

Introduction

DiD(4)

Organisation pour la Mise en Valeur
du Fleuve Sénégal (OMVS)
Haut Commissariat
Centre Régional de Documentation
Saint-Louis

W.092

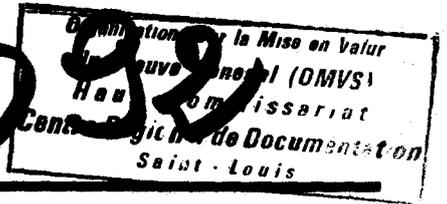
Ce recueil de données a été réalisé conjointement par l'association momentanée des bureaux,

- Groupement Manantali/Tractebel
- Hydro-Québec International/Dessau
- Électricité de France International

Ces données de base ont été colligées dans le but de réaliser un rapport sur l'analyse technique et économique afin de déterminer le scénario de réalisation optimal permettant de rentabiliser la centrale et d'acheminer l'énergie à moindre coût tout en respectant les critères de fiabilité d'exploitation et d'entretien.

Table des matières

10.0992



1 - Hypothèses de travail

2 - Prévision de la demande

3 - Paramètres de planification du réseau

4 - Critères de fonctionnement des réseaux et données des études techniques

5 - Paramètres pour l'évaluation des coûts des lignes et des postes

6 - Méthodologie de l'analyse économique

7 - Annexes

- Parcours des tracés
- Prévision de la demande par pays
- Productibles des centrales hydro-électriques
- Représentation des réseaux nationaux
- Schémas unifilaires des réseaux
- Silhouettes des pylônes

Chapitre 1 - Hypothèses de travail

1 - Hypothèses de travail

D'une manière générale, les scénarios étudiés doivent être comparés sur une base d'un service aussi équivalent que possible aux différents points de charge.

Il faut donc analyser les résultats sous les aspects de la rentabilité globale et de la rentabilité à chaque point de charge.

Les tracés des lignes de transport étudiés sont montrés aux planches 6 et 7. Les scénarios étudiés sont les suivants :

- le tracé boucle a un tronçon commun en biterne passant par MANANTALI, KAYES et BAKEL, puis un tronçon sera monoterme de BAKEL à TOBÈNE passant par TAMBACOUNDA et KAOLACK et un autre tronçon monoterme-fleuve de BAKEL à TOBÈNE passant par MATAM, KAÉDI, BOGHÉ, DAGANA, ROSSO (Mauritanie) et LOUGA;
- dans un premier temps du tracé boucle, le tronçon sud est réalisé suivi du tronçon fleuve à une date à déterminer;
- dans un premier temps du tracé boucle, le tronçon fleuve est réalisé suivi du tronçon sud à une date à déterminer;
- le tracé biterne-fleuve passe par MANANTALI, KAYES, BAKEL, MATAM, DAGANA, LOUGA ET TOBÈNE.

Les principaux points de charge qu'il faut retenir pour comparer les variantes sur une base équivalente sont les suivants : DAKAR, BAMAKO, KAYES, NOUAKCHOTT, MATAM, KAÉDI, PODOR, BOGHÉ, DAGANA, LE LITTORAL DU FLEUVE (incluant LOUGA et ST-LOUIS), KAOLACK ainsi que TAMBACOUNDA.

L'objectif de l'étude est de déterminer le scénario de réalisation optimale du point de vue technique et économique sur une base comparative. L'optimisation de chaque composante sera réalisée lors d'étapes ultérieures (avant-projet et ingénierie).

Chapitre 2 - Pr evision de la demande

2 - Prévion de la demande

Il a été convenu de ne retenir qu'une prévision de base pour la demande de chaque pays. Dans l'étude HQI-Dessau, il a été démontré que les prévisions fortes et faibles avaient peu d'incidence sur les tracés, de sorte que l'élaboration d'une prévision de base s'apparentant à la prévision moyenne dans les diverses études disponibles semble suffisante pour déterminer la rentabilité du projet. De plus, l'horizon de l'étude a été prolongé jusqu'en 2019.

2.1 Mauritanie

Les principaux centres retenus sont : Nouakchott, Kaédi (incluant Mbagne et Bababé), Bogué et Rosso (incluant Keur Macène).

Basse tension

Les hypothèses concernant la BT apparaissent au tableau 2.1 suivant.

Moyenne tension

Les clients MT seront intégrés conformément au «Plan de développement à moyen terme 1988-1992» de Sonélec. Ceci implique pour 1988-1992 l'apparition de 31 nouveaux clients à Nouakchott, 7 à Kaédi, 4 à Rosso et 3 à Bogué. Les consommations moyennes de ces clients apparaissent au tableau 2.1.

Autoproducteurs

Les autoproducteurs ainsi que leur production apparaissent au tableau 2.2. Leur raccordement au réseau Sonélec est graduel et s'effectue avant 1994.

Tableau 2.1 - Mauritanie - Hypothèses de base (1)

	Prévision moyenne
Population	
- Nouakchott	+5,4% / an jusqu'en 1990, + 3,25% / an après.
Consommation moyenne par abonné	
BT - Nouakchott	2 430 kWh, +1% / an
- Kaédi	1 200 kWh, +1% / an
- Rosso, Bogué	1 000 kWh, +1% / an
MT - Nouakchott	118 300 kWh, +1% / an
- Kaédi	60 200 kWh, +2,0% / an
- Rosso, Bogué	31 180 kWh, +2,2% / an
Taux de desserte	
- Nouakchott	36%, +2,5% / an
- Kaédi	6,5%, +5,6% / an
- Rosso, Bogué	13%, +1,5% / an
Personnes par ménage	Application du nombre de personnes par ménage au niveau régional . (cf. recensement agricole)

(1) L'année 1985 sert de référence

Tableau 2.2 - Mauritanie - Autoproducteurs. Production en MWh

	1989	2004	2009	2019
Somis	12 264	18 396	22 995	22 995
Samia	6 912	9 215	11 519	11 519
Ciment	3 504	10 512	13 140	13 140
Spam	876	876	1 095	1 095
MIE	599	599	749	749

Projets industriels

Des projets industriels importants ont été ajoutés aux autres projets déjà inclus dans la MT (cf tableau 2.3). Il s'agit des projets de Somaupral et de Lubrifiants. Le projet de Bophal n'a pas été incorporé dans cette étude puisqu'il a été démontré dans l'étude HQI-Dessau (Vol. 1, page 4.28) qu'il ne modifie pas le choix des tracés.

Tableau 2.3 - Mauritanie - Grands projets industriels - (en MWh)

	1985	1990	1995	2005	2010
Bophal					
Nouakchott		6 570	17 280	25 920	25 920
Kaédi		11 497	15 120	34 020	34 020
Somaupral	700	700	700	700	700
Lubrifiants			1 218	1 740	1 740

Irrigation

À partir de renseignements fournis par l'OMVS, les hectares irrigués ont été révisés de la façon décrite au tableau 2.4. De plus, on a retenu une croissance de 1 000 hectares par an conformément au rapport de Gibb et associés sur la gestion des ouvrages communs.

Tableau 2.4 - Mauritanie - Aménagements nouveaux (hectares)

	1987	2004	2019
Surfaces irriguées			
totales	15 304	27 872	47 304
Keur Macène	7 158	10 296	14 190
Rosso	2 123	3 249	4 730
Bogué	1 453	3 252	6 623
Kaédi	1 517	3 319	6 623
Maghama	592	1 478	3 313
Sélibaby	467	1 105	2 365
Rkiz (incluant Koundi)	1 994	5 173	9 460

Les consommations unitaires utilisées (330 kWh/hectare) correspondent à une seule campagne par année. Toutefois, le nombre de campagnes augmente dans le temps et atteint le plafond de 1.5 campagnes par année conformément à l'étude de Gibb et associés. La consommation moyenne par hectare correspond à celle retenue par Shawinigan-Lavalin (janvier 1984) pour le bassin du Fleuve Sénégal-Rive droite avec 330 kWh/hectare/campagne et à celle évaluée au Mali dans le bassin du Niger avec 351 kWh/hectare/campagne.

La valeur retenue pour l'énergie de pompage (600 kWh/hectare/an) dans l'étude Sonélec correspond à une intensité culturale de deux campagnes complètes par année qui ne peut être atteinte en pratique. De plus, cette consommation s'applique aux surfaces effectivement irriguées qui couvrent deux tiers des surfaces développées. En tenant compte de ces commentaires, on rejoint la consommation par hectare retenue ici ($600/2 \times 1.5 \times 0.67 = 300$ kWh/an).

Tableau 2.5 - Sénégal - Hypothèses de base (1)

	Prévision moyenne
Population	
- Sénégal	+2,9% / an
- R.G.I.	+3,2% / an
- Tous centres	(Taux de croissance par région - selon recensement)
Consommation moyenne par abonné	
Basse tension	
R.G.I.	
- U.D. (usage domestique)	1 050 kWh, +1% / an
- U.P. (usage professionnel)	1 850 kWh, +0,8% / an
- Éclairage public	+3,5% / an
Autres centres:	
Matam, Kaolack, Tambacounda	
- U.D.	610 kWh, +1% / an
- U.P.	1 500 kWh, constant
- Éclairage public	+3,5% / an
Podor, Louga, St-Louis	
- U.D.	800 kWh, +1% / an
- U.P.	1 300 kWh, constant
- Éclairage public	+3,5% / an
Dagana	
- BT totale	680 kWh, +3,0% / an
Moyenne tension	
R.G.I.	
Matam	332 130 kWh, +1% / an
Podor, St-Louis, Louga	74 580 kWh, +1% / an
Dagana, Kaolack	74 580 kWh, constant
	74 580 kWh, constant
Taux de desserte domestique	
R.G.I.	
Matam	24%, +2,1% / an
Podor, St-Louis, Louga	35%, +1,9% / an
Dagana, Kaolack	32%, constant
	36%, +0,5% / an
Personnes par ménage	
R.G.I.	
Matam	8,1, -0,5% / an
Podor, St-Louis, Louga	9,3, constant
Dagana, Kaolack	9,3, constant
	9,3, constant
Haute tension	
Taiba	
Sococim	89,7 GWh, +4,1% / an
	62,4 GWh, +2,7% / an

(1) L'année 1987 sert de référence

2.2 Sénégal

Les principaux centres retenus sont Matam, Podor, Dagana, le secteur du littoral (incluant Louga et St-Louis et les centres secondaires s'y rattachant), Kaolack et Tambacounda. Le Réseau Général (R.G.) comprenant les régions du Cap Vert, de Thiès et Diourbel est traité comme un point de charge.

Basse, moyenne et haute tension

Les hypothèses concernant les divers paliers de tension apparaissent au tableau 2.5.

Autoproducteurs

Les autoproducteurs recensés au Sénégal continuent à fonctionner à partir de leur source propre et ne se raccorderont pas au réseau général.

Projets industriels

Les projets industriels incorporés à la prévision sont décrits au tableau 2.6.

En plus du réseau général, il faut ajouter l'implantation de rizerie à Dagana (2005), Podor (1995) et Matam (1997).

