km² à la prise à la cote 436 NGG, pour une altitude de 1000 m environ.

La station limnigraphique ORSTOM de la cote 410 (superficie 7.3 km²) est suivie depuis 1962.

Les données de 1962 à 1990 ont été réexaminées puis complétées récemment par l'ORSTOM, ce qui a permis d'élaborer une chronique continue de débits journaliers vraisemblables sur toute la période.

Il est admis que ces données relatives à la cote 410 sont transposables à la cote 436, par le rapport des superficies (7.0/7.3).

Figure 2.1. : Plan de situation de l'aménagement



- le bassin du Pérou

Le bassin versant du Pérou a une superficie de 4.5 km² à la prise de la cote 436 NGG, pour une altitude moyenne de 950m environ.

Les données hydrologiques du Pérou sont déduites par analogie de celles du bassin versant du Grand-Carbet. Il est adopté un coefficient de passage proportionnel aux superficies de bassins versants, soit 0.66.

2.3. Modélisation

L'aménagement modélisé est représenté sur la figure 2.2.

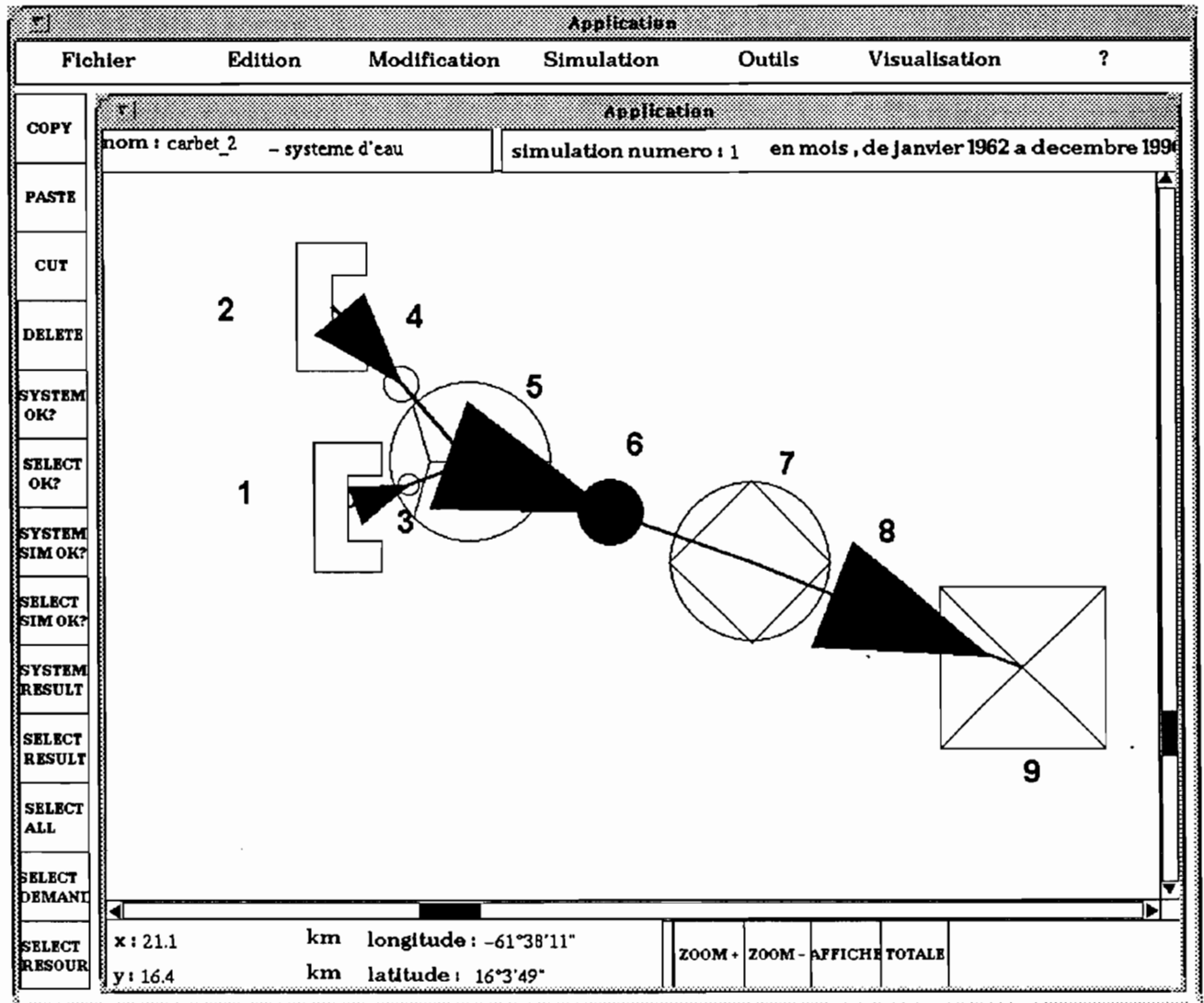


Figure 2.2 : Modélisation de l'aménagement du Carbet sous HyDRAM

Composants 1-2 - prises en rivière

Deux prises en rivière sont définies: Carbet et Pérou. En effet pour Pérou il n'a pas été jugé utile de différencier les 2 prises envisagées.

Examinons les caractéristiques (figure 2.3) qui différencient ces composants mis à part leur nom et leur localisation.

Application	
Quitter	sauver
prise en riviere	
nom : carbet - prise en riviere	
Caracteristiques fixes	
x : 22.1	km longitude : -61°37'38"
y : 14.6	km latitude : 16°2'52"
z : 436.0	m
ecoulement : chronique(s) assoclee(s)	
lim.prelevement : 172800.0	m3/j
<i>Validite resear</i>	
Caracteristiques pour une simulation	
Sollicitation attendue en fonction de disponibilite globale	
0% de sollicitation : 1000	100% de sollicitation : 1000
debit aval objectif	
Satisfaction attendue en fonction de disponibilite globale	
0% de satisfaction : 0	100% de satisfaction : 0
