

Synthèse sur les scénarios de gestion du barrage de Sambangalou
Calculs effectués pour l'Étude du Schéma Hydraulique du fleuve Gambie

Jean-Claude Bader
Philippe Vauchel
Jean-Pierre Lamagat

ORSTOM, Montpellier, 1998

Principe des simulations effectuées

Configuration de l'ouvrage

La gestion du barrage de Sambangalou a été simulée sur la période 1971-1996 pour une unique configuration de l'ouvrage (annexe 1), conforme essentiellement aux caractéristiques envisagées dans le document suivant :

Etude pour l'intégration des investissements de production et de transport d'énergie électrique dans les états membres : Sénégal, Gambie, Guinée Bissau, Guinée. Volume 6 : Estimation des coûts et planification de l'exécution. Rapport final définitif de la phase 1. OMVG. Hydro-Québec International, Orgatec-Eurosoft, Dessau International. Mai 1996.

Banque de données

Les calculs sont basés sur la banque de données hydrométriques collectées en régime naturel sur le bassin de la Gambie. Ces données ont fait l'objet, pour la circonstance, d'un important travail de vérification et d'homogénéisation. Les données manquantes ont été reconstituées sur de nombreuses stations par régression ou modèle de tarissement. On dispose ainsi d'une banque de données complète de 1971 à 1996 pour les stations suivantes :

- Gambie à Sambangalou
- Gambie à Kédougou
- Gambie à Mako
- Diaguéry au pont routier
- Gambie à Simenti
- Diarha au pont routier
- Niokolokoba au pont du PNNK
- Tiokoye au pont
- Gambie à Wassadou amont
- Gambie à Wassadou aval
- Gambie à Gouloumbo
- Koulountou à Missira Gonasse
- Koulountou au parc gué du PNNK

Modèle de propagation des débits entre Sambangalou et Gouloumbo

La station de Gouloumbo a une importance toute particulière. Elle se situe à la limite entre la partie continentale du fleuve Gambie, qui reçoit la majeure partie des apports en eau douce au cours d'eau, et le bief maritime où les niveaux peuvent être influencés par la marée. La majeure partie des prélèvements d'eau envisagés dans le fleuve pour l'irrigation sont en outre localisés à l'aval de cette station. Enfin, le modèle SALNSTAT utilise les débits passés à Gouloumbo pour calculer la position du front salé dans l'estuaire de la Gambie. On voit donc l'intérêt d'une modélisation de la propagation des débits entre Sambangalou et Gouloumbo.

Le modèle retenu est basé sur les corrélations établies en régime naturel entre les débits de stations successives. Sont prises en compte les stations situées sur le fleuve entre Sambangalou et Gouloumbo, ainsi que certaines stations situées sur des affluents importants. Chaque corrélation permet d'estimer, en régime naturel, le débit à une station à partir du débit passé antérieurement à une ou plusieurs stations situées à l'amont. Chacun de ces modèles élémentaires rend ainsi compte d'un temps de propagation, d'un amortissement de débit et d'apports intermédiaires non contrôlés entre les stations. Afin de pouvoir utiliser le modèle en régime artificiel, on se base sur l'hypothèse que les débits intermédiaires non contrôlés peuvent être estimés en fonction des débits naturels observés ou reconstitués aux stations, par des relations qui restent valables en régime artificiel. On

aboutit finalement au modèle suivant, qui permet d'estimer le débit à Gouloumbo en fonction du débit lâché 6 jours plus tôt à Sambangalou :

$$\text{Goulo}_{\text{artif}}(j+6) = \text{Samban}_{\text{artif}}(j) - \text{Samban}_{\text{nat}}(j) + \text{Wasav}_{\text{nat}}(j+4) + \text{Parcg}(j+4)$$

Avec :

$$\text{Wasav}_{\text{nat}}(j+4) = B (\text{Mako}_{\text{nat}} (j+1) + \text{Tioko} (j+2) + \text{Diarh} (j+2) + \text{Nioko} (j+2))$$

$$\text{Mako}_{\text{nat}} (j+1) = \text{Aa} (\text{Samban}_{\text{nat}} (j) + \text{Diagu} (j+1))$$

Et avec, pour q exprimé en m^3/s :

$$B (q) = 1,104 q + 2,4$$

$$\text{Aa} (q) = 1,101 q \quad \text{pour } q < 50 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$\text{Aa}(q) = 1,188 q - 8,4 \quad \text{pour } 50 < q < 300$$

$$\text{Aa}(q) = 0,865 q + 107,9 \quad \text{pour } 300 < q$$

Les notations utilisées représentant les débits aux stations suivantes :

$\text{Goulo}_{\text{artif}}$: Gambie à Gouloumbo, régime artificiel
$\text{Samban}_{\text{artif}}$: Gambie à Sambangalou, régime artificiel (lâché du barrage)
$\text{Samban}_{\text{nat}}$: Gambie à Sambangalou, régime naturel (estimé depuis Kouncoy ou station plus amont)
$\text{Wasav}_{\text{nat}}$: Gambie à Wassadou aval, régime naturel reconstitué
Parcg	: Koulountou au parc gué du PNNK
Mako_{nat}	: Gambie à Mako, régime naturel
Tioko	: Tiokoye au pont
Diarh	: Diarha au pont routier
Nioko	: Niokolokoba au pont du PNNK
Diagu	: Diaguéry au pont routier

Hypothèses retenues pour les simulations de gestion de l'ouvrage

La gestion a été simulée en supposant qu'on connaît en permanence le débit naturel à Sambangalou, qui devra être estimé en pratique à partir de Kouncoy ou d'une station située plus à l'amont quand le barrage sera érigé. On suppose aussi qu'on dispose en permanence d'une prévision de débit à l'horizon 1 jour à la station du Diaguéry au pont routier, à l'horizon 2 jours aux stations du Tiokoye au pont, du Diarha au pont et du Niokolokoba au pont du PNNK, et à l'horizon 4 jours à la station de la Koulountou au parc gué du PNNK. Ceci a une importance sur la précision du calcul effectué pour déterminer le débit lâché permettant d'atteindre un hydrogramme objectif à Gouloumbo.