Tableau 2.6 - Sénégal - Projets industriels. Réseau général (MWh)

	1989	1994	2004	2019
Sotexka Kaolack	7 900	20 820	20 820	20 820
Sotexka Louga	2 700	6 700	6 700	6 700
Canal de Cayor		25 000	55 000	72 000
Sisac	2 000	2 000	2 000	2 000
Autres projets (Serpa et Palais de Djily)	1 310	1 310	1 310	1 310

Irrigation

Le nombre d'hectares irrigués a été révisé à partir du recensement des surfaces irriguées effectué par l'OMVS en date de juillet 1987. Leur croissance (2 500 hectares par an) a été ajustée conformément au rapport Gibb et associés sur la gestion des ouvrages communs. Les résultats de ces ajustements sont repris au tableau 2.7.

Tableau 2.7 - Sénégal - Aménagements nouveaux. (hectares)

	1987	2004	2019
Dagana	25 006	35 206	44 206
Podor	7 127	25 827	42 327
Matam	4 605	14 805	23 805
Bakel	1 677	5 077	8 077
TOTAL	38 415	80 915	118 415

2.3 Mali

Les principaux centres de consommation sont ceux du réseau interconnecté actuel auquel s'ajoute la boucle Ségou, Koutiala, Sikasso et Bougouni. De plus, le cercle de Kayes a aussi fait l'objet d'une prévision.

Raccordement à la boucle

Par rapport au Plan directeur du Mali, nous avons actualisé les phases de raccordement de la boucle :

Kalana	=	1990
Ségou	=	1991
Bougouni	=	1995
Koutiala	=	1996
Sikasso	=	1999

Tableau 2.8 - Mali - Hypothèses de base (1)

	Prévision moyenne
Population	
- Réseau interconnecté	+7% / an jusqu'en 1997, +6% / an de 1998 à 2010 +5% / an de 2011 à 2019
- Centres urbains	+3,7% / an
Consommation moyenne par abonné	
Basse tension	
- Réseau interconnecté	2 730 kWh, +1,7% / an
- Centres urbains	935 kWh, +1,5% / an
Moyenne tension	
- Réseau interconnecté	241 190 kWh, constant
- Centres urbains	72 050 kWh, +1,8% / an
Taux de desserte domestique	
- Réseau interconnecté	39,2%, +0,3% / an
- Centres urbains	29,0%, +1,5% / an
Personnes par concession	
- Réseau interconnecté	12,9
- Autres centres	12,1

(1) L'année 1986 sert de référence

Basse et moyenne tension

Les hypothèses concernant ces paliers de tension apparaissent au tableau 2.8.

Autoproducteurs

Les autoproducteurs (tableau 2.9) sont ceux recensés dans la région de Ségou et ils sont intégrés à la prévision lors du raccordement de la région au réseau général.

Tableau 2.9 - Mali - Autoproducteurs

	1989 MWh	1994 MWh	2004 MWh	2019 MWh
Région de Ségou			5 008	6 000
CMDT	4 000	4 000	4 000	4 000
Office du Niger	8 000	8 000	8 000	8 000
Comatex	9 600	11 040	12 500	12 500
Autres	4 700	4 700	4 700	4 700

D'autres autoproducteurs existent dans la région de Kayes dont la Sepama et une usine de marbre; nous avons supposé pour ceux-là un raccordement aux mêmes années que les années d'électrification de la région.

Projets industriels

Les projets industriels importants (incluant les extensions importantes prévues de la part de certaines entreprises) ont été repertoriés dans le Plan directeur du Mali effectué par Tractebel. Ces projets ont été reconduits dans la prévision actuelle et ils sont repris dans le tableau 2.10.

Tableau 2.10 - Mali - Liste des projets industriels et des extensions importantes de firmes existantes (énergie et puissance)

	1989		1994		2004		2019	
	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW
Réseau interconnecté								
GMM	3 000	1 000	3 000	1 000	3 000	1 000	3 000	1 000
Sepom	1 400	500	3 000	1 000	3 000	1 000	4 000	1 000
Comanav	900	200	1 200	300	1 200	300	1 200	300
Somabipal	600	100	600	100	1 000	100	1 000	100
Somalibo	2 800		2 800	1 920	4 000	2 200	4 000	2 200
Somaci	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	600	1 000	600
Mailait	700	150	500	150	1 000	300	1 000	300
Sonatam	1 000		1 200	225	1 600	300	1 600	300
Itema	10 500	1 700	12 000	1 700	10 500	1 700	10 000	1 700
Kangana							5 000	
Kalana			15 000				20 000	
Broyage Klincker			4 750		9 500		9 500	
Koutlala								
Huicoma	3 000	1 000	3 000	1 000	3 000		3 000	1 000
Sikasso								
Ferme de thé	600	140	600	140	600	140	600	140
Emana	350	80	350	80	350	80	350	80
Kayes								
2 ^e cimenterie			4 400		23 400		124 682	
Minoterie					100		100	

Irrigation

L'OMVS a répertorié 425,5 hectares irrigués au Mali en juillet 1987. Compte tenu des faibles superficies, cet élément n'a pas été incorporé à la prévision actuelle.

2.4 Prévisions pour la période 1988/2019

On trouvera ci-joints les résultats récapitulatifs pour Nouakchott, Dakar et Bamako. Les résultats détaillés pour chaque point de charge se retrouvent en annexe.

Tableau 2.11 Prévisions de la demande (1)

	1988	1989	1994	2004	2014	2019	Taux annuel moyen
Mauritanie							
Nouakchott							
- Production (GWH)	60,9	66,3	133,0	216,9	305,5	359,6	5,9
- Puissance (MW)	12,9	14,0	28,1	45,0	63,4	74,6	5,8
- Puissance min. (MW)	3,8	4,1	8,2	13,6	19,2	22,6	6,0
Sénégal							
R.G.I.							
- Production (GWH)	779,1	814,8	1 078,1	1 897,8	3 035,5	3 728,2	5,2
- Puissance (MW)	131,4	137,7	177,7	310,5	500,7	613,7	5,1
- Puissance min. (MW)	53,9	59,2	84,6	152,1	245,3	300,7	5,7
Mali							
Réseau Interconnecté							
- Production (GWH)	193,4	211,5	363,2	738,5	1 204,2	1 512,9	6,9
- Puissance (MW)	37,2	41,8	73,6	148,2	237,8	297,8	7,0
- Puissance min. (MW)	13,1	14,0	23,3	48,0	79,5	100,2	6,8

(1) On trouvera en annexe le détail de ces prévisions, ainsi que celles pour les autres centres non repris dans ce tableau.

3 - Paramètres de planification du réseau

3 - Paramètres de planification du réseau

3.1 Projets hydro-électriques :

3.1.1 Coûts d'investissement et d'exploitation

Les données de coût des aménagements hydro-électriques retenues pour cette étude sont extraites du Plan directeur du Mali et des études de pré-faisabilité effectuées pour les projets de Félou, Gouina et Petit Kéné et de l'étude de faisabilité réalisée pour l'aménagement de Kékreti. Ces coûts ont été réactualisés à fin 1988 et sont repris dans le tableau suivant. Les intérêts intercalaires durant la construction calculés à un taux de 8 % représentent 17,1 % des coûts pour ce type d'équipement.

Tableau 3.1 - Coûts d'investissements et coûts fixes d'exploitation

Aménagement hydro-électrique	Puissance nominale (MW)	Coûts d'investissement (MFCFA)	Coût fixe d'exploitation (MFCFA/an)
Manantall			
Centrale	80	19 700	450
	120	28 910	480
	160	33 460	500
	200	34 460	520
Félou			
Génie civil		34 640	
Équipements		26 110	
TOTAL	105	60 750	910
Gouina			
Génie civil		29 050	
Équipements		26 780	
TOTAL	104	55 830	837
Petit Kéné (4 groupes)			
Génie civil		22 450	
Équ. élec. et méc.		18 950	
TOTAL	48	41 400	621
Kékreti (2 groupes)			
Génie civil et équ. méc.		26 360	
Équ. élec.		5 600	
TOTAL	32	31 960	479

3.1.2 Productibles

Les productibles moyens des aménagements hydro-électriques ont été évalués en année moyenne (série longue 1904-1984) et en année sèche (série courte 1970-1984), selon la méthodologie détaillée en annexe, pour les centrales de Manantali, Félou et Gouina (bassin du fleuve Sénégal).

Le tableau 3.2 reprend les puissances garanties des centrales. Les puissances garanties de Manantali ont été calculées dans l'Étude des Ouvrages Communs de l'OMVS, pour une garantie de 100 % et une garantie de 95 %. Pour les autres centrales, on ne dispose pas de la garantie à 100 % faute d'une simulation détaillée de la gestion. Les valeurs reprises sont garanties à 95 % ou plus.

Tableau 3.2 - Puissances garanties (MW en régime continu)

		Crue 0,0	Crue 7,5	Crue 8,5	Crue 10,0
Manantali	(100 %)	86	34	17	5
Manantali	(95 %)	100	70	50	20
Félou	(95 %)	33	10	-	-
Gouina	(95 %)	29	9	-	-
Petit Kénié	(95 %)	18	18	18	18
Kekreti	(95 %)	14	14	14	14

Pour ces centrales, on a également évalué l'impact des crues artificielles envisageables. Le tableau 3.3 reprend les évaluations du productible de toutes les centrales, pour un facteur d'utilisation mensuelle de 0,75, qui traduit l'obligation de modulation de la production hydraulique pour suivre la courbe de charge journalière. Cette modulation entraîne une perte de productible en période de hautes eaux.

Les études techniques montreront s'il faut envisager une limitation supplémentaire du productible certaines années où l'énergie disponible en saison des pluies ne peut être placée pour cause de demande insuffisante, ou bien si cette limitation peut être compensée par une réduction de la modulation de la production.

Les études techniques et économiques détaillées seront basées sur la simulation de l'année moyenne avec maintien d'une crue artificielle de $7,5 \times 10^9 \text{ m}^3$.

Le tableau 3.3 montre que cette variante est la plus pertinente :

- le maintien d'une crue artificielle en année sèche est extrêmement pénalisant,
- par contre, la suppression de la crue artificielle en année sèche permet de maintenir le productible, en l'améliorant même quelque peu.

L'analyse de sensibilité des résultats aux divers niveaux de crue artificielle sera basée sur les différents productibles, sans modification de l'échéancier des investissements.