<i>Validite simulation</i>	
<i>resultats simulation</i>	

Figure 2.3. : Définition d'une prise en rivière sous Hydran

- Ecoulement: chronique(s) associées

Cette fonction permet d'associer, pour définir la ressource, une (ou plusieurs) chronique(s) de débits par sélection dans la liste des stations disponibles. et leur coefficient de participation.

Ainsi à la prise de Carbet on associe la chronique de débits de la station Carbet 410 avec un coefficient de participation de 0.959 (rapport des superficies: 7.0/7.3)

Pour Pérou le coefficient de participation de Carbet 410 est de 0.66.

- Limite de prélèvement: elle constitue le débit maximal pouvant être transité dans le réseau.

Cette limite est fixée ici à 2 m³/s pour Carbet et à 1.4 m³/s pour Pérou.

La sollicitation attendue en fonction de la disponibilité globale est définie de manière identique pour les 2 prises, étant donné que l'on n'envisage pas de solliciter une prise préférentiellement.

- Débit aval objectif: la variation du débit aval objectif au cours de l'année est définie par l'entrée de couples date-débit.

Ce débit aval objectif est pris égal au débit réservé, soit 0.25 m³/s pour Carbet et 0.15 m³/s pour Pérou. Les coefficients de satisfaction attendue sont fixées à 0 pour 0% et 100% de sollicitation étant donné que l'objectif est de toujours respecter ces débits.

Composants 3-4-5

Le projet d'aménagement comporte un réservoir de stockage situé à la cote 430 NGG, permettant une régulation journalière pour pouvoir turbiner suivant un programme d'énergie d'heures de pointes et d'heures pleines. Or nous ne pouvons pas simuler avec un pas de temps inférieur à la journée, donc il s'avère inutile d'introduire ce réservoir.

Les composants utilisés pour la modélisation sont donc une jonction (5) avec deux canaux à l'amont (3-4), qui assurent donc une charge à l'amont de la conduite (6) égale à l'altitude de la jonction, qui est définie à 430m.