Tous les calculs ont été faits en supposant une retenue pleine au début de la période simulée, soit au 1/1/71 une cote de 208,05 m, qui correspond à la limite de débordement de l'ouvrage avec les caractéristiques envisagées. A titre indicatif, le volume de $5,5 \text{ km}^3$ emmagasiné dans la retenue à cette cote correspond à un peu plus de deux ans et demi d'écoulement moyen de la Gambie à Sambangalou sur la période 1971-1996.

Simulations effectuées

Les calculs ont été faits au pas de temps journalier sur la période 1971-1996 avec le logiciel SIMULGAM, en prenant en compte les deux consignes d'exploitation suivantes :

- Lâcher du barrage le débit nécessaire pour obtenir 6 jours plus tard à Gouloumbo, un débit supérieur ou égal à celui d'un hydrogramme objectif défini à l'avance, visant à satisfaire une certaine demande en volume et en qualité d'eau pour l'irrigation. Le calcul du débit nécessaire est effectué par le logiciel à partir du modèle de propagation décrit plus haut.

- Production d'électricité : si la cote dans le lac dépasse le niveau S2, alors les turbines sont utilisées au maximum de leur possibilité (puissance maximale). Si cette cote est comprise entre les niveaux S1 (<S2) et S2, il est alors produit une puissance constante P, inférieure à la puissance maximale ; Si la cote est inférieure à S1, la consigne relative à la production électrique n'est pas prise en compte. Le débit turbiné est déterminé dans ce dernier cas en fonction des contraintes de gestion et du débit total lâché défini par la première consigne. L'intérêt de telles règles pour la production d'électricité consiste à valoriser au mieux les quantités d'eau disponibles. En effet, la production d'une puissance donnée consomme d'autant plus d'eau que le niveau du lac est bas. Quand ce niveau devient trop bas (< S1), il est préférable de laisser le stock d'eau se reconstituer, quitte à suppléer le manque de puissance produite par d'autres moyens de production (thermique). Inversement quand la cote devient trop haute (> S2) et qu'on se situe donc dans des conditions idéales de production, on a intérêt à turbiner le maximum d'eau en faisant diminuer ainsi le risque de débordement, qui correspond à une perte sèche pour le volume turbiné.

Pour l'essentiel, trois hydrogrammes objectifs ont été testés, ainsi que trois valeurs de P (40, 50 et 60 Mw), trois valeurs de S1 (186, 192 et 198 m) et deux valeurs de S2 (204 et 207 m). La combinaison de ces valeurs donne en tout 54 scénarios de gestion simulés, dont les résultats concernant le débit obtenu à Gouloumbo ont été utilisés pour calculer au pas de temps mensuel avec le logiciel SALNSTAT, la position du front salé à 1g/l.

Les hydrogrammes objectifs à Gouloumbo (tableau 1), ont été définis à partir des besoins en eau d'irrigation relatifs à trois hypothèses d'équipement, augmentés de 50 m³/s destinés à empêcher une remontée excessive du front salé.

- Hypothèse 1 : irrigation des périmètres actuellement en fonctionnement (1575 ha de riz, 200 ha de polyculture)
- Hypothèse 2 : irrigation de tous les périmètres existant actuellement, après réhabilitation éventuelle (3300 ha de riz, 360 ha de polyculture)
- Hypothèse 3 : irrigation de l'ensemble des zones identifiées à aptitude élevée (15400 ha de riz et 6500 ha de polyculture)

	Mois	janvier	février	mars	Avril	mai	juin	juillet	août	Sept.	octo.	nove.	déce.
rang d'hydrogramme objectif													
1		54,7	52,6	53,3	53,7	51,4	50,1	52,8	50,0	50,0	51,6	52,0	51,1
2		59,4	55,2	56,6	57,2	52,7	50,1	55,8	50,0	50,0	53,1	53,8	51,9
3		99,1	80,5	89,4	90,4	67,0	51,2	77,9	50,1	50,1	65,2	69,3	60,7

Tableau 1 : hydrogrammes objectifs à réaliser à Gouloumbo, pour les trois hypothèses de besoins en eau des cultures irriguées

Resultats obtenus

Les résultats présentés ici concernent principalement les scénarios optimaux n^{os} 37, 7 et 11, dont le choix est justifié plus loin.

Satisfaction des besoins en eau pour l'irrigation

Les périmètres irrigués existants ou potentiels sont répartis le long du fleuve à plus de 170 km de distance de l'embouchure. La régularisation des débits réalisée à partir du barrage doit donc viser à la fois à garantir en permanence la disponibilité des volumes d'eau douce nécessaires dans le fleuve, et le maintien du front salé à 1g/l en deçà du PK 170.

Les simulations réalisées montrent que pour la quasi-totalité des scénarios de gestion envisagés, et pour les trois hypothèses de superficies exploitées, les besoins en eau de l'agriculture irriguée sont satisfaits à 100% sur la période 1971-1996, période pourtant déficitaire en eau :

- Le débit obtenu à Gouloumbo est en permanence supérieur ou égal à l'hydrogramme objectif retenu, lui-même supérieur de 50 m³/s aux besoins estimés des cultures.
- Le front salé à 1g/l est maintenu en permanence en deçà du PK 170

Les seuls cas de gestion qui occasionnent quelques rares défaillances (front salé remontant à plus de 170 km de l'embouchure) correspondent aux scénarios les moins économes en eau parmi ceux qui ont été envisagés : hydrogramme objectif élevé (hypothèse 3), combiné à une demande importante de production électrique (50 ou 60 Mw) prise en compte à partir d'un faible stock dans le lac (S1=186m)

La figure 1 montre le déplacement moyen du front salé dans l'année, sur la période 1971-1996, pour le régime naturel et les scénarios de gestion optimaux relatifs aux trois hypothèses de besoins en eau de l'irrigation. On constate qu'en régime régularisé comme en régime naturel, le front salé est repoussé vers l'aval de juillet à octobre par la crue, puis progresse vers l'amont de novembre à janvier. Alors que cette progression continue jusqu'en juin en régime naturel, elle s'annule en régime régularisé, le front salé restant stabilisé de janvier à juin entre les PK 150 et 165.