Tableau 3.3 - Productibles en GWh/an (1)

Aménagement (MW)	Puissance nominale	Année moyenne (1904-1984)				Année sèche (1970-1984)			
		Crue 0,0	Crue 7,5	Crue 8,5	Crue 10,0	Crue 0,0	Crue 7,5	Crue 8,5	Crue 10,0
Manantall	200	920	824	802	769	832	573	505	430
Félou	105	416	370	359	337	405	262	228	191
Goulina	104	393	349	338	316	369	252	218	181
TOTAL		1 729	1 543	1 499	1 422	1 606	1 087	951	802
Pénalisation due à la crue			-186	-230	-307		-519	-655	-804
Petit Kénié	48.0	235	235	235	235	228	228	228	228
Kekretl	32.0	185	185	185	185	175	175	175	175
PRODUCTIBLE TOTAL		2 149	1 963	1 919	1 842	2 009	1 490	1 354	1 205
Variantes									
Manantall	160	855	748	726	683	813	513	451	385
	120	768	660	638	595	762	447	393	335
	80	526	525	503	460	526	381	335	286

(1) Facteur d'utilisation de la pointe = 0,75

3.1.3 Coûts de production

Les coûts de production ont été calculés sur base des coûts d'investissement et d'exploitation, et des productibles cités ci-dessus pour un taux d'actualisation de 8 % et en tenant compte des durées de vie de 30 ans pour les équipements et de 50 ans pour le génie civil .

Tableau 3.4 - Coûts moyens

Aménagement hydro-électrique	Puissance (MW)	Productible (GWh/an)		Coût moyen (FCFA de 1988/kWh)	
		Crue 7,5	Crue 0,0	Crue 7,5	Crue 0,0
Manantall					
Centrale	80	525	526	4,8	4,8
	120	660	768	5,3	4,5
	160	748	855	5,3	4,7
	200	824	920	5,0	4,5
Félou					
Génie civil					
Équipements					
TOTAL	104,8	370	416	18,8	16,7
Goulina					
Génie civil					
Équipements					
TOTAL	104	349	393	18,3	16,3
Petit Kéné					
Génie civil					
Équipements					
TOTAL	48	235		20,3	
Kekretl					
Génie civil					
Équipements					
TOTAL	32	185		20,8	

3.2 Centrales thermiques

3.2.1 Coûts d'investissements, coûts fixes (administration et exploitation)

Ces coûts ainsi que les caractéristiques techniques des différents types de centrales thermiques sont repris au Tableau 3.5.

3.2.2 Coût de l'énergie primaire

Combustibles liquides et lubrifiant

Les coûts des combustibles liquides sont liés au prix du pétrole brut défini dans les termes de référence par les relations suivantes :

Pétrole brut	$C_{br/t}$	=	$C_{br/bl} (0,159 \times 0,9)$ (en USD/t)
Fuel lourd spot	$C_{fl \text{ spot}}$	=	$C_{br/t} \times 0,75$ (en USD/t)
Fuel lourd à DAKAR	$C_{fl \text{ DAKAR}}$	=	$C_{fl \text{ spot}} \times 1,09 \times 1,4$ (en USD/t) 1,09 : transport Europe - Afrique de l'Ouest 1,4 : conversion prix spot en prix contrat
Diesel oil spot	$C_{dso \text{ spot}}$	=	$C_{br/t} \times 1,25$ (en USD/t)
Diesel oil à DAKAR	$C_{dso \text{ DAKAR}}$	=	$C_{dso \text{ spot}} \times 1,06 \times 1,4$ (en USD/t) 1,06 : transport Europe - Afrique de l'Ouest 1,4 : conversion prix spot en prix contrat
Huile	C_{huile}	=	$C_{br/t} \times 5 + 900$ (en USD/t)

À ces coûts convertis en FCFA (à la parité de 300 FCFA/USD), on ajoute 50 FCFA par kilomètre et par tonne pour le transport terrestre.

Le calcul des coûts de production des unités thermiques a été effectué avec le pétrole brut à 20 USD/bl.

Tableau 3.5 - Coûts fixes d'investissement et d'exploitation et caractéristiques des centrales thermiques

OMVS

TYPE D'UNITÉ	PUISSANCE CONTINUE (MW)	COÛT MFCFA MW	COÛT EXPLOITATION (MFCFA/MW.AN)	VIE UTILE (AN)	INTÉRÊT INTERCALAIRE (%)	TYPE DE COMBUSTIBLE	CONSOMMATION SPÉCIFIQUE (g/kWh)	CONSOMMATION D'HUILE (g/kWh)	DISPONIBILITÉ			
									ALEAT.	PROGR.	TOTALE	
Actualisation des coûts à fin 1988												
DAKAR ET NOUAKCHOTT (1)												
DIESEL S.R.	2*21MW	39,0	310	12,4	15	10,2	FUEL LOURD	225	2,2	0,82	0,88	0,72
DIESEL LENT	2*20MW	36,0	370	10,3	15	10,2	FUEL LOURD	225	1,7	0,88	0,88	0,77
TAV FUEL	30MW	28,2	350	11,5	25	12,5	FUEL LOURD	310		0,88	0,91	0,80
TAV CHARBON	1*40MW	36,4	625	17,1	25	12,5	CHARBON	490		0,85	0,91	0,77
	2*40MW	72,8	500	17,1	25	12,5	CHARBON	490		0,85	0,91	0,77
TAG (2)	2*24MW	43,0	135	5,8	15	3,9	DIESEL OIL	335		0,89	0,90	0,80
- à taux de charge de 50%								410		0,89	0,90	0,80
TAG	2*24MW	39,0	180	9,9	15	3,9	FUEL LOURD	360		0,85	0,88	0,75
- à taux de charge de 50%								440		0,85	0,88	0,75
VEGA	2*(2*24+1*23MW)	120,0	225	11,5	15	8,1	FUEL LOURD	230		0,76	0,79	0,60
VEGA	2*24+1*23MW	60,0	250	11,5	15	8,1	FUEL LOURD	230		0,76	0,79	0,60
CENTRALES ISOLÉES												
DIESEL	3*1000kW	3,0	330	21	14	8,1	DIESEL OIL	250	3,5			0,60
DIESEL	3*750kW	2,1	350	22	14	8,1	DIESEL OIL	250	3,5			0,60
DIESEL	3*500kW	1,5	380	24	13	8,1	DIESEL OIL	260	4,5			0,60
DIESEL	3*350kW	1,0	420	27	12	8,1	DIESEL OIL	260	4,5			0,60
DIESEL	3*250kW	0,7	440	31	12	8,1	DIESEL OIL	260	4,5			0,60
DIESEL	3*100kW	0,3	520	50	11	8,1	DIESEL OIL	300	5,5			0,60
BAMAKO (3)												
DIESEL S.R.	2*16MW	30,0	315	12,6	15	10,2	FUEL LOURD	225	2,0	0,85	0,88	0,75
DIESEL S.R.	2*8MW	15,0	340	15,3	15	10,2	FUEL LOURD	235	2,0	0,85	0,88	0,75
DIESEL S.R.	2*5,5MW	10,0	350	15,8	15	10,2	FUEL LOURD	235	2,0	0,85	0,88	0,75
TAG	2*25MW	43,6	150	6	15	3,9	DIESEL OIL	370		0,89	0,90	0,80
TAG	2*25MW	30,0	218	8,7	15	3,9	DIESEL OIL	410		0,89	0,90	0,80
TAG	2*10MW	17,6	215	10	15	3,9	DIESEL OIL	370		0,89	0,90	0,80

(1) Basé sur : Plan Directeur du Sénégal

(2) TAG : Turbine à Gaz TAV : Turbine à vapeur VEGA : Turbine à cycle combiné

(3) Basé sur : Plan Directeur du Mali

Coût du charbon

Le prix du charbon FOB (en USD/t) est majoré de 30 USD/t pour les frais de transport et de manutention puis converti en FCFA (à la parité de 300 FCFA/USD) pour fournir le coût du charbon aux centrales thermiques de Dakar.

L'hypothèse du prix du charbon associé au prix de 20 USD/bl pour le pétrole est de 40 USD/t. On retiendra un prix FOB du charbon de 35 USD/t pour le pétrole à 15 USD/bl et de 45 USD/t pour le pétrole à 25 USD/bl.

3.2.3 Coûts de production

Au tableau 3.6, on trouvera les coûts de production thermique pour les différentes unités et les différents lieux d'installation. Notons que le combustible à Nouakchott a été majoré de 5 % pour tenir compte des écarts dans les coûts de transport. Ces coûts sont calculés pour un facteur d'utilisation maximal et pour une utilisation de 50 %. Pour les centrales isolées, les calculs sont effectués pour des distances de 500 km et 1 300 km.

3.3 Réseaux nationaux

Pour chacun des pays il faut prendre en considération les modifications qui auront été effectuées lors de la mise en service de Manantali ainsi que les modifications planifiées pour les besoins des réseaux selon les plans directeurs disponibles.

- Pour le Sénégal, cela implique le réseau à 225 kV ainsi que certaines lignes à 90 kV.
- Pour le Mali cela implique que Manantali sera relié à Bamako par une ligne à 225 kV dès la mise en service de la centrale.

3.4 Critère de sécurité d'alimentation de la charge

Chaque réseau national doit avoir une capacité de réserve suffisante pour alimenter la totalité de la charge à la suite de la non disponibilité d'un de ses éléments en tenant compte du taux de disponibilité actuelle.

Pour les scénarios boucle et biterne, cela implique qu'il faut déterminer la capacité maximale de transit lorsqu'un tronçon de ligne est non disponible et prévoir l'équipement thermique requis.

Pour les cas où il n'y a qu'une ligne d'alimentation, il faut non seulement une capacité thermique suffisante, mais aussi une certaine quantité de production thermique permanente afin d'être en mesure de reprendre rapidement les charges prioritaires.

Tableau 3.6 - Coûts de production

Type d'unité (GWh/an)		Production Max. (FCFA/kWh)	Coût Unitaire	
Actualisation des coûts à la fin 1988			fu max	fu 0,5
1	2	3	4	
Dakar				
Diesel S.R.	2*21 MW	246,5	20,1	23,8
Diesel lent	2*20 MW	244,2	20,2	24,8
Tav fuel	30 MW	197,8	21,8	25,9
Tav charbon	1*40 MW	246,6	22,5	29,2
	2*40 MW	493,3	20,6	26,2
Tag	2*24 MW	301,3	29,2	31,1
- à taux de charge de 50%		154,2	38,1	41,8
Tag	2*24 MW	256,2	22,1	24,5
- à taux de charge de 50%		131,4	30,5	35,3
Vega	2*(2*24+1*23 MW)	631,1	18,6	20,2
Vega	2*24+1*23 MW	315,6	19,2	20,9
Nouakchott				
Diesel S.R.	2*21 MW	246,5	20,7	24,3
Diesel lent	2*20 MW	244,2	20,7	25,4
Tav fuel	30 MW	197,8	22,5	26,7
Tav charbon	1*40 MW	246,6	22,5	29,2
	2*40 MW	493,3	20,6	26,2
Tag	2*24 MW	301,3	30,5	32,4
Tag	2*24 MW	154,2	39,7	43,4
Tag	2*24 MW	256,2	23,0	25,4
Tag	2*24 MW	131,4	31,6	36,3
Vega	2*(2*24+1*23 MW)	631,1	19,2	20,7
Vega	2*24+1*23 MW	315,6	19,8	21,4
Bamako				
Diesel S.R.	2*16 MW	197,1	34,6	38,7
Diesel S.R.	2*8 MW	98,6	36,6	41,1
Diesel S.R.	2*5,5 MW	65,7	36,9	41,5
Tag	2*25 MW	305,5	56,3	58,4
- à taux de charge de 50%		210,2	63,6	66,6
Tag	2*10 MW	123,3	58,0	61,1
- à taux de charge de 50%		84,1	66,1	70,6
Tav fuel	2*25 MW	350,4	43,3	48,6
Centrales Isolées			Dakar+500km	Dakar+1 300km
			Fu=0,6	Fu=0,6
Diesel	3*1 000 kW	15,8	39,7	49,8
Diesel	3*750 kW	11,0	40,4	50,5
Diesel	3*500 kW	7,9	43,4	54,0
Diesel	3*350 kW	5,3	45,6	56,2
Diesel	3*250 kW	3,7	46,9	57,5
Diesel	3*100 kW	1,6	58,1	70,3

Chapitre 4 - Critères de fonctionnement des réseaux et données des études techniques

Lignes à 90 kV (Câble de garde) :

Chaque ligne sera équipée d'un (1) câble de garde de $94,1 \text{ mm}^2$ en aluminium-acier.