Composant 6: conduite forcée

Les caractéristiques de la conduite (figure 2.4) sont:

Application	
Quitter	sauver
conduite	
nom : cond_for - conduite	
Caracteristiques fixes	
noeud amont : ret_am - jonction avec 2 liens amont	
noeud aval : carb_am - mini centrale hydro-electrique	
Cap. max : 3.0	m ³ /s
Diametre : 1400.0	mm
Longueur : 1.950	km
perte de charge lineaire : Colebrook	
<i>Validite reseau</i>	
Caracteristiques pour une simulation	
Rendement: 1.0	
Lim. inf. de debit normal: 0.0	m ³ /j
Lim. sup. de debit normal: 2.5	m ³ /s
<i>Validite simulation</i>	

Figure 2.4. : Définition d'une conduite sous HyDRAM

- Capacité max. : 3 m³/s, qui constitue le débit maximal admissible qui peut transiter dans la conduite
- Diamètre : 1400mm
- Longueur : 1950m
- Pertes de charge linéaire : c'est la formule de Colebrook qui a été choisi pour le calcul.
- rendement : 1.0. Ce coefficient traduit l'efficience de transport (rapport du débit à la sortie de la conduite par le débit

à l'entrée), on considère donc ici qu'il n'y pas de perte.

Composant 7 : la minicentrale

Outre le nom et la localisation nous définissons (figure 2.5) :

- Débit min. et débit max. de fonctionnement : respectivement pris égal à 0 et 2.15 m³/s. Ces débits sont les limites admissibles pour que la minicentrale fonctionne.
- charge nette minimale : 2 m d'eau. C'est la charge minimale nécessaire au fonctionnement de la centrale.

Cette charge est à différencier de la pression requise (ici pris égale à 0 m d'eau), qui définit la charge attendue à l'entrée du noeud. Du point de vue pratique, un non respect de la hauteur minimale conditionne le non fonctionnement de la minicentrale, donc une défaillance, alors qu'au cours de la simulation avoir une charge à l'entrée qui n'est pas conforme à la pression requise implique une diminution du débit transité et une simulation du système jusqu'à la conformité attendue.

Application	
Quitter	sauver
mini centrale hydro-electrique	
nom : carb_am - mini centrale hydro-electrique	
Caracteristiques fixes	
x : 24.5 km	longitude : -61°36'15"
y : 14.3 km	latitude : 16°2'41"
z : 225.0 m	
debit min. de fonctionnement : 0.0	m3/j
debit max. de fonctionnement : 2.2	m3/s
charge nette minimale : 2.0	m_d'eau
rendement en fonction du debit	
<i>Validite reseaux</i>	
Caracteristiques pour une simulation	
Pression requise : 0.0	m_d'eau
productible attendu	
<i>Validite simulation</i>	<i>resultats simulation</i>

Figure 2.5. : Définition d'une minicentrale sous HyDRAM

- Rendement : cette fonction permet de définir la colline de rendement de l'ensemble turbine-générateur en fonction du débit. Le maximum considéré ici est de 85%, le minimum de 80%.

La puissance fournie est calculée par $\eta \cdot 9,81 \cdot Q \cdot H$

où η : rendement, qui dépend du débit Q

Q : débit moyen sur le pas de temps

H : charge nette moyenne sur le pas de temps

- Productible attendu : la variation de la production d'énergie hydroélectrique attendue au cours de l'année est définie par l'entrée de couples date (jour-mois) - puissance moyenne.

Nous avons considéré la seule valeur de la puissance normale disponible (P.N.D.), évaluée dans la Demande d'Autorisation à 2040 KW.

On considère donc qu'il y a défaillance pour un pas de temps si la production d'énergie est inférieure à ce productible attendu. Le déficit correspondant est aussi conservé comme résultat caractéristique.

Composants 8-9

Afin de définir le débit turbiné et en l'absence de précision sur le fonctionnement de la retenue d'irrigation de Dumanoir, il a été placé une prise de débit dérivé (composant 9) à l'aval de la minicentrale (la jonction est assurée par un lien sans limite de transit, composant 8).

On a défini comme demande de débit, le débit maximum turbinable évalué à 2.15 m³/s.

2.4. Simulation

Il nous a paru intéressant de présenter les résultats de simulation réalisés aux pas de temps mensuel et décadaire en plus du pas de temps journalier qui convient le mieux pour ce type d'étude.

Il apparaît très clairement dans le tableau 2.1 une surestimation des résultats de production qui augmente avec la grandeur du pas de temps.

Ainsi la moyenne calculée de production annuelle augmente de 4 GWh du pas de temps journalier au décadaire et de 2 GWh du décadaire au mensuel, ce qui correspond à des surestimations respectives de 26% et 10%.