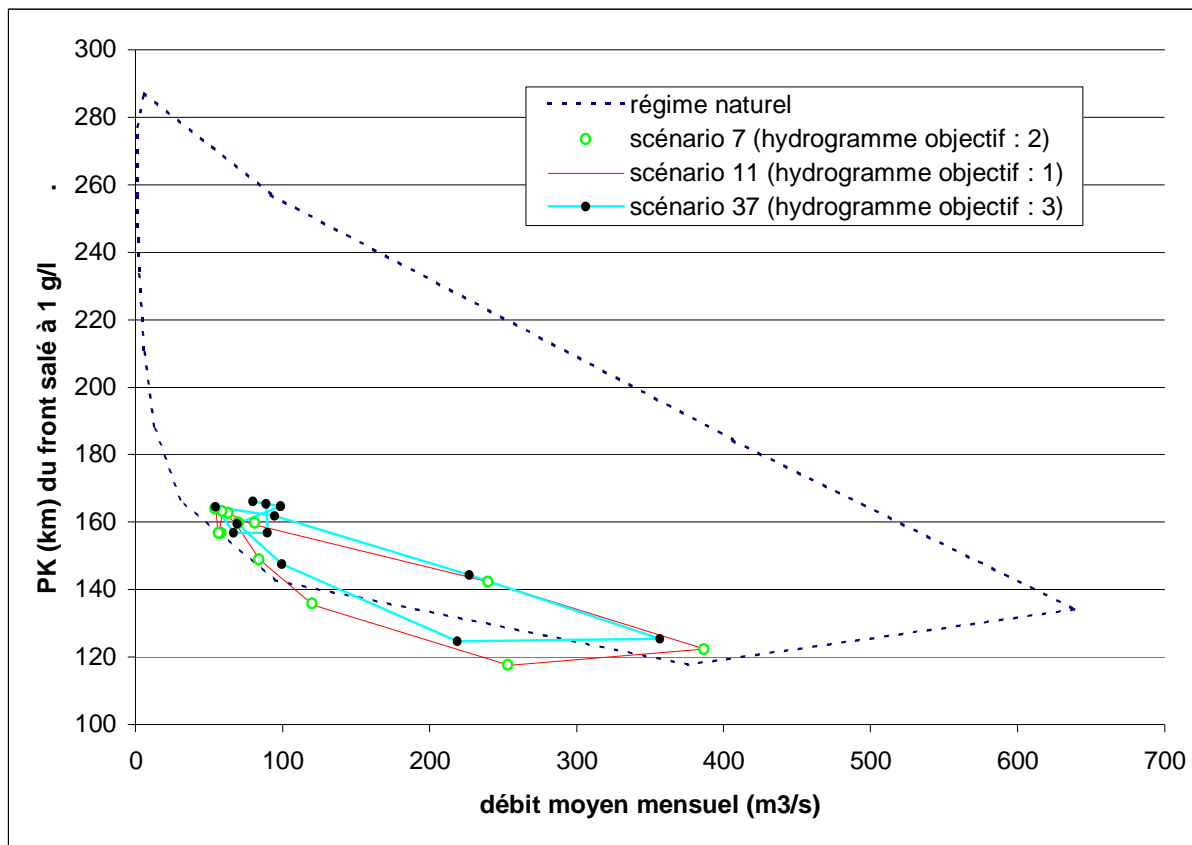


figure 1 : cycle annuel moyen (1971-1996) de variation du débit mensuel et de la position du front salé à 1g/l, pour le régime naturel et le régime régularisé (scénarios optimaux)

Production d'énergie électrique

De façon quasi-générale sur l'ensemble des scénarios testés, on constate que l'énergie moyenne produite par année sur la période 1971-1996 croît avec le seuil de turbinage S1, et décroît avec la puissance demandée P et avec la demande en eau destinée à l'irrigation. Ainsi, une augmentation de 6 m sur le paramètre S1 entraîne un gain de production de 6% avec P = 60 Mw, de 4% avec P = 50 Mw, et de 3% avec P = 40 Mw. Une diminution de 10 Mw sur le paramètre P entraîne un gain de production de 4% avec S1 = 186 m, de 2% avec S1 = 192 m et de 1% avec S1 = 198 m. Enfin, entre

les hypothèses 3 et 2 concernant les besoins de l'irrigation, la diminution de l'hydrogramme objectif entraîne un gain de production électrique de 6% avec $S1 = 186$ m, de 4% avec $S1 = 192$ m, et de 3% avec $S1 = 198$ m.

On voit nettement que pour l'énergie moyenne produite par année, la plus mauvaise gestion possible du barrage consiste à produire une puissance importante ($P = 60$ Mw) à partir d'un seuil de turbinage peu élevé ($S1 = 186$ m), tout en visant un hydrogramme objectif élevé (hypothèse 3). Ce scénario (n° 16), qui entraîne par ailleurs une défaillance pour la satisfaction des besoins de l'irrigation, conduit à un productible de 304 GWh/an, soit 19% de moins que le productible de 366 GWh/an obtenu avec le scénario 11 ($P = 40$ Mw, $S1 = 198$ m et hypothèse 1 pour l'hydrogramme objectif).

Le meilleur productible électrique moyen interannuel est obtenu, avec chacun des trois hydrogrammes objectifs envisagés (scénarios 11, 7 et 37), en faisant une demande de puissance modérée ($P = 40$ Mw), prise en compte seulement quand le lac dépasse un seuil de turbinage assez élevé ($S1 = 198$ m). Quand le niveau du lac se situe en dessous du seuil de turbinage, il n'est turbiné que les débits nécessaires pour satisfaire les besoins en eau de l'irrigation. Les turbines ne sont utilisées au maximum de leurs possibilités que lorsque le lac dépasse une cote très élevée : $S2 = 204$ m avec les hydrogrammes objectifs 1 et 2, et $S2 = 207$ m avec l'hydrogramme objectif 3. Une telle gestion permet de maintenir le lac de barrage à un niveau globalement élevé et de rentabiliser au mieux les débits turbinés, tout en limitant les pertes d'eau par débordement. Les tableaux 2 à 5 donnent les valeurs de production électrique obtenue pour les scénarios 11, 7 et 37, retenus comme scénarios optimaux (voir plus loin).