5.1.2 Pylônes

Les pylônes monoternes et biternes à 225 kV ainsi que les pylônes monoternes à 90 kV seront conçus en fonction de caractéristiques générales énumérées dans ce document. Les silhouettes envisagées sont montrées en annexe, figures 8, 9 et 10.

Cas de charge

Charges transversales :

Conducteur:

Vent maximal : 550 Pa à 27°C

Facteur de sécurité : 1,15 à la limite élastique

Pylône d'alignement :

Vent maximal : 1 400 Pa sur 1,5 fois la surface exposée au vent.

Facteur de sécurité : 1,5 à la limite élastique

Pylônes d'angle et d'arrêt :

Vent maximal : 1 400 Pa sur 1,5 fois la surface exposée au vent.

Facteur de sécurité : 1,8 à la limite élastique

Charges longitudinales :

Rupture d'une phase ou du câble de garde :

70% de la tension de rupture avec vent moyen de 275 Pa à 27°C.

Chapitre 6 - Méthodologie de l'analyse économique

6 - Méthodologie de l'analyse économique

L'analyse économique comporte deux phases principales, d'une part la comparaison des scénarios et le choix d'un scénario optimal, d'autre part l'analyse de la rentabilité économique du scénario retenu au terme de la phase précédente.

6.1 Comparaison des scénarios

6.1.1 Principes généraux

La comparaison des scénarios définis dans les termes de référence et précisés dans l'analyse technique sera basée sur la comparaison des valeurs actualisées nettes des coûts d'investissement, d'entretien, d'exploitation et de défaillance de chaque scénario d'évolution du système de production-transport comprenant la centrale de Manantali, les autres aménagements hydro-électriques économiquement justifiés et le tracé étudié et ses développements.

Puisque les tracés retenus dans les différents scénarios ne permettent pas de desservir directement tous les points de charge de la partie Ouest du réseau de transport (au Sénégal et en Mauritanie), la comparaison portera sur l'alimentation de la zone géographique couverte par tous les scénarios dans leur ensemble en choisissant pour chaque point de charge le type d'alimentation qui conduit à la solution de moindre coût (production locale ou raccordement au réseau).

La construction de la centrale de Manantali (2 groupes de 40 MW) et le raccordement immédiat du réseau de Bamako à la centrale ont été justifiés dans l'étude du Plan Directeur du Mali pour les seuls besoins du Mali dans des conditions économiques et de demande proches de celles retenues dans la présente étude. La liaison Manantali-Bamako sera donc réalisée dès la mise en service de la centrale en 1994. La production de Manantali non consommée à Bamako sera donc livrée aux réseaux vers l'ouest et devra être acheminée vers les différents points de charge par le réseau de transport à étudier.

Les parcs de production de chacun des systèmes nationaux et locaux seront établis de manière à assurer le même niveau de qualité de service et de sécurité d'alimentation quel que soit le scénario étudié.

Les parcs de production seront dimensionnés de manière à satisfaire la demande des réseaux en année sèche, sans crue artificielle, tenant compte de la puissance hydro-électrique garantie à 95 % (voir tableau 3.2, crue 0,0)

Les parcs de production, avant la mise en service de Manantali, et le programme de déclassement des unités existantes seront conformes aux plans de développement les plus récents.

Pour l'analyse économique, la répartition de l'énergie produite par Manantali et d'autres sites hydro-électriques à aménager sera réalisée en suivant l'évolution de la demande de chaque point de charge et de manière à réaliser les substitutions, de la production thermique par l'hydraulique, les plus avantageuses économiquement.

6.1.2 Paramètres et données de base

Les termes de référence définissent certaines données de base pour l'analyse économique et les études de sensibilité.

Les taux d'actualisation, le taux de change USD/FCFA, le prix du pétrole brut, la période de planification et les vies économiques des matériels sont précisés.

Les données retenues dans les termes de références sont les suivantes :

Tableau 6.1 - Données des termes de références

Données		Base	Sensibilités
Taux d'actualisation	(%)	8	6, 10
Taux de change	(FCFA/USD)	300	
Prix du pétrole	(USD/bl)	20	15, 25
Période de planification	(ans)	25	
Vie centrale hydraulique	(ans)	30	
barrage	(ans)	50	
lignes et postes	(ans)	30	
centrale diesel	(ans)	15	
turbine à gaz	(ans)	15	
centrale à vapeur	(ans)	25	

Toutefois, en ce qui concerne la variante haute du prix du pétrole brut, les Ingénieurs-Conseils proposent de substituer à la valeur constante de 25 USD/bl le scénario d'évolution de prix suivant qui suppose un taux de 3,4 % par an soit 1,6 % en deçà de l'inflation américaine prévue de 5,0 % par an sur la même période.

	USD/baril
1990	20
1995	25
2000	30
2005	35
2010	42
2020	54

6.1.3 Aménagements hydro-électriques (c/f Section 3.1)

Les données relatives aux productibles des centrales hydrauliques et à leur coût de construction seront réévaluées (à la fin 1988 pour les coûts) sur base des informations les plus récentes. Pour les aménagements en aval de Manantali (Félou et Gouina) on retiendra les schémas les plus favorables (4 x 26,5 MW et 4 x 26 MW respectivement) proposés dans les études de préfaisabilité réalisées dans le cadre du Plan Directeur du Mali (TRACTEBEL - 1988); pour Kékreti, les résultats de l'étude de faisabilité réalisée pour l'OMVG (Organisation pour la mise en valeur du fleuve Gambie) en 1986 (AGRAR und Hydrotechnik and Howard Humphreys).

Les productibles des ouvrages en aval de Manantali seront réévalués en tenant compte de la règle de gestion de Manantali retenue dans l'Étude de la Gestion des Ouvrages Communs (Sir A. GIBB and Partners - EDF - Euroconsult) qui prévoit en particulier une crue artificielle de $7.5 \times 10^9 \text{ m}^3$. L'analyse économique sera basée sur les productibles moyens mais en tenant compte des contraintes d'équipement liées aux années sèches. Elle sera complétée par une analyse de sensibilité de l'impact d'une série d'années sèches et de l'ampleur de la crue artificielle sur la rentabilité du scénario retenu.

6.1.4 Centrales thermiques (c/f Section 3.2)

Les données relatives aux groupes thermiques seront extraites des études antérieures et ajustées aux conditions économiques de fin 1988. Ce réajustement tiendra compte de l'évolution récente des marchés. Pour les groupes diesels en particulier, on a constaté peu d'évolution de prix au cours des 3 dernières années, les hausses de prix en USD étant compensées par la chute du dollar par rapport aux monnaies européennes dont le franc français et par conséquent le franc CFA.

Les coûts d'exploitation et d'entretien retenus pour les groupes thermiques tiendront compte des différences liées à leur lieu d'installation et à leurs conditions d'emploi (usages de base, de pointe ou de secours par exemple). En particulier, les conditions d'emploi pourront affecter les durées de vie de ces équipements.

6.1.5 Coût de l'énergie primaire (c/f Section 3.2)

Les coûts économiques des produits pétroliers seront calculés sur base du coût du pétrole brut et des conditions du marché ouest africain.

On déterminera les coûts du fuel lourd, du diesel oil et du gasoil sur base des marchés internationaux et de leur coût de transport aux divers points de production.

Le coût du charbon pour l'alimentation d'une centrale thermique à DAKAR sera évalué en concordance avec l'hypothèse retenue pour le coût du pétrole brut.

6.1.6 Valorisation de l'énergie non fournie (défaillance)

Bien que la planification des systèmes de production assure un niveau de sécurité identique dans chaque variante de tracé, la perte de tout ou partie de l'alimentation en provenance de Manantali n'aura pas les mêmes conséquences selon les caractéristiques retenues pour le réseau de transport. En effet, un défaut permanent sur un seul circuit entraînera un déficit de puissance plus immédiatement contraignant lorsque le réseau de transport ne comporte qu'un seul circuit que lorsqu'il possède 2 circuits (en parallèle ou en boucle).

Pour cette raison, on devra évaluer la probabilité d'occurrence de ce type d'incident dans les différentes configurations du réseau de transport et en déterminer les conséquences (en profondeur et en durée) au niveau de la satisfaction de la demande. L'espérance mathématique d'énergie non fournie qui résultera de cette évaluation fera l'objet d'une valorisation économique qui s'ajoutera aux coûts d'investissement, d'entretien et d'exploitation de la variante concernée.

Le coût unitaire de l'énergie non fournie sera le coût implicite de la défaillance admis pour la planification du réseau interconnecté du Sénégal. C'est-à-dire la dépense marginale (investissement et exploitation) que le producteur-transporteur consent, en raison des règles de planification qu'il s'impose, pour réduire d'une unité l'énergie non fournie dans son réseau. Le réseau interconnecté du Sénégal est choisi par le fait qu'il est le seul à être affecté différemment par les défaillances en fonction du scénario étudié.

6.1.7 Proposition de scénario optimal

Le choix d'un scénario optimal sera basé sur l'analyse économique comparative des scénarios présentés ci-dessus, complétée par la mise en exergue des principaux avantages et inconvénients techniques et économiques de chacun des scénarios.

Compte tenu que le tronçon est commun aux deux tracés, le Consultant proposera le scénario optimal d'interconnexion de la centrale de Manantali avec les réseaux situés à l'Ouest (Sénégal et Mauritanie). La rentabilité économique du scénario proposé sera étudiée selon la méthodologie décrite ci-après.

6.2 Rentabilité économique du projet

La rentabilité économique de la centrale de Manantali et des réseaux de transport associés sera calculée par rapport à une variante mixte thermique prise comme référence.

Le projet étudié comporte :

- la centrale de Manantali,
- les lignes et postes du réseau de transport destinés à évacuer sa production vers l'Est et vers l'Ouest conformément au scénario retenu,
- les autres aménagements hydro-électriques à réaliser à l'ouest de Manantali, s'ils sont justifiés économiquement,
- les unités de production thermique destinées à assurer l'alimentation de la demande dans la zone couverte par le scénario retenu au cours de la période étudiée, soit pour compléter les moyens de production du réseau interconnecté, soit pour desservir temporairement des demandes locales.