En effet au pas de temps journalier les volumes d'eau correspondant à des débits supérieurs au débit maximum turbinable ne sont pas utilisés, alors qu'une partie de cette eau est artificiellement utilisée par effet de cumul dans les pas de temps supérieurs.

Cette surestimation de la production est particulièrement importante entre juin et novembre, période où les crues sont les plus nombreuses et les plus fortes (cf. fig. 2.6.).

tableau 2.1. : Productions annuelles en MWh suivant le pas de temps de simulation

Prod.parannée en MWh	mois	décade	jour
1962	18058	16120	12331
1963	15448	13482	10923
1964	16810	15836	12704
1965	13680	12586	9848
1966	18603	17353	13832
1967	15508	15285	13411
1968	16796	16072	12998
1969	18812	17363	13508
1970	20608	17829	14777
1971	17841	16772	13776
1972	24101	22714	18243
1973	17306	16631	13913
1974	20498	19882	16046
1975	17718	16476	14356
1976	23239	21765	15992
1977	15903	13915	11124
1978	22919	20352	16437
1979	22837	20140	14910
1980	20814	19072	15859
1981	25433	21963	16110
1982	26455	23687	17917
1983	19247	17693	14232
1984	20553	18690	15593
1985	21378	18404	14218
1986	20172	18183	14746
1987	19679	17523	12646
1988	26616	22376	17097
1989	21660	19420	14774
1990	19181	17957	14171
total	577874	525541	416491
moyenne	19927	18122	14362

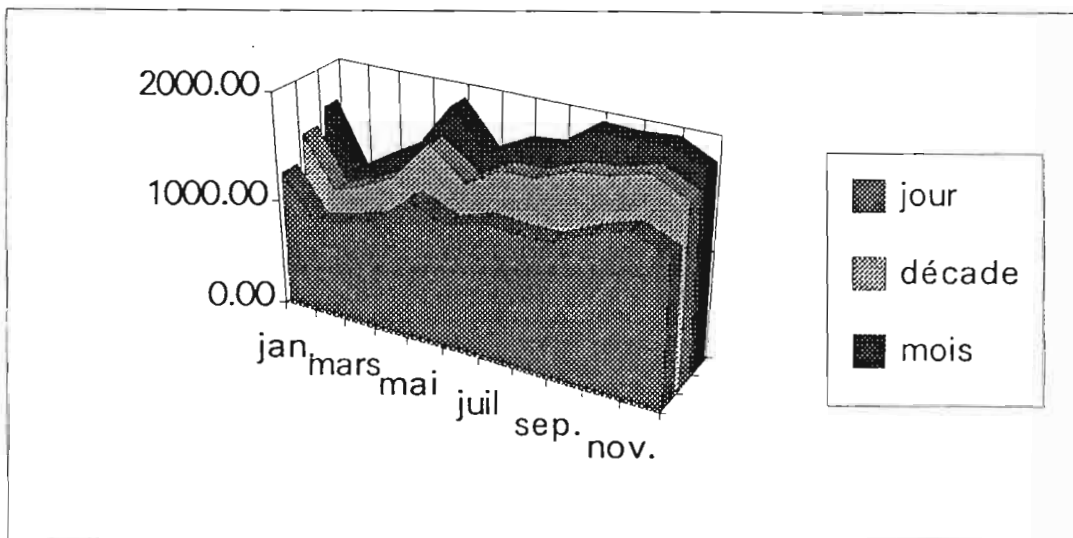


figure 2.6. :
Moyennes mensuelles de production en MWh suivant le pas de temps de simulation de 1962-1990

Les tableaux suivants (2.2 et 2.3) détaillent les résultats de simulation au pas de temps journalier: ils présentent les productions d'énergie, mais aussi les déficits et les défaillances.

On rappelle qu'il y a défaillance pour un pas de temps si la production d'énergie est inférieure au productible attendu, la différence entre les deux constituant le déficit de production.