Le fait de demander une puissance modérée contribue par ailleurs à améliorer la régularité de la production électrique, tant interannuelle qu'inter-saisonnière. Par contre, le fait d'adopter un seuil de turbinage élevé améliore certes la régularité interannuelle de la production, mais accentue légèrement l'irrégularité inter-saisonnière. Ceci est dû au fait qu'on privilégie la production moyenne en produisant le plus d'énergie quand celle-ci est la moins coûteuse en eau. Le volume turbiné par kilowatt produit étant inversement proportionnel à la hauteur de chute, on est ainsi amené à produire beaucoup d'énergie après la saison des pluies quand le lac est haut, plutôt qu'avant celle-ci quand le lac est bas (figure 2). La variabilité de la production d'énergie est illustrée sur les figures 3, 4 et 5, pour les scénarios 37, 7 et 11. Pour ces trois scénarios, une puissance non nulle est produite plus de 87%, 92% et 92% du temps respectivement.

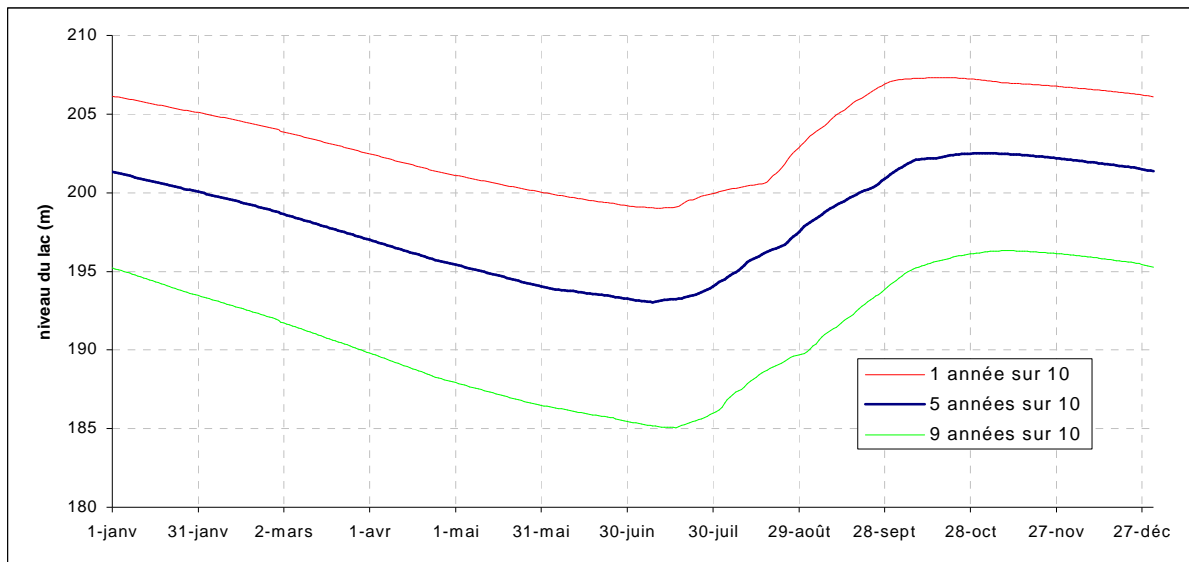


figure 2 : courbes d'isofréquence au dépassement du niveau dans le lac . Scénario de gestion n° 37 (hypothèse 3 pour l'hydrogramme objectif ; $S1 = 198$ m ; $S2 = 207$ m ; $P = 40$ Mw)