Pour le programme d'équipement de référence, le consultant établira un programme de production comme si le projet Manantali n'existait pas et qui servira de référence. Pour chacun des centres de Bamako, Nouakchott et Dakar, il s'agit d'évaluer le type d'équipement que l'énergie produite à Manantali peut déplacer.

- Bamako :
Le programme de référence sera hydro-thermique et correspondra à celui du plan directeur effectué par Tractebel.
- Nouakchott :
En supposant la mise en service de la centrale de 28MW telle que prévue, il faudra ajouter des tranches additionnelles de groupes diesel.
- Dakar :
À partir du plan directeur effectué par EDF International, il faudra retenir un scénario probable d'équipement thermique à mettre en place.

Dans chaque cas, il sera tenu compte des coûts d'investissement, d'entretien et d'exploitation des ouvrages de production et de transport concernés.

6.3 Remarques générales concernant l'analyse économique

6.3.1

L'analyse économique ne doit considérer en ce qui concerne Manantali que le seul coût de la centrale; les coûts relatifs au barrage (déjà construit) ne peuvent être pris en compte (sunk cost). Toutefois, pour connaître la part du barrage qui pourra être prise en charge par la fonction électricité, les calculs économiques seront réalisés avec un coût réactualisé à la fin de 1988 du barrage imputé à l'énergie hydraulique pour 0 %, 43.8 % ou 100 % à partir de la mise en service de la centrale.

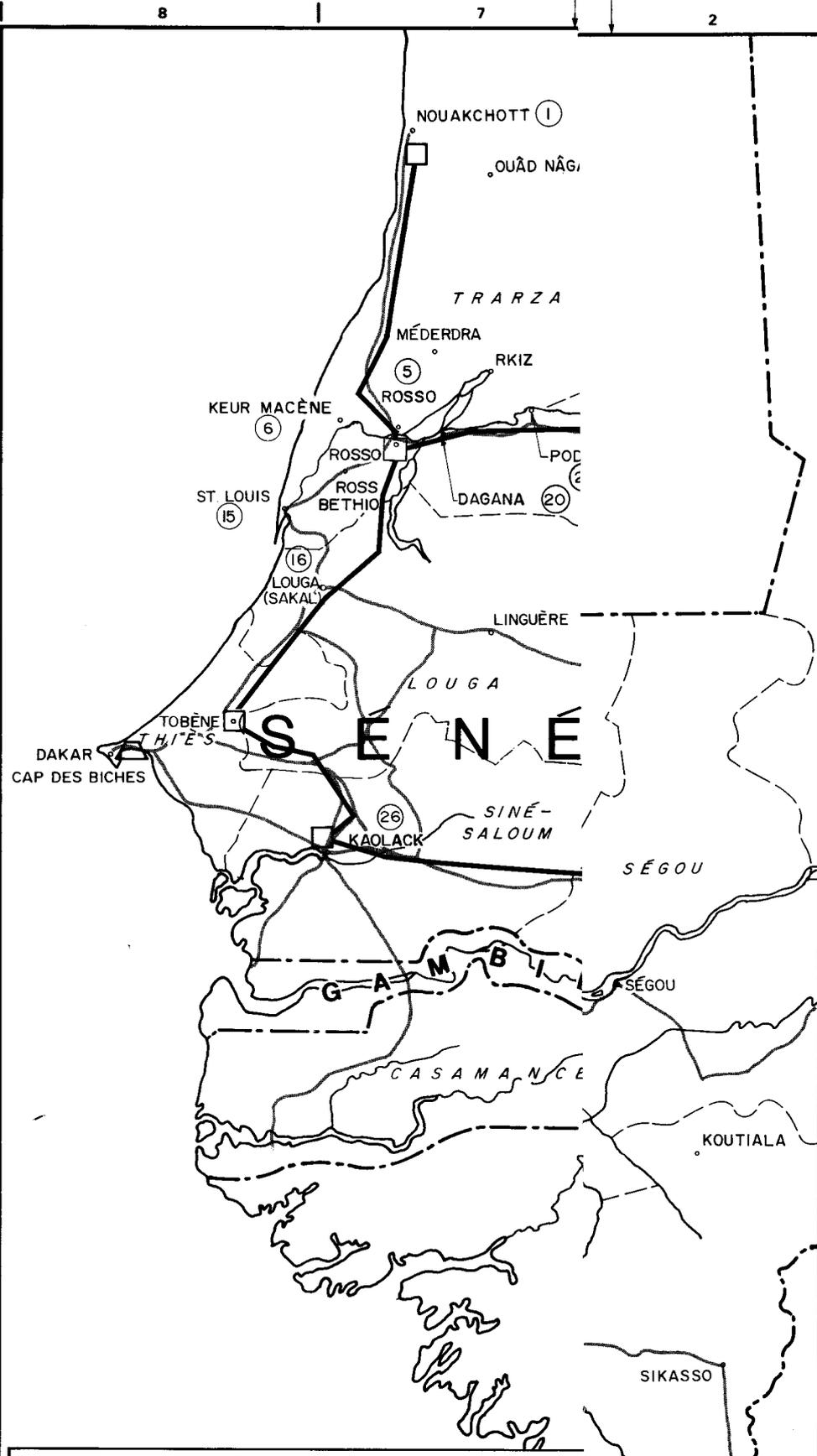
6.3.2

Le calcul de la valeur actualisée nette de chaque scénario à fin 1988 et le calcul de la rentabilité économique du scénario proposé seront réalisés sur une période de 50 ans, bien que la période de planification soit limitée à 25 ans, de manière à réduire l'influence sur le résultat de la méthode retenue pour définir la valeur d'usage (ou résiduelle) des équipements en fin de période.

Pour ce faire, la demande à la dernière année de planification et les coûts d'exploitation et d'entretien correspondants seront maintenus à l'identique durant les 35 années qui suivent la période de planification et les investissements de production et de réseau renouvelés à l'identique si nécessaire pendant la même période, leur valeur résiduelle étant prise en compte à la fin de l'année 50.

Annexes

Parcours des tracés



LÉGENDE

- CENTRALE THERMIQUE
- CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE EXISTANTE
- CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE FUTURE
- POSTE HT
- LIGNE 225 kV BITERNE
- LIGNE 225 kV MONOTERNE
- LIGNE 90 kV MONOTERNE

PAYS		MAURITANIE								
POINTS DE CHARGE N°	1			5+6			8+10+11+12			
	GWh	MW MAX	MW MIN	GWh	MW MAX	MW MIN	GWh	MW MAX	MW MIN	
ANNÉES										
1994	133	28	8	3	1	0,2	5	2	0,4	
1999	169	35	11	5	1	0,3	10	3	0,7	
2004	217	45	14	7	2	0,5	15	4	1	
2014	306	63	19	17	6	1,4	30	9	2	
2019	360	75	23	22	7	2	44	13	3	

“O. M. V. S.”
ORGANISATION POUR LA MISE EN VALEUR DU FLEUVE SÉNÉGAL

ASSOCIATION MOMENTANÉE
 GROUPEMENT MANANTALI / TRACTEBEL
 HYDRO-QUÉBEC INTERNATIONAL / DESSAU
 ÉLECTRICITÉ DE FRANCE INTERNATIONAL

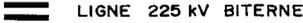
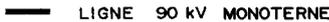
ÉTUDE DU RÉSEAU DE TRANSPORT 225 kV
 DE L'ÉNERGIE DE LA
 CENTRALE DE MANANTALI

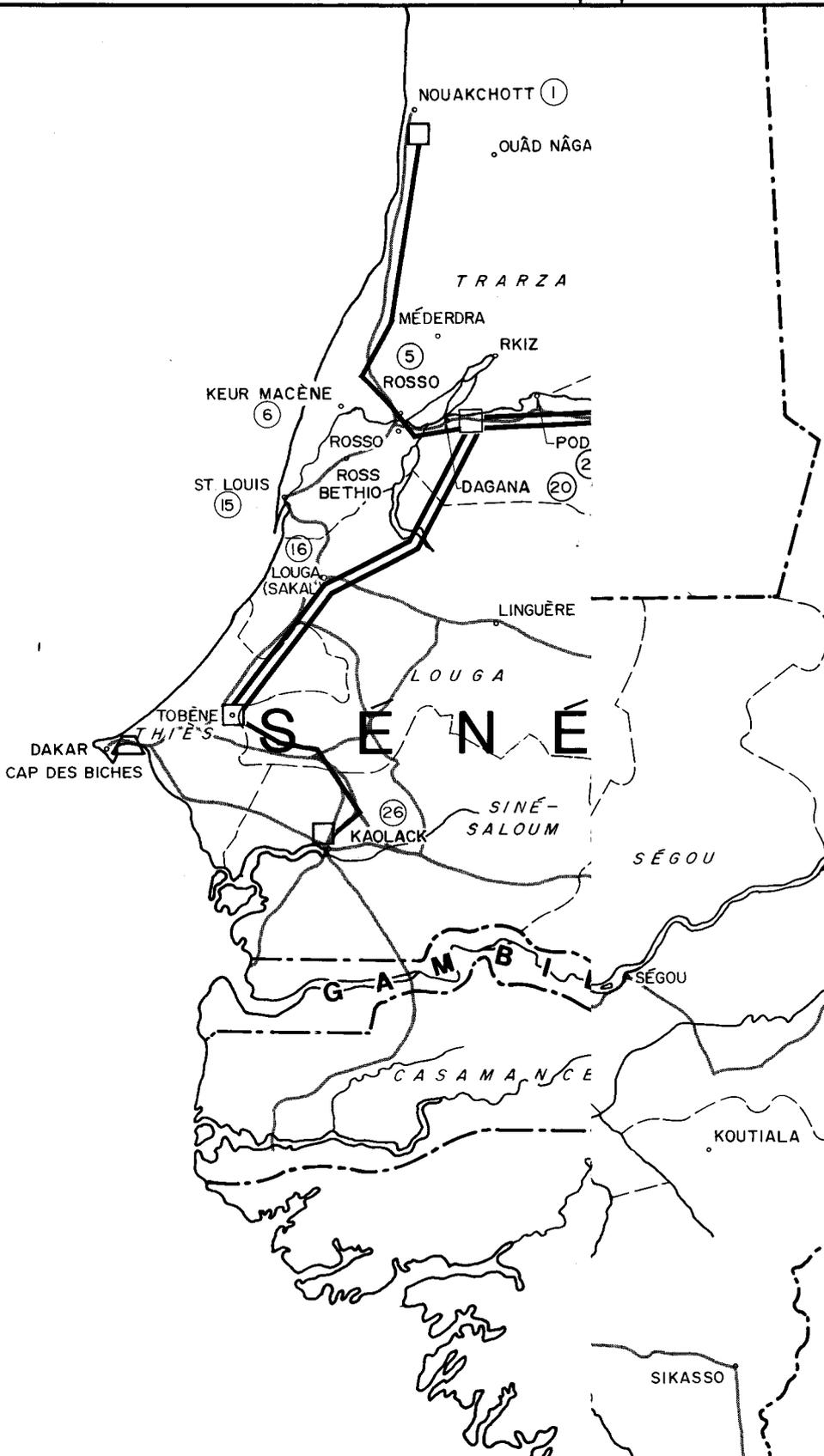
PARCOURS DE TRACE
 BOUCLE CENTRE FLEUVE (1994)