Nous avons considéré pour le productible attendu la seule valeur de la puissance normale disponible, évaluée dans la Demande d'Autorisation à 2040 kW. A savoir qu'il y a défaillance pour le pas de temps journalier simulé si la production d'énergie est inférieure à 48960 kWh (2040*24).

tableau 2.2 : Productions annuelles en MWh en simulation au pas de temps journalier

temps	energie produite	déficit	defaillances
annee	MWh	MWh	jours
1962	12331	8927	247
1963	10923	9883	255
1964	12704	7219	264
1965	9848	9754	293
1966	13832	6972	234
1967	13411	7103	247
1968	12998	7713	248
1969	13508	7302	252
1970	14777	6589	228
1971	13776	6853	242
1972	18243	3874	187
1973	13913	6492	257
1974	16046	5958	210
1975	14356	7109	229
1976	15992	5524	217
1977	11124	9261	268
1978	16437	5772	208
1979	14910	6786	221
1980	15859	5847	211
1981	16110	5671	218
1982	17917	4442	181
1983	14232	6580	248
1984	15593	5633	228
1985	14218	6783	239
1986	14746	6274	237
1987	12646	8057	252
1988	17097	5245	197
1989	14774	6637	229
1990	14171	6819	240
total	416491	197080	6787
moy.	14362	6796	234

Le tableau 2.2 indique ainsi un déficit moyen annuel de 6796 MWh et 234 jours de défaillance par an en moyenne. On note que la production annuelle moyenne entre 1962 et 1990 s'élève à 14.4 GWh au lieu des 16.7 GWh attendus.

L'année 1965, qui comporte le maximum de jours en défaillance (293), connaît donc un déficit de production pendant 80% du temps. Il est toutefois intéressant de remarquer que ce déficit est moins important qu'en 1963, où le déficit maximal est de 9883 MWh avec seulement 255 jours en défaillance.

A l'examen du tableau 2.3 on note que les maximums de déficit et de défaillances sont observés pour le mois de mars, où il y aurait déficit de production pendant 74% du temps.

En annexe est reportée la totalité des résultats mensuels de 1962 à 1990. On constate que le maximum de déficit de production est obtenu en mars 1963 avec 1450 MWh de déficit, tous les jours étant en défaillance.

tableau 2.3. : Variations saisonnières a partir de la simulation en journalier

	Production 62-90	Pröd. moyenne	Déficit 62-90	Déficit moyen	Défaillances 62-90	Moy. défaillances
mois	MWh	MWh	MWh	MWh	jours	jours/mois
janvier	36180	1248	16150	557	554	19.1
fevrier	24682	851	19884	686	620	21.4
mars	26889	927	22527	777	665	22.9
avril	29512	1018	20021	690	596	20.6
mai	37363	1288	15365	530	547	18.9
juin	32977	1137	16705	576	576	19.9
juillet	35988	1241	15467	533	597	20.6
aout	35312	1218	15874	547	596	20.6
septembre	35580	1227	15608	538	536	18.5
octobre	39951	1378	13931	480	524	18.1
novembre	43037	1484	11309	390	439	15.1
decembre	39021	1346	14239	491	537	18.5

ANNEXES**Références**

Interactive 1990.

'EIFFEL : The Environment', Interactive Software Engineering Inc., Version 2.3, 1990, 157p.

LOUCKS 1985.

LOUCKS, D.P., KINDLER, J., FEDRA, K., 'Interactive Water Resources Modeling and Model Use : an Overview', Water Resources Research, Fév. 85, Vol 21, n° 2, p 95-102

MEYER 1990.

MEYER, B., 'Conception et Programmation par Objets, Pour du logiciel de qualité', InterEditions, oct. 1990, 622 p.

Monde Informatique 1989.

Dossier 'Approche Objet : Mode ou Révolution ?', le Monde Informatique, N° 376, 10 jul. 89, p 16-31

MOREL-SEYTOUX 1985.

MOREL-SEYTOUX, H.J., RESTREPO, J.I., 'SAMSON :A very brief Description and SAMSON Computer System', HYDROWAR Program, Colorado State University, Fort Collins, May 85, 59 p.

MOY 1986.

MOY, W-S., COHON, J.L., REVELLE, C.S., 'A Programming Model for Analysis of the Reliability, Resilience, and Vulnerability of a Water Supply Reservoir', Wat.Resour.Res., apr. 86, Vol. 22, NO. 4, p 489-498

PARC NATIONAL DE LA GUADELOUPE 1990.

PARC NATIONAL DE LA GUADELOUPE, 'Aménagement hydroélectrique Rivière du Grand-Carbet et rivière du Pérou', Rapport de la Commission du Comité Scientifique, Basse-Terre, juin 1990

SIGVALDASON 1976.