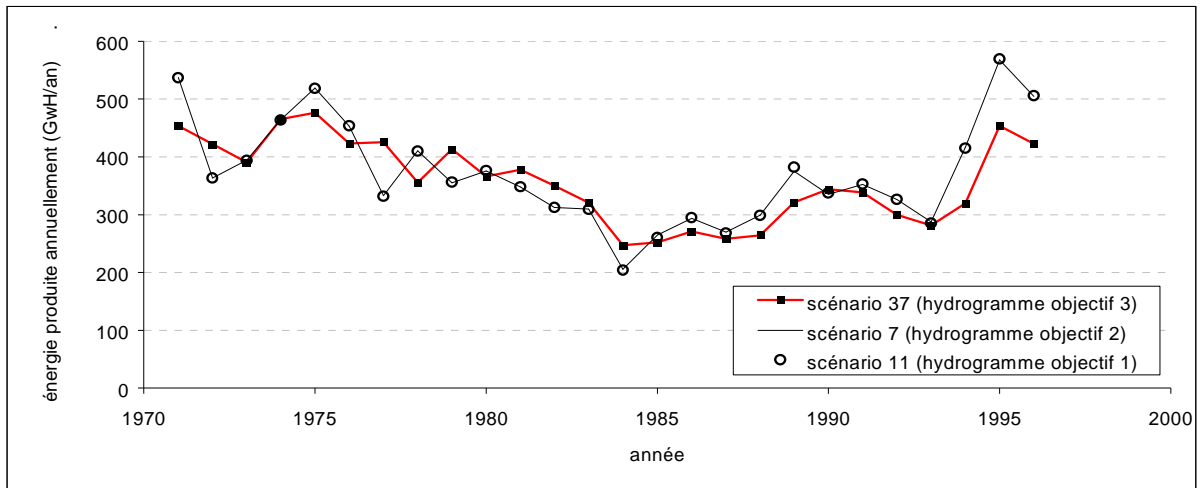


figure 3 : variabilité interannuelle de l'énergie électrique produite par année

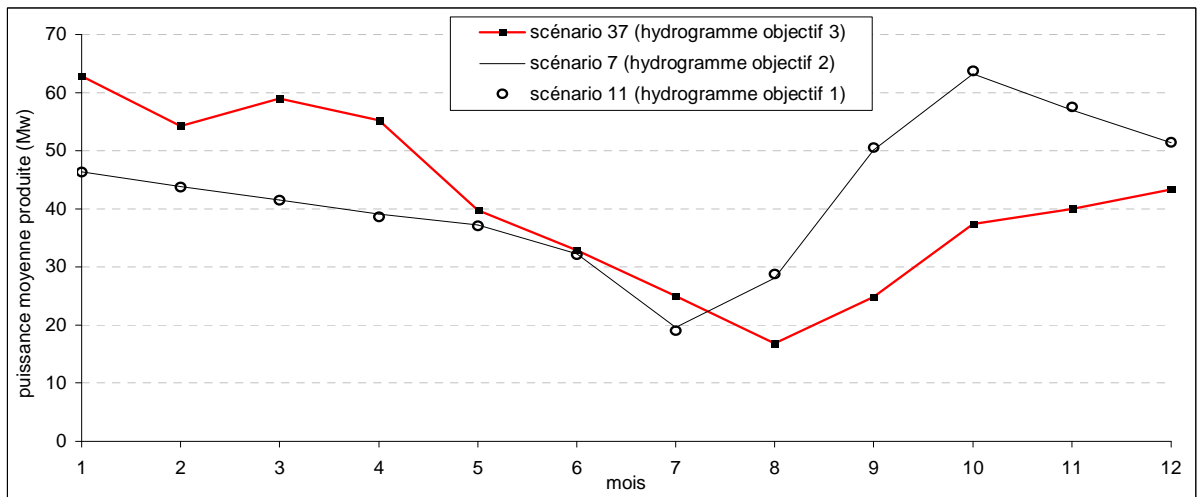


figure 4 : variabilité saisonnière de la production électrique moyenne.

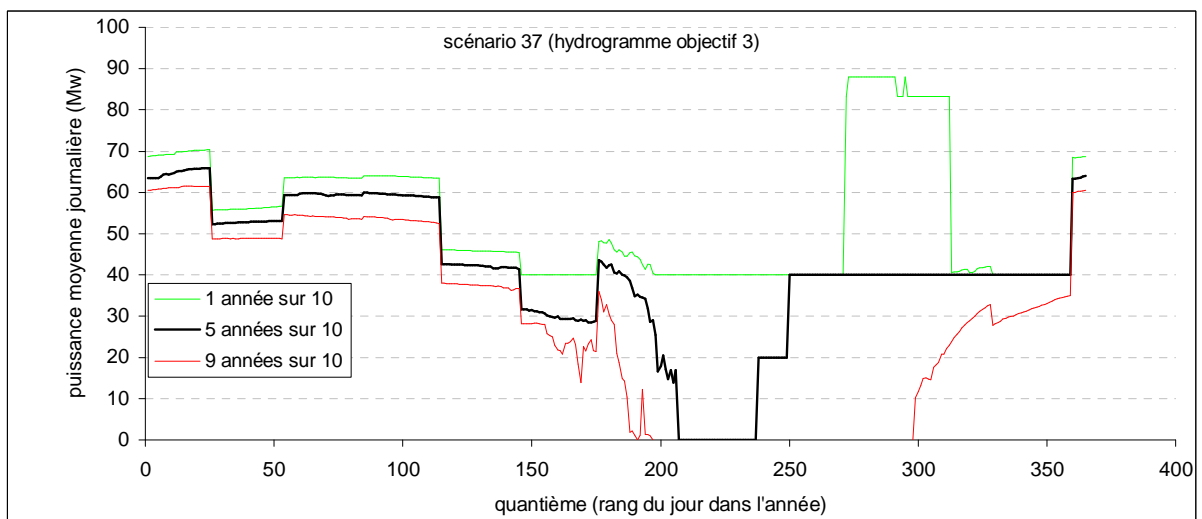


figure 5 : courbes isofréquence de puissance moyenne journalière produite. Scénario 37

Hypothèse de besoins en eau pour l'irrigation	3	2	1
puissance P demandée	40	40	40
Seuil St2	207	204	204
Seuil de turbinage St1	198	198	198
rang du scénario	37	7	11
année			
1971	454	537	537
1972	422	363	363
1973	391	394	394
1974	465	464	464
1975	476	519	519
1976	423	453	454
1977	425	333	332
1978	356	410	410
1979	413	355	356
1980	366	376	377
1981	378	348	348
1982	350	313	313
1983	320	310	309
1984	247	206	204
1985	252	265	260
1986	271	294	295
1987	258	270	268
1988	264	299	299
1989	321	375	382
1990	344	335	338
1991	339	353	353
1992	300	326	326
1993	281	288	285
1994	320	417	415
1995	453	568	569
1996	423	505	506
W1: moyenne 71-96	359	373	373
W2 : moyenne corrigée, tenant compte du destockage d'eau dans le lac	355	366	366
minimum	247	206	204
maximum	476	568	569
coefficient de variation	0,20	0,24	0,25

Tableau 2 : énergie produite par année (GwH/an), sur la période 1971-1996

Hypothèse de besoins en eau pour l'irrigation	3	2	1
puissance P demandée	40	40	40
Seuil St2	207	204	204
Seuil de turbinage St1	198	198	198
rang du scénario	37	7	11
fréquence de dépassement			
0,95	254	266	262
0,90	261	279	277
0,85	270	292	292
0,80	281	299	299
0,75	305	310	310
0,70	320	319	319
0,65	321	331	331
0,60	339	335	338
0,55	345	349	349
0,50	353	354	355
0,45	363	361	362
0,40	378	375	377
0,35	396	381	385
0,30	417	402	402
0,25	423	415	414
0,20	423	453	454
0,15	432	474	474
0,10	454	512	512
0,05	462	533	532

Tableau 3 : fonction de répartition de l'énergie produite par année (GwH/an), sur la période 1971-1996

Hypothèse de besoins en eau pour l'irrigation	3	2	1
puissance P demandée	40	40	40
Seuil St2	207	204	204
Seuil de turbinage St1	198	198	198
rang du scénario	37	7	11
janvier	62,8	46,4	46,3
fevrier	54,2	43,9	43,7
mars	59,0	41,6	41,4
avril	55,2	39,1	38,6
mai	39,8	37,2	37,0
juin	32,9	32,3	32,1
juillet	25,0	19,6	19,0
août	16,8	28,1	28,8
septembre	24,8	50,1	50,5
octobre	37,4	63,3	63,7
novembre	40,0	57,0	57,5
decembre	43,4	51,4	51,4