DESSINÉ	C. F.	VÉRIFIÉ	J d M	APPROUVÉ	DATE	FÉVRIER 89
RAPPORT :					PLANCHE	6

0 20 100 km

LÉGENDE

-  CENTRALE THERMIQUE
-  CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE EXISTANTE
-  CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE FUTURE
-  POSTE HT
-  LIGNE 225 kV BITERNE
-  LIGNE 225 kV MONOTERNE
-  LIGNE 90 kV MONOTERNE



POINTS DE CHARGE N°	MAURITANIE								
	1			5+6			8+10+11+12		
ANNÉES	GWh	MW MAX	MW MIN	GWh	MW MAX	MW MIN	GWh	MW MAX	MW MIN
1994	133	28	8	3	1	0,2	5	2	0,4
1999	169	35	11	5	1	0,3	10	3	0,7
2004	217	45	14	7	2	0,5	15	4	1
2014	306	63	19	17	6	1,4	30	9	2
2019	360	75	23	22	7	2	44	13	3

“O. M. V. S.”
ORGANISATION POUR LA MISE EN VALEUR DU FLEUVE SÉNÉGAL

ASSOCIATION MOMENTANÉE
GROUPEMENT MANANTALI / TRACTEBEL
HYDRO - QUÉBEC INTERNATIONAL / DESSAU
ÉLECTRICITÉ DE FRANCE INTERNATIONAL

ÉTUDE DU RÉSEAU DE TRANSPORT 225 kV
DE L'ÉNERGIE DE LA
CENTRALE DE MANANTALI

PARCOURS DE TRACE
BITERNE FLEUVE (1994)

DESSINÉ C. F.	VÉRIFIÉ J d M	APPROUVÉ	DATE FÉVRIER 89
---------------	---------------	----------	-----------------

0 20 100 km

RAPPORT: ——— PLANCHE 7

Prévision de la demande par pays

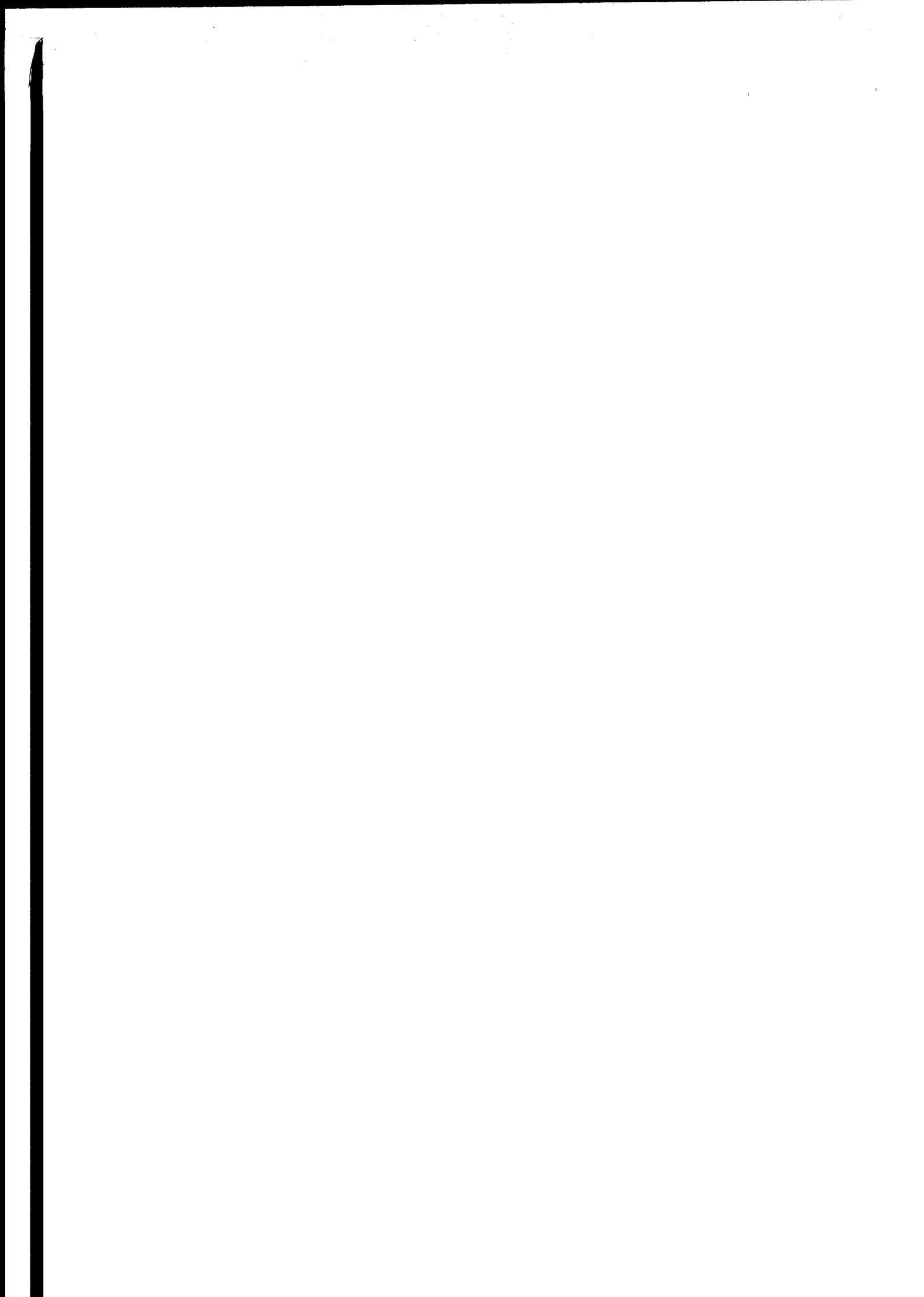
B O G H E

	1988	1989	1994	1999	2004	2009	2014	2019	T.CR.AN.
BASSE TENSION (MWH)	935	975	1234	1561	1909	2317	2812	3413	4.3
MOYENNE TENSION (MWH)	185	199	276	378	500	642	818	1043	5.7
TOTAL (MWH)	1120	1173	1510	1938	2409	2959	3630	4455	4.6
PERTES (MWH)	123	117	136	136	169	207	254	312	3.0
AUTOCONSUMATION (MWH)	62	65	83	107	132	163	200	245	4.6
IRRIGATION (MWH)	0	0	103	189	411	698	1461	2459	13.5
PRODUCTION POTENTIELLE (MWH)	1305	1355	1832	2370	3121	4026	5544	7471	5.8
PUISSANCE POTENTIELLE (MW)	0.298	0.309	0.464	0.618	0.866	1.157	1.719	2.398	7.0
-facteur de charge	0.200	0.200	0.222	0.228	0.243	0.252	0.272	0.281	1.1
PUISSANCE MINIMUM (MW)	0.074	0.077	0.116	0.154	0.216	0.289	0.430	0.600	7.0

K A E D I (INCLUANT BABABE ET MBAGNE)

	1988	1989	1994	1999	2004	2009	2014	2019	T.CR.AN.
BASSE TENSION (MWH)	1069	1219	2221	5028	7376	10479	14888	21241	10.1
MOYENNE TENSION (MWH)	294	332	649	1597	2461	3780	5796	8875	11.6
TOTAL (MWH)	1363	1551	2870	6625	9837	14259	20674	30116	10.5
PERTES (MWH)	218	233	402	803	1191	1724	2497	3635	9.5
IRRIGATION (MWH)	0	0	103	189	411	698	1461	2459	13.5
PRODUCTION POTENTIELLE (MWH)	1581	1784	3375	7617	11439	16681	24632	36210	10.6
PUISSANCE POTENTIELLE (MW)	0.696	0.765	1.338	2.369	3.527	5.056	7.489	10.890	9.3
-facteur de charge	0.200	0.200	0.212	0.211	0.215	0.215	0.219	0.219	0.3
PUISSANCE MINIMUM (MW)	0.174	0.191	0.334	0.592	0.882	1.264	1.872	2.722	9.3

16:51:15 01-11-89



SENEGAL - RESULTATS GLOBAUX PAR CENTRE : DEMANDE POTENTIELLE

	1988	1989	1994	1999	2004	2009	2014	2019	T.CR.AN.
RESEAU GENERAL INTERCONNECTE									
CONSUMMATION PAR NIVEAU DE TENSION									
-BASSE TENSION (MWH)	241002	256831	359267	507951	702742	937989	1195469	1509476	6.1
-MOYENNE TENSION (MWH)	278963	286796	364371	473106	636141	837085	1050773	1306078	5.1
-HAUTE TENSION (MWH)	157975	164124	203180	252947	290592	329717	372216	421430	3.2
CONSUMMATION TOTALE (MWH)	677940	707751	926818	1234004	1629475	2104791	2618458	3236984	5.2
PERTES ET AUTOCONSUMMATION(MWH)	98132	92008	120486	148081	195537	252575	314215	368438	4.9
PUISSANCE - RESEAU (MW)	128.6	134.3	173.3	225.4	297.6	394.4	478.3	591.2	5.1
PROJETS INDUSTRIELS (MWH)	13010	15010	30800	55800	72800	102800	102800	102800	6.9
-PUISSANCE (MW)	2.8	3.5	4.4	12.8	12.8	22.4	22.4	22.4	7.0
PRODUCTION POTENTIELLE (MWH)	779083	814768	1078104	1437885	1897812	2460166	3035473	3728222	5.2
PUISSANCE(AVEC PROJ.IND.)(MW)	131.4	137.7	177.7	238.2	310.5	406.9	500.7	613.7	5.1
-facteur de charge	0.677	0.675	0.693	0.689	0.698	0.690	0.692	0.694	0.1
PUISSANCE MINIMUM (MW)	53.9	59.2	84.6	116.7	152.1	199.4	245.3	300.7	5.7