SIGVALDASON, O.T., 'A Simulation Model for Operating a Multipurpose Multireservoir System', Wat.Resour.Res., apr. 1976, Vol. 12, NO. 2, p 263-278

SUMATEL 1989.

SUMATEL, 'Aménagement hydroélectrique Rivière du Grand-Carbet et Rivière du Pérou - Chute du Carbet Amont', Demande d'Autorisation, Département de la Guadeloupe, 1989

VOTRUBA 1989.

VOTRUBA, L., KOS, Z., NACHAZEL, K., PTERA, A., ZEMAN, V., 'Analysis of Water Resource Systems', Elsevier, Developments in Water Science, NO. 32, 1989, 454 p.

Chroniques mensuelles des résultats de simulation au pas de temps journalier de 1962 à 1990

temps	Prod.énergie	deficits	defaillances
mois	MWh	MWh	jours
Jan.62	1977	119	7
Fév.62	1094	464	19
Mar.62	206	1312	31
Avr.62	1479	362	17
Mai.62	487	1131	28
Jun.62	853	775	23
Jul.62	375	823	25
Aoû.62	665	1020	26
Sep.62	815	883	22
Oct.62	410	1164	29
Nov.62	2182	154	4
Déc.62	1289	721	16
Jan.63	334	1217	30
Fév.63	723	771	21
Mar.63	68	1450	31
Avr.63	838	875	21
Mai.63	1214	590	20
Jun.63	585	970	25
Jul.63	1181	727	19
Aoû.63	551	1028	27
Sep.63	998	686	21
Oct.63	520	1123	26
Nov.63	1986	250	7
Déc.63	1926	196	7
Jan.64	1735	0	0
Fév.64	1299	121	29
Mar.64	1093	508	27
Avr.64	1238	504	20
Mai.64	531	1046	29
Jun.64	1097	539	18
Jul.64	1565	486	15
Aoû.64	830	814	26
Sep.64	1054	669	21
Oct.64	1112	617	23
Nov.64	557	938	28
Déc.64	592	976	28
Jan.65	599	974	29
Fév.65	283	1088	28
Mar.65	320	1204	30
Avr.65	577	964	27
Mai.65	1169	567	23
Jun.65	558	945	29
Jul.65	935	770	24
Aoû.65	976	696	24
Sep.65	1292	511	18
Oct.65	1598	306	13
Nov.65	955	713	21
Déc.65	587	1017	27

temps	Prod.énergie	deficits	defaillances
mois	MWh	MWh	jours
Jan.66	437	1147	29
Fév.66	992	550	21
Mar.66	1155	610	18
Avr.66	342	1152	29
Mai.66	1661	304	13
Jun.66	1364	376	18
Jul.66	1859	160	9
Aoû.66	1454	391	16
Sep.66	1135	542	19
Oct.66	1555	319	16
Nov.66	944	699	22
Déc.66	933	720	24
Jan.67	1127	627	19
Fév.67	731	739	22
Mar.67	1182	640	19
Avr.67	981	706	22
Mai.67	1402	382	18
Jun.67	1418	492	13
Jul.67	1004	597	27
Aoû.67	1267	528	21
Sep.67	944	681	23
Oct.67	998	693	24
Nov.67	1541	247	12
Déc.67	815	770	27
Jan.68	1301	462	19
Fév.68	53	1367	29
Mar.68	443	1185	27
Avr.68	1021	733	20
Mai.68	1652	244	14
Jun.68	2010	56	5
Jul.68	1002	657	25
Aoû.68	1257	477	21
Sep.68	1198	511	20
Oct.68	791	832	26
Nov.68	715	824	26
Déc.68	1555	365	16
Jan.69	1540	478	16
Fév.69	247	1124	28
Mar.69	300	1252	29
Avr.69	1431	344	15
Mai.69	1214	464	25
Jun.69	1728	205	12
Jul.69	1460	417	19
Aoû.69	1049	645	23
Sep.69	1169	549	18
Oct.69	931	728	26
Nov.69	1304	527	18
Déc.69	1136	570	23