Tableau 4 : puissance moyenne mensuelle produite sur la période 1971-1996

Hypothèse de besoins en eau pour l'irrigation	3	2	1
puissance P demandée	40	40	40
Seuil St2	207	204	204
Seuil de turbinage St1	198	198	198
rang du scénario	37	7	11
fréquence de dépassement			
0,950	0	0	0
0,900	0	28	28
0,850	24	33	32
0,800	30	36	34
0,750	36	40	40
0,700	40	40	40
0,650	40	40	40
0,600	40	40	40
0,550	40	40	40
0,500	40	40	40
0,450	40	40	40
0,400	43	40	40
0,350	46	40	40
0,300	53	40	40
0,250	55	40	40
0,200	58	40	40
0,150	61	40	40
0,100	63	88	88
0,050	67	88	88

Tableau 5 : fonction de répartition de la puissance moyenne journalière produite (MW) sur la période 1971-1996

Modification du régime hydrologique de la Gambie

La régularisation opérée par le barrage entraîne à l'aval, en moyenne, une diminution des débits de crue de août à octobre, et une augmentation des débits d'étiage de décembre à juin. Les débits de juillet et novembre sont très peu modifiés, et la forme générale de l'hydrogramme reste inchangée, avec une crue s'étendant toujours de août à octobre. Les modifications observées varient relativement peu en fonction des valeurs adoptées pour les paramètres S1, S2 et P. Par contre, elles s'accroissent avec les besoins en eau pris en compte pour l'irrigation. Les scénarios incluant l'hydrogramme objectif 3 sont par conséquent ceux qui modifient le plus le régime hydrologique du fleuve (figure 6). On constate sur le tableau 6 qu'un déficit d'environ 10 m³/s apparaît sur le débit moyen interannuel régularisé, par rapport à celui du régime naturel. Ceci correspond aux pertes par évaporation agissant sur la retenue.

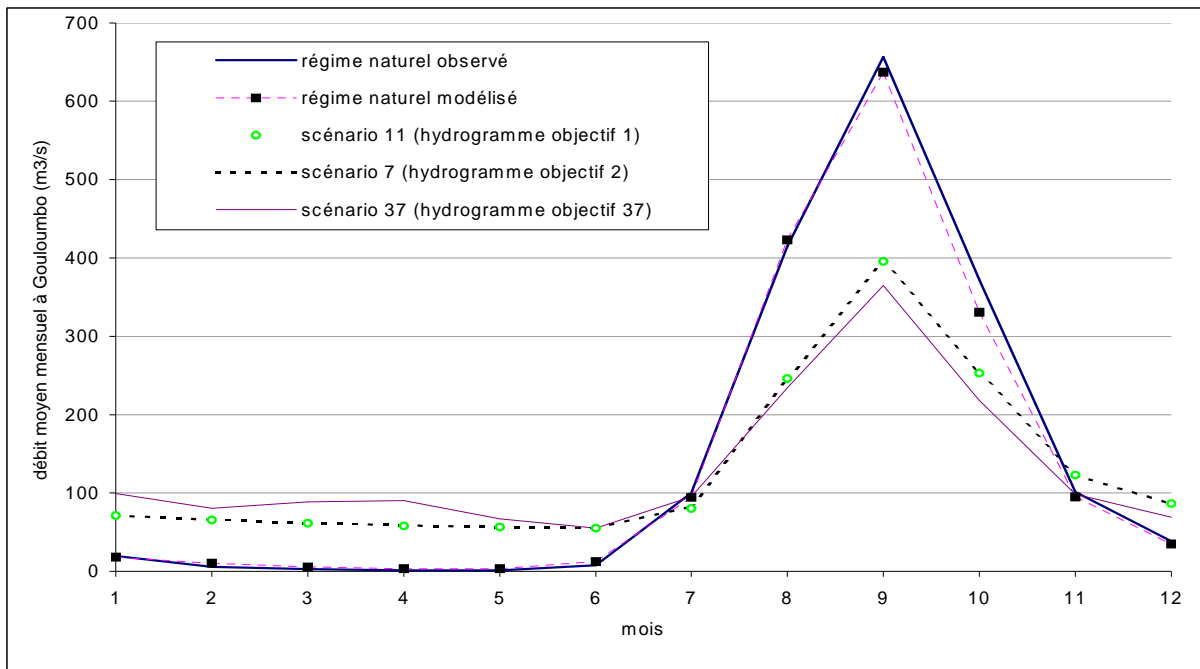


Figure 6: débits mensuels moyens interannuels de la Gambie à Gouloumbo, pour les régimes naturel et régularisé.

Hypothèse de besoins en eau pour l'irrigation	3	2	1	régime naturel	
				modélisé	observé
puissance P demandée	40	40	40		
Seuil St2	207	204	204		
Seuil de turbinage St1	198	198	198		
rang du scénario	37	7	11		
janvier	99	72	71	18	19
février	81	66	65	10	6
mars	89	61	61	6	3
avril	90	59	58	4	1
mai	67	57	56	4	1
juin	55	55	55	13	8
juillet	95	82	81	95	100
août	234	245	246	423	414
septembre	365	396	396	637	656
octobre	218	253	253	331	372
novembre	99	123	123	95	102
décembre	69	86	87	35	38
moyenne	130	130	130	140	144

Tableau 6 : débit mensuel moyen interannuel de la Gambie à Gouloumbo, pour les régimes naturel et régularisé.

Les débits caractéristiques de crue de la Gambie diminuent fortement sous l'effet de la régularisation, et ceci d'autant plus que les besoins à satisfaire pour l'irrigation sont importants (tableau 7). Que l'on considère le débit caractéristique de crue sur 1, 5 ou 10 jours, on observe approximativement les résultats suivants pour l'ensemble des scénarios :

- le débit caractéristique de crue observé une année sur deux en régime naturel correspond au débit de crue décennal fort du régime régularisé.
- Le débit de crue observé une année sur deux en régime régularisé correspond au débit de crue décennal faible du régime naturel.