RESULTATS GLOBAUX PAR CENTRES ET SECTEURS DE CHARGES

RESEAU GENERAL EXCLUANT ST-LOUIS, LOUGA ET KAOLACK									
	1988	1989	1994	1999	2004	2009	2014	2019	T.CR.AN.
CONSUMMATION TOTALE (MWH)	638841	668407	877664	1170131	1558744	2034067	2539158	3148962	5.3
PERTES ET AUTOCONSUMMATION	83049	86893	114096	140416	187049	244088	304699	377875	5.0
PRODUCTION (MWH)	721890	755300	991760	1310547	1745793	2278155	2843857	3526837	5.3
PUISSANCE (MW)	120.4	126.3	163.8	216.0	280.5	369.2	461.3	572.5	5.2
-facteur de charge	0.685	0.683	0.691	0.693	0.710	0.704	0.704	0.703	0.1
PUISSANCE MINIMUM (MW)	49.3	54.3	78.0	105.8	137.5	180.9	226.0	280.5	5.8
SECTEUR DE TAMBACOUNDA(INCLUANT TAMBACOUNDA,KOUNGUEL,KOUPENTOM ET KOUSSANAR)									
	1988	1989	1994	1999	2004	2009	2014	2019	T.CR.AN.
CONSUMMATION TOTALE (MWH)	5605	6013	8105	10539	13107	16258	20277	25447	5.0
PERTES ET AUTOCONSUMMATION	716	601	735	958	1194	1484	1856	2336	3.9
PRODUCTION (MWH)	6321	6613	8841	11497	14301	17742	22133	27783	4.9
PUISSANCE (MW)	1.4	1.4	1.9	2.5	3.1	3.8	4.6	5.7	4.7
-facteur de charge	0.523	0.524	0.528	0.528	0.532	0.537	0.543	0.552	0.2
PUISSANCE MINIMUM (MW)	0.4	0.4	0.5	0.7	0.9	1.1	1.4	1.8	5.1

CENTRE DE PODOR

	1988	1989	1994	1999	2004	2009	2014	2019	T.CR.AN.
CONSUMMATION TOTALE (MWH)	496	526	934	2205	4352	9354	10980	12678	11.0
PERTES ET AUTOCONSUMMATION	60	63	94	89	108	129	154	185	3.7
PRODUCTION (MWH)	556	589	1028	2295	4460	9483	11134	12862	10.7
PUISSANCE (MW)	0.2	0.2	0.4	1.2	2.5	5.5	6.3	7.1	12.5
-facteur de change	0.340	0.340	0.340	0.340	0.340	0.340	0.340	0.340	0.0
PUISSANCE MINIMUM (MW)	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.6	0.7	0.8	12.5

CENTRE DE BAKEL

	1988	1989	1994	1999	2004	2009	2014	2019	T.CR.AN.
CONSUMMATION TOTALE (MWH)	458	486	651	1086	1909	3222	3940	4786	7.9
PERTES ET AUTOCONSUMMATION	60	63	85	79	105	141	183	237	4.6
PRODUCTION (MWH)	518	549	736	1165	2014	3363	4124	5024	7.6
PUISSANCE (MW)	0.1	0.1	0.2	0.4	0.8	1.4	1.7	1.9	9.6
-facteur de change	0.519	0.519	0.519	0.519	0.519	0.519	0.519	0.519	0.0
PUISSANCE MINIMUM (MW)	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.4	0.5	9.6

16:32:05 01-11-09

Productibles des aménagements hydro-électriques

1. Apports dans le bassin du fleuve Sénégal

La série des débits au site de Manantali montre depuis le début des années 70 une période de sécheresse prolongée.

Pour l'étude actuelle, la série des apports a été complétée le plus loin possible. Le limnigraphe à Soukoutali étant noyé par la retenue (en phase de remplissage depuis 1987), les apports au site de Manantali (bassin versant 27 800 km²) devront désormais être déterminés par bilan entre les débits lâchés, le volume accumulé et les évaporations-pluies sur la retenue.

Les apports à Bafing-Makana (bassin versant 22 000 km²), situé 123 km à l'amont de Manantali sur le Bafing, donnent une image assez fidèle des apports à Manantali. Pour l'hivernage 1988, les observations étaient disponibles jusqu'au 20 octobre 1988, l'apport total cumulé étant de $5\,436 \times 10^6 \text{ m}^3$. Cette valeur, déjà très proche des apports totaux pour les années 1986 et 1987 a été complétée par des estimations donnant un apport total à Makana de $6\,370 \times 10^6 \text{ m}^3$ environ pour toute l'année 1988.

L'analyse des apports à Makana et à Soukoutali par moyennes mobiles (sur 3 et 5 ans) montre un redressement prononcé des courbes des moyennes à Makana et moins prononcé mais présent à Manantali, où les données pour 1988 ne sont pas disponibles (figure 1).

Il est évident que ceci ne permet pas encore d'annoncer la fin de la sécheresse actuelle. On peut uniquement en conclure qu'actuellement il y a une tendance à la remontée des apports. Il convient également de répéter ce qui a été décrit dans l'«Actualisation de l'Étude Hydrologique - Phase 1 - Volume 1D - Février 1986» (Étude de la Gestion des Ouvrages communs de l'OMVS), notamment que le Sénégal, tout comme le Niger, a déjà connu plusieurs périodes de sécheresse entre 1640 et 1860. De 1875 environ à 1895, les précipitations se sont par contre maintenues en permanence au-dessus de la normale actuelle en bordure tropicale du Sahara.

Pour l'analyse du productible des centrales hydro-électriques il convient donc d'admettre que, pendant la vie utile des aménagements, les extrêmes vont alterner avec des périodes d'hydraulicité moyenne.

Les hydraulicités des années 1904-1984 représentent une telle série, et nous estimons qu'elles peuvent être retenues pour l'évaluation du productible moyen.

2. Manantali

2.1 Gestion du barrage

Après la mise en service du barrage, on a prévu une période transitoire pendant laquelle la culture traditionnelle de décrue est graduellement remplacée par des cultures par irrigation. Cette période aura une durée d'au moins 10 à 20 ans.

Dans l'Étude de la Gestion des Ouvrages communs de l'OMVS (1987) on propose une gestion qui, après la mise en service de la centrale, accordera la priorité à la production d'énergie électrique à condition que la crue artificielle ne tombe pas en dessous de $7,5 \times 10^9 \text{ m}^3$ à Bakel.

Par ailleurs, l'étude démontre que ce n'est que lorsque la zone développée pour l'irrigation sera proche de 100 000 ha, qu'il pourra s'avérer nécessaire d'accorder la priorité à l'irrigation, ce qui réduirait légèrement l'énergie disponible pendant certains mois. Cependant, si l'autosuffisance alimentaire des populations de la vallée est prise comme critère de l'arrêt de la crue artificielle, ce conflit sera de courte durée.

2.2 Productibles à Manantali

Les valeurs mentionnées ici proviennent toutes du Volume 2A des Rapports Phase 2 de l'Étude de la Gestion des Ouvrages communs de l'OMVS (Juin 1986). Tenant compte des considérations émises ci-dessus concernant les apports et la gestion du barrage, les données de base pour la présente étude ont été extraites des simulations de gestion du barrage sur la période 1904-1984, dans les hypothèses suivantes :

- puissance garantie à 100 % = 86 MW, sans crues artificielles,
- puissance garantie à 100 % = 34 MW, avec crue artificielle de $7,5 \times 10^9 \text{ m}^3$.

Les valeurs correspondantes pour les 12 mois de l'année moyenne (1904-1984) et de l'année sèche (1970-1984) sont reprises dans les tableaux 1, 2, 5 et 6 commentés au paragraphe 6 ci-après.

Faute de disposer de simulations complètes pour les crues de $8,5$ et $10,0 \times 10^9 \text{ m}^3$, les productibles correspondants ont été évalués sur base annuelle à partir des résultats de l'Étude de la Gestion des Ouvrages communs de l'OMVS.

3. Félou et Gouina

3.1 Variantes choisies

Les projets de Gouina et de Félou ont été étudiés au niveau de la préfaisabilité dans l'étude du Plan Directeur du Secteur de l'Électricité du Mali (Janvier 1988). Les puissances installées et productibles utilisés ici correspondent aux variantes ressortant comme les plus intéressantes (coût par kW installé).

Ces variantes sont :

- Petit Gouina Amont - variante 2 (4 x 26 MW)
- Félou 45 - variante 2 (4 x 26,25 MW)

3.2 Productibles

Dans l'étude de préfaisabilité mentionnée, les productibles ont été évalués à partir des hypothèses légèrement différentes des résultats de l'optimisation faite dans l'Étude la Gestion des Ouvrages communs de l'OMVS.

Il a donc été nécessaire de procéder à une réévaluation complète des apports d'eau à Félou et Gouina dans les hypothèses retenues ci-avant pour Manantali, sur une base mensuelle.

Les productibles ainsi obtenus sont repris au tableau 3, 4, 7 et 8 commentés au paragraphe 6 ci-après.

4. Kékréti

La faisabilité de l'aménagement à buts multiples de Kékréti, sur le fleuve Gambie, a été étudiée pour le compte de l'Organisation pour la mise en valeur du fleuve Gambie (OMVG) en 1984. Le productible de l'aménagement a été étudié à nouveau dans l'étude de Plan Directeur du Sénégal (Senélec 1985).

4.1 Caractéristiques du projet

L'aménagement consiste en un barrage d'une hauteur maximale de 40 m environ au-dessus du lit. L'usine pied de barrage est équipée de deux groupes à axe vertical entraînés par des turbines Kaplan, puissance de 16 MW par groupe. Une extension future jusqu'à 3 groupes est prévue.

Le barrage de Kékréti doit permettre l'irrigation de périmètres pouvant atteindre une surface totale de 70 000 ha au stade final d'équipement (irrigation par pompage). Dans l'étude de faisabilité, on a admis que ce développement pourra être réalisé dans les 30 années qui suivent la mise en service de l'aménagement.

D'autre part, les lâchures doivent permettre de maintenir un niveau suffisant au barrage antisel projeté à Balingho. L'énergie hydro-électrique produite est un sous-produit des lâchures pour l'irrigation. En dehors de la période d'irrigation, des lâchures additionnelles sont possibles pour maintenir la production d'énergie à un certain niveau.

Avec comme philosophie de turbiner au maximum les lâchures dictées par les périmètres irrigués, l'installation du troisième groupe de 16 MW se justifie à partir de 45 000 ha irrigués, c'est-à-dire vers l'année 19 de la vie utile de l'aménagement.

4.2 Productibles en période sèche

Les calculs des productibles sont basés sur une série d'apports reconstituée pour les années hydrologiques 1971-1980. Pour le fleuve Gambie, cette décade était plus sèche que la moyenne.

Dans l'étude du Plan Directeur du Sénégal, on démontre qu'une gestion «énergie prioritaire» du barrage n'est pas en conflit avec les besoins agricoles jusqu'à une superficie irriguée de 10 000 ha environ, quelle que soit la puissance installée à l'usine. Les productions moyennes mensuelles correspondantes sont indiquées au tableau 10, celles avec gestion «agriculture prioritaire», au tableau 9.

5. Petit Kéné

La préfaisabilité de l'aménagement de Petit Kéné, sur le fleuve Niger, a été étudiée dans le cadre du Plan Directeur du Secteur de l'Électricité du Mali. Le site se situe en tête des rapides de Kéné, à environ 35 km de Bamako. L'étude a conduit à recommander l'installation d'une centrale de 4 groupes de 12 MW.