temps	Prod.énergie	deficits	defaillances
mois	MWh	MWh	jours
Jan.70	926	815	22
Fév.70	680	793	23
Mar.70	574	1023	27
Avr.70	293	1176	30
Mai.70	1284	546	19
Jun.70	1788	462	12
Jul.70	1803	179	13
Août.70	1508	309	17
Sep.70	1228	509	20
Oct.70	1358	481	19
Nov.70	1201	527	20
Déc.70	2134	68	6
Jan.71	1690	286	11
Fév.71	1657	130	10
Mar.71	1156	533	21
Avr.71	926	638	22
Mai.71	1691	292	13
Jun.71	851	790	23
Jul.71	794	835	24
Août.71	1186	560	23
Sep.71	872	770	23
Oct.71	966	687	26
Nov.71	672	871	26
Déc.71	1317	461	20
Jan.72	1728	180	14
Fév.72	1562	230	10
Mar.72	1515	409	16
Avr.72	1264	516	17
Mai.72	1847	151	12
Jun.72	1178	434	22
Jul.72	1235	498	22
Août.72	1222	501	24
Sep.72	1623	247	13
Oct.72	1249	512	22
Nov.72	1906	99	7
Déc.72	1913	97	8
Jan.73	921	724	27
Fév.73	749	750	21
Mar.73	1371	409	20
Avr.73	399	1124	27
Mai.73	454	1097	27
Jun.73	1324	532	17
Jul.73	1270	248	31
Août.73	1825	123	10
Sep.73	1433	406	15
Oct.73	1778	201	13
Nov.73	1279	317	26
Déc.73	1109	559	23

temps	Prod.énergie	deficits	defaillances
mois	MWh	MWh	jours
Jan.74	2498	12	1
Fév.74	917	677	20
Mar.74	1506	420	16
Avr.74	1818	153	12
Mai.74	1680	203	11
Jun.74	739	832	26
Jul.74	762	889	26
Août.74	639	1003	26
Sep.74	1611	335	14
Oct.74	1615	285	16
Nov.74	1272	482	19
Déc.74	989	668	23
Jan.75	907	830	20
Fév.75	910	608	21
Mar.75	884	786	25
Avr.75	370	1107	29
Mai.75	1071	657	23
Jun.75	728	929	24
Jul.75	743	884	25
Août.75	1350	445	19
Sep.75	1193	516	20
Oct.75	2453	5	2
Nov.75	1859	111	10
Déc.75	1889	230	11
Jan.76	1387	477	17
Fév.76	1471	318	13
Mar.76	1520	330	17
Avr.76	873	765	23
Mai.76	1300	386	23
Jun.76	1392	335	20
Jul.76	1349	471	18
Août.76	922	794	23
Sep.76	1158	540	20
Oct.76	1728	341	11
Nov.76	1591	282	13
Déc.76	1300	486	19
Jan.77	655	891	30
Fév.77	262	1109	28
Mar.77	170	1381	30
Avr.77	1387	480	15
Mai.77	1295	531	19
Jun.77	703	870	26
Jul.77	321	1230	30
Août.77	1569	436	14
Sep.77	561	1022	25
Oct.77	1325	532	17
Nov.77	1696	272	12
Déc.77	1180	508	22

temps	Prod.énergie	deficits	defaillances
mois	MWh	MWh	jours
Jan.78	1715	277	13
Fév.78	572	866	25
Mar.78	880	767	26
Avr.78	1844	244	10
Mai.78	1936	203	8
Jun.78	1524	298	16
Jul.78	1248	520	21
Aoû.78	1275	536	22
Sep.78	1132	635	17
Oct.78	1758	299	13
Nov.78	1141	638	20
Déc.78	1412	488	17
Jan.79	600	992	28
Fév.79	257	1181	26
Mar.79	1193	608	16
Avr.79	558	1000	26
Mai.79	1230	665	19
Jun.79	1509	394	15
Jul.79	1649	235	15
Aoû.79	1358	409	19
Sep.79	1274	511	20
Oct.79	1785	249	11
Nov.79	1870	226	10
Déc.79	1626	318	16
Jan.80	795	842	27
Fév.80	514	951	25
Mar.80	447	1071	31
Avr.80	1182	646	17
Mai.80	777	843	25
Jun.80	1072	571	22
Jul.80	1763	194	11
Aoû.80	1697	216	15
Sep.80	1785	164	11
Oct.80	1753	150	14
Nov.80	2135	32	4
Déc.80	1940	167	9
Jan.81	1283	495	22
Fév.81	1548	240	12
Mar.81	579	985	28
Avr.81	2071	88	4
Mai.81	1788	219	12
Jun.81	1251	491	19
Jul.81	1619	213	17
Aoû.81	1392	457	20
Sep.81	748	838	26
Oct.81	1030	698	24
Nov.81	1505	381	14
Déc.81	1298	567	20