	débit caractéristique de crue sur 1 jour					débit caractéristique de crue sur 5 jours					débit caractéristique de crue sur 10 jours				
	3	2	1	Régime naturel		3	2	1	Régime naturel		3	2	1	Régime naturel	
Hypothèse de besoins en eau pour l'irrigation															
puissance P demandée	40	40	40			40	40	40			40	40	40		
Seuil St2	207	204	204			207	204	204			207	204	204		
Seuil de turbinage St1	198	198	198	modélisé	observé	198	198	198	Modélisé	observé	198	198	198	modélisé	observé
rang du scénario	37	7	11			37	7	11			37	7	11		
fréquence de dépassement															
0,95	309	349	349	629	481	268	303	320	486	443	232	261	261	394	401
0,9	336	392	392	661	540	304	335	360	562	492	273	316	316	533	431
0,85	383	425	425	691	590	321	378	378	570	567	299	349	349	545	514
0,8	428	449	448	729	633	342	387	387	639	580	302	354	354	566	555
0,75	434	461	461	815	656	364	399	399	672	615	310	357	357	617	574
0,7	453	469	469	846	683	376	412	412	682	630	329	358	358	636	601
0,65	466	480	480	890	704	392	421	421	751	665	351	375	375	648	621
0,6	469	504	504	928	767	404	422	422	786	704	385	386	386	686	638
0,55	549	561	561	942	794	432	438	438	814	753	396	414	414	712	701
0,5	554	595	595	1039	815	470	497	497	819	770	428	462	462	757	733
0,45	611	629	629	1151	915	491	522	544	864	859	439	472	476	793	807
0,4	638	686	686	1345	953	500	553	553	970	919	457	479	484	837	892
0,35	690	746	746	1368	1006	549	583	583	1071	995	493	505	505	883	908
0,3	740	768	768	1391	1055	594	608	608	1093	1040	523	549	549	938	964
0,25	770	778	778	1426	1085	625	665	665	1111	1050	549	591	591	964	987
0,2	781	834	834	1471	1110	664	683	683	1155	1070	595	615	615	1056	1040
0,15	831	846	846	1513	1188	685	734	734	1265	1145	627	652	652	1091	1071
0,1	887	885	885	1536	1215	752	790	790	1307	1200	694	738	738	1147	1172
0,05	948	946	946	1589	1348	781	815	815	1454	1317	723	772	772	1277	1255
minimum	227	284	284	405	361	194	251	251	368	355	166	222	222	331	332
maximum	1167	1231	1231	2061	1480	1033	1063	1063	1527	1440	822	887	886	1363	1370

Tableau 7 : débits caractéristiques de crue sur 1, 5 et 10 jours (consécutifs ou non), pour le régime naturel et le régime régularisé (scénarios 37, 7 et 11).

Les cotes caractéristiques de crue sur 1 jour (cotes maximales atteintes chaque année) subissent elles aussi une diminution sensible sous l'effet de la régularisation. Cette diminution voit cependant son importance décroître de l'amont vers l'aval entre Gouloumbo et Basse . Elle devient de plus en plus insignifiante à partir de Bansang, à mesure qu'on se rapproche de l'embouchure du fleuve (tableau 8).

station scénario	Gouloumbo			Fatoto			Basse			Bansang			Georgetown			Kuntaur			Kaur			Balingho		
	37	7	11	37	7	11	37	7	11	37	7	11	37	7	11	37	7	11	37	7	11	37	7	11
Fréquence de dépassement de																								

0.1	262	232	232	254	224	224	114	107	107	16	14	14	11	10	10	5	4	4	9	8	8	3	2	2
0.2	231	218	218	227	216	216	107	97	97	14	13	13	10	9	9	4	4	4	8	8	8	2	2	2
0.3	218	210	210	210	203	203	88	88	88	13	13	13	9	9	9	4	4	4	8	7	7	2	2	2
0.4	206	187	187	204	171	171	83	68	68	12	11	11	9	8	8	4	3	3	7	7	7	2	2	2
0.5	189	159	159	180	150	150	72	65	65	11	10	10	8	7	7	4	3	3	7	6	6	2	2	2
0.6	162	128	128	154	141	141	62	58	58	10	8	8	7	5	5	3	2	2	6	5	5	2	1	1
0.7	134	116	116	132	118	118	55	46	46	8	7	7	6	5	5	2	2	2	5	4	4	1	1	1
0.8	117	104	104	111	89	89	36	30	30	7	6	6	5	4	4	2	2	2	4	4	4	1	1	1
0.9	104	86	86	91	76	76	32	26	26	6	5	5	4	4	4	2	2	2	4	3	3	1	1	1
moyenne	181	160	160	177	158	158	74	67	67	11	10	10	8	7	7	3	3	3	6	6	6	2	2	2

Tableau 8 : Diminution de la cote maximale annuelle entraînée par la régularisation du régime de la Gambie. Répartition sur la période 1971-1997

Choix des scénarios optimaux de gestion

La gestion du barrage de Sambangalou doit viser les trois objectifs suivants :

- Optimiser la production électrique ;
- Minimiser les impacts sur le milieu ;
- Garantir la satisfaction des besoins en eau des aménagements hydro-agricoles.

Les 54 scénarios testés dans cette étude représentent un éventail non exhaustif des innombrables possibilités de gestion envisageables pour le barrage. Il est toutefois suffisamment large pour donner une idée assez précise de ce qu'on doit faire pour atteindre les trois objectifs cités ci-dessus.

On constate tout d'abord que le barrage permet de satisfaire sans problème les besoins en eau de l'agriculture irriguée, en garantissant au niveau de Gouloumbo un débit supérieur de 50 m³/s aux prélèvements. Ceci permet de maintenir, malgré les prélèvements, la salinité de l'eau en dessous de 1g/l sur les parties du fleuve traversant les zones concernées par ce type d'agriculture, qui sont situées à plus de 170 km de l'embouchure du fleuve. Les rares scénarios qui entraînent quelques défaillances pour ce premier objectif, se caractérisent par une demande de production électrique forte (P = 50 ou 60 Mw), prise en compte à partir d'un seuil de turbinage très bas (S1 = 186 m). Aboutissant de surcroît à une faible production électrique, ces scénarios doivent être bien sûr éliminés.

Avec les scénarios restant, on constate que la modification du régime hydrologique du fleuve à l'aval de Sambangalou dépend surtout de l'importance des prélèvements envisagés pour l'irrigation. Plus ces derniers sont importants, plus l'étiage doit être soutenu à l'aide de volumes stockés en saison humide, au détriment des pointes de crue. Les différentes options envisagées pour la production d'électricité ont toutes un impact fort et assez semblable vis-à-vis du laminage des crues, en évitant autant que possible les déversements, et en limitant les débits lâchés à ce qu'il est possible de turbiner. Aucun scénario ne peut donc être éliminé à ce stade, du fait qu'ils ont tous, à besoin égal de l'agriculture irriguée, un impact à peu près semblable sur le régime hydrologique du fleuve.