temps	Prod.énergie	deficits	defaillances
mois	MWh	MWh	jours
Jan.82	1675	281	14
Fév.82	1731	135	8
Mar.82	1328	480	20
Avr.82	1181	534	18
Mai.82	1064	688	22
Jun.82	1282	456	19
Jul.82	1488	396	18
Aoû.82	1575	208	11
Sep.82	1559	313	12
Oct.82	1270	592	19
Nov.82	2045	67	5
Déc.82	1719	290	15
Jan.83	1705	332	15
Fév.83	522	918	25
Mar.83	678	970	26
Avr.83	510	1015	27
Mai.83	1758	208	14
Jun.83	865	725	25
Jul.83	1774	180	13
Aoû.83	1494	294	18
Sep.83	1397	350	20
Oct.83	1399	386	19
Nov.83	669	852	28
Déc.83	1463	350	18
Jan.84	1862	245	11
Fév.84	1286	405	18
Mar.84	1048	700	23
Avr.84	460	1009	30
Mai.84	1392	368	17
Jun.84	1196	455	23
Jul.84	1393	395	18
Aoû.84	1087	508	24
Sep.84	1526	332	14
Oct.84	1957	83	9
Nov.84	1647	272	15
Déc.84	739	863	26
Jan.85	843	706	25
Fév.85	978	572	19
Mar.85	1473	338	17
Avr.85	1125	583	18
Mai.85	1278	554	20
Jun.85	185	1284	30
Jul.85	871	781	26
Aoû.85	999	685	23
Sep.85	1110	616	20
Oct.85	1728	328	12
Nov.85	1771	197	15
Déc.85	1859	140	14

temps	Prod.énergie	deficits	defaillances
mois	MWh	MWh	jours
Jan.86	1621	254	16
Fév.86	605	799	25
Mar.86	1129	636	22
Avr.86	1100	649	20
Mai.86	864	815	25
Jun.86	1356	359	12
Jul.86	910	721	27
Aoû.86	1054	639	24
Sep.86	1231	564	19
Oct.86	1153	541	24
Nov.86	2183	32	4
Déc.86	1540	266	19
Jan.87	869	791	26
Fév.87	202	1169	28
Mar.87	1311	514	12
Avr.87	289	1217	28
Mai.87	1119	734	19
Jun.87	1385	409	19
Jul.87	1092	548	23
Aoû.87	767	885	26
Sep.87	944	717	23
Oct.87	1570	331	16
Nov.87	1634	347	14
Déc.87	1462	395	18
Jan.88	972	799	23
Fév.88	849	702	24
Mar.88	989	838	20
Avr.88	1002	702	21
Mai.88	1762	264	12
Jun.88	1313	454	17
Jul.88	1829	117	12
Aoû.88	1799	196	13
Sep.88	1808	236	10
Oct.88	1416	461	17
Nov.88	1758	189	12
Déc.88	1598	286	16
Jan.89	1403	326	20
Fév.89	1049	528	21
Mar.89	1322	528	18
Avr.89	1731	210	11
Mai.89	897	828	23
Jun.89	391	1147	27
Jul.89	1281	553	20
Aoû.89	1446	442	18
Sep.89	1604	332	13
Oct.89	1255	570	20
Nov.89	1783	167	11
Déc.89	612	1006	27

temps	Prod.énergie	deficits	defaillances
mois	MWh	MWh	jours
Jan.90	1074	570	23
Fév.90	938	580	21
Mar.90	1050	640	22
Avr.90	1222	527	20
Mai.90	1547	385	14
Jun.90	1334	419	19
Jul.90	914	741	24
Aoû.90	1099	628	23
Sep.90	1178	627	19
Oct.90	1492	418	17
Nov.90	1236	595	16
Déc.90	1087	690	22