Restent donc les résultats obtenus en production électrique pour dégager les scénarios optimaux. Plusieurs critères peuvent être envisagés pour définir la meilleure production, entre autres :

- La puissance produite dépassée plus de n % du temps (minimise les défaillances journalières);
- L'énergie moyenne produite par année (maximise l'énergie produite à long terme) ;
- L'énergie produite annuellement, dépassée plus de n% du temps (favorise la régularité interannuelle) ;

Nous choisirons le deuxième de ces critères. Le fait de maximiser l'énergie moyenne produite par année par le barrage, permet en effet de minimiser sur le long terme les coûts en carburant de l'électricité produite en complément par centrale thermique pour répondre à la demande. L'inconvénient de cette option est de ne pas prendre en compte les défaillances de production au niveau du barrage, lors desquelles le parc de centrales thermiques doit répondre seul à la demande d'électricité. Ceci suppose une puissance installée suffisante au niveau des centrales thermiques.

On constate que la meilleure production moyenne annuelle d'électricité (355, 366 et 366 GwH/an) est obtenue pour les scénarios 37, 7 et 11 respectivement, suivant l'hypothèse retenue pour la demande en eau

de l'agriculture irriguée (3, 2 et 1 respectivement). Ces scénarios se caractérisent par une demande de puissance modérée, seulement prise en compte quand le niveau du lac se situe au dessus d'un seuil de turbinage relativement élevé ($S1 = 198$ m). Lorsque le niveau se situe en dessous du seuil, il n'est turbiné que le débit nécessaire pour l'agriculture irriguée. Les turbines ne sont utilisées à pleine puissance que lorsque le niveau du lac dépasse un seuil assez élevé ($S2 = 207$ m pour le scénario 37, et $S2 = 204$ m pour les scénarios 7 et 11).

En conclusion, les scénarios 37, 7 et 11 sont ceux qui permettent, suivant les trois hypothèses retenues pour les besoins en eau de l'irrigation, d'atteindre au mieux les objectifs assignés au barrage de Sambangalou.

Conclusion

Les simulations effectuées dans cette étude montrent qu'il faut envisager une production électrique de puissance modérée au barrage de Sambangalou. En conservant un niveau globalement élevé dans le lac, ce type de gestion permettra de maximiser la production moyenne interannuelle d'énergie, tout en garantissant la disponibilité permanente de l'eau douce nécessaire aux cultures irriguées. L'extension de ces dernières sur la totalité des zones identifiées à potentiel élevé peut être envisagée sans perte significative sur la production d'électricité.

Les consignes de gestion envisagées ici induisent une modification non négligeable du régime hydrologique du fleuve Gambie, à l'aval du barrage. Alors que l'étiage est fortement réhaussé du fait de la production d'électricité et de la fourniture d'eau pour l'irrigation, les pointes de crue sont fortement laminées pour alimenter le stock d'eau nécessaire dans la retenue. La réalisation d'un soutien de crue pourrait donc être envisagée à partir du barrage, pour diminuer les impacts négatifs possibles de l'écrêtage important des crues. L'intérêt d'un tel mode de gestion ne pourra cependant être mesuré qu'après une solide étude complémentaire visant à :

- estimer les effets positifs escomptés du soutien de crue : environnement, cultures de décrue , etc. ;
- estimer les effets négatifs inévitables du soutien de crue : baisse de production électrique, moindre garantie de fourniture d'eau pour l'irrigation ;
- définir ce qui serait souhaitable et ce qui serait possible d'envisager, pour l'importance, la fréquence et les conditions de réalisation du soutien de crue.

Enfin, le logiciel SIMULGAM remis à l'OMVG permettra à cet organisme de tester autant de modes de gestion qu'il le désirera pour le barrage de Sambangalou, en affinant les consignes et les caractéristiques à mesure que l'ouvrage sera défini de façon plus précise. En particulier, il sera indispensable d'envisager dès que possible parmi les règles de gestion simulées, la préservation d'une revanche suffisante dans la retenue, garantissant la possibilité de laminage des crues exceptionnelles.

Annexe 1 : Caractéristiques du barrage et de la retenue

Courbes de remplissage de la retenue :

Cote (m)	144	145	150	160	170	180	185	190	195	200	205	210	215	220
volume (106 m3)	0	4	29	179	533	1177	1635	2298	2975	3806	4800	5961	7293	8806
Cote (m)	144	145	150	160	170	180	185	190	195	200	205	210	215	220
Superficie (km2)	2	3	8	24	48	82	102	121	151	182	216	249	284	321

Evacuation maximale par déversoir et vidange de fond :

Cote amont (m)	144	150	160	170	180	190	200	202	204	206	208	210	212
Debit (m3 s-1)	209	233	269	300	329	355	379	384	492	685	934	1228	1560

Evacuation minimale par déversoir :

Cote amont (m)	208,1	208,5	209	209,5	210	210,5	211	211,5
Debit (m3 s-1)	0	59	130	205	286	372	463	560

Loi hauteur-débit en aval du barrage :

Cote (m)	122	123	124	125	126	128	130	132	134	136
Debit (m3 s-1)	0	35	111	218	352	693	1119	1623	2199	2843

Débit maximal turbiné par groupe :

Chute (m)	52,49	65,62	75,46	85,3
Debit (m3 s-1)	55	62	63	56

Cote maximale admise dans la retenue : 209,3 m

Nombre de turbines : 2

Puissance minimale développée par groupe : 9,7 Mw

Puissance maximale développée par groupe : 44 Mw

Evaporation nette mensuelle (mm) :

mois	janv	fevr	mars	avri	mai	juin	juil	aout	sept	octo	nove	dece
Evaporation	216	238	309	302	276	93	0	0	0	80	163	183

Rendement d'une turbine en fonction de la chute (m) et du débit (m³/s) :

	Charge	52,5	65,6	75,5	85,3
debit					
20		85	88	89	88
25		88	90	91	91
30		90	92	93	93
35		92	94	94	94
40		93	95	95	95
45		93	95	95	95
50		94	95	96	96
55		93	95	96	95
60		93	95	95	95
65		93	94	94	95