Les calculs précis de productible, repris au tableau 11, sont basés sur une année moyenne 1970-1986, c'est-à-dire en fait une année moyenne relativement sèche, et une année moyenne 1974-1983 qui est estimée valable pour une longue période.

6. Contraintes dues aux variations journalières de la charge

D'une manière générale, l'Étude de la Gestion des Ouvrages Communs de l'OMVS donne les puissances garanties sur base d'une fourniture continue et constante pendant le mois considéré (ce qui correspond à un facteur d'utilisation unité de la puissance produite et à l'absence de toute modulation de cette puissance). D'autre part, cette même étude admet qu'une modulation journalière des lâchures, donc la puissance fournie est parfaitement acceptable,

sans compromettre les besoins de la crue artificielle ou de l'irrigation, grâce à la régularisation naturelle du débit du fleuve qui se produira entre les centrales et les zones de culture.

Du point de vue de l'exploitation du réseau électrique, cette modulation est souhaitable en fonction du diagramme de charge journalier du réseau, afin de réduire les sollicitations des centrales thermiques et/ou diesel d'appoint.

Les tableaux 1 à 11 illustrent le calcul des puissances de pointe journalières réalisables par les centrales hydro-électriques, selon le facteur d'utilisation de la pointe qui sera retenu pour l'exploitation.

Par rapport à l'énergie hydro-électrique disponible - Énergie du mois (eau) - ces tableaux font apparaître les limitations des productions qui résultent :

- de la limitation de la puissance installée de la centrale : cet effet est très sensible à Manantali en cas de sous-équipement à 4 groupes (voir colonne avec utilisation 1,00 de la pointe, c'est-à-dire à production constante au cours de chaque mois quelque soit le jour ou l'heure, dans les tableaux 1, 2, 5 et 6) ;
- de la modulation journalière de la production selon un facteur de la pointe qui serait plus moins semblable au facteur d'utilisation de la charge (voir colonnes à utilisation 0,75, 0,65 ou 0,55 dans tous les tableaux).

Cette modulation journalière ne coûte de l'énergie que pendant la saison des pluies (août, septembre, octobre) mais peut être pratiquée sans inconvénient en saison sèche pour les centrales du Mali.

Pour tirer un maximum d'énergie hydro-électrique, il faudra donc envisager :

- un régime d'exploitation normal en saison sèche, où les centrales hydro-électriques suivent les variations de charge journalières ;
- un régime de fonctionnement continu à pleine puissance en saison des pluies, à condition que toutes les variations de charge puissent être assumées par les centrales thermiques et/ou diesel sans pénalisation excessive de leur coût.

Les études de fonctionnement devront par ailleurs montrer s'il est possible ou non d'éviter techniquement une modulation journalière de la production ; il est en effet possible que le creux de charge nocturne oblige à limiter la production hydraulique à certains stades d'évolution du réseau.

Par contre, pour la centrale de Kekreti où les lâchures se font en saison sèche pour l'irrigation, il convient d'envisager un régime différent à long terme, lorsque l'irrigation couvrira plus de 30 000 ha et avant l'installation du troisième groupe.

- exploitation en continue à pleine puissance en février, mars et avril ;
- modulation pendant le reste de l'année.

7. Régimes de fonctionnement

Tenant compte des contraintes saisonnières et des contraintes dues à la charge, le tableau 12 résume les régimes extrêmes probables de fonctionnement des centrales hydro-électriques, pour un facteur d'utilisation de 0,75, qui sont à prendre en considération pour l'étude technique de transport de puissance dans l'hypothèse retenue pour la simulation, à savoir :

- année moyenne 1904-1984
- crue artificielle de $7,5 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$
- Manantali équipé à 200 MW

Figure 1

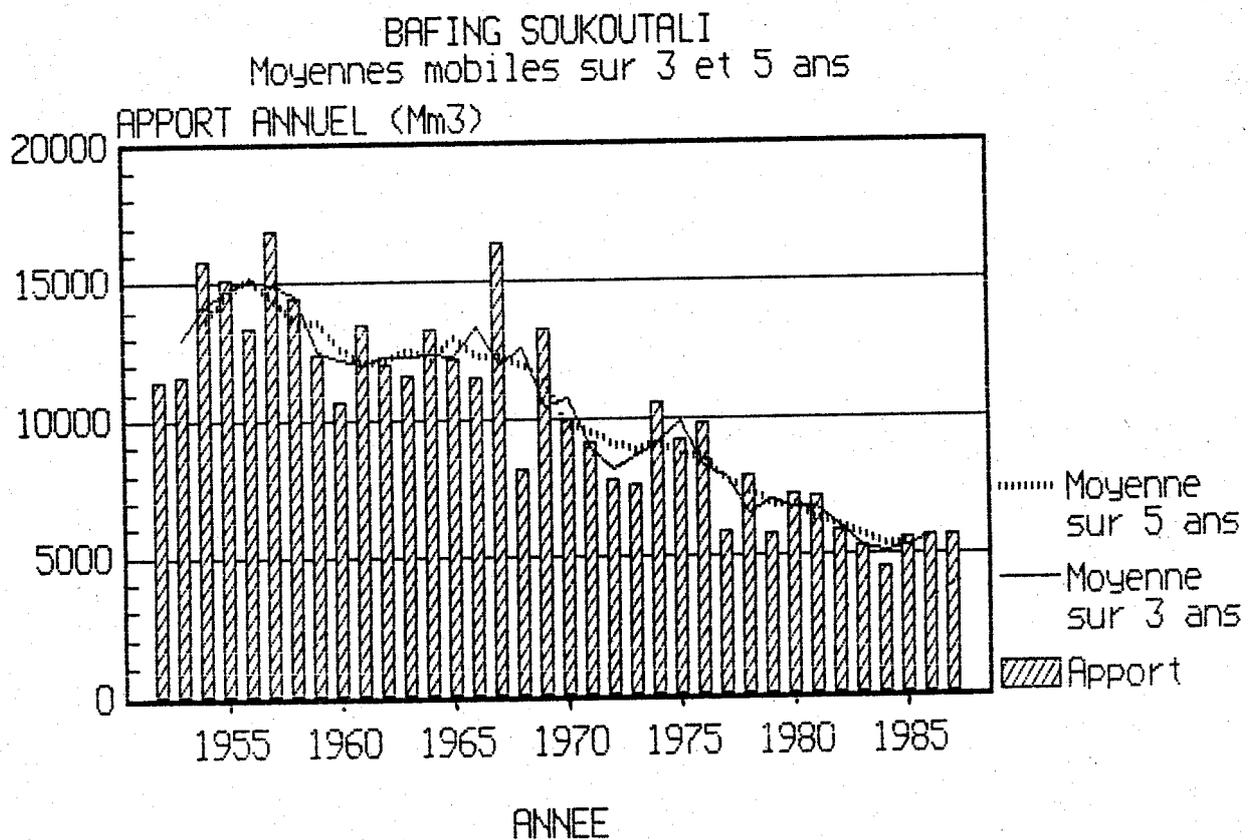
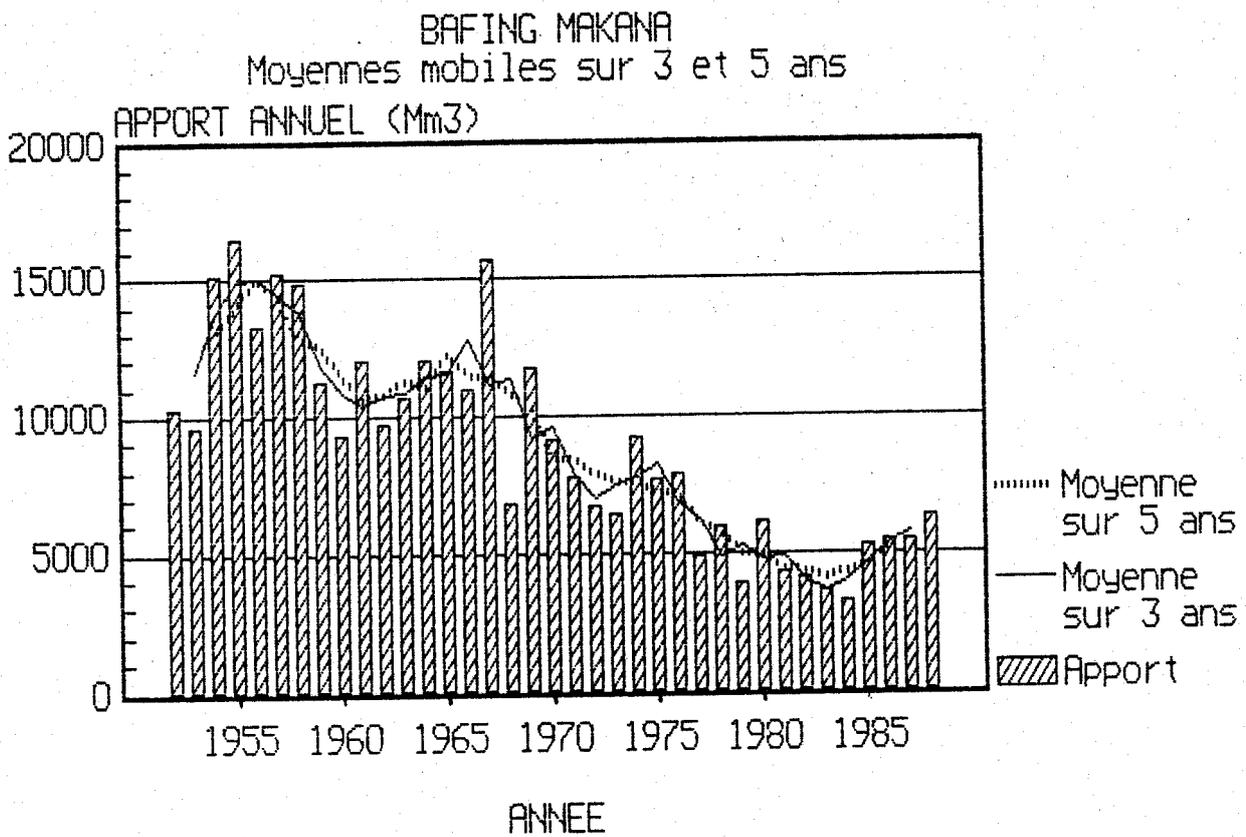


TABLEAU 1

Puissance de pointe de la centrale de MANANTALI

- Puissance installée : 5*40 MW = 200 MW

- Crue artificielle : 7.5 Mm3

PERIODE	ANNEE MOYENNE (1904-1984)					ANNEE SECHE (1970-1984)				
	Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW				Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW			
UTILISATION	1.00	0.75	0.65	0.55	1.00	0.75	0.65	0.55		
Janvier	50.9	68	91	105	124	25.4	34	45	52	62
Fevrier	45.1	67	89	103	122	22.8	34	45	52	62
Mars	49.5	67	89	103	122	25.3	34	45	52	62
Avril	47.6	66	88	102	120	24.5	34	45	52	62
Mai	48.9	66	88	102	120	25.3	34	45	52	62
Juin	47.1	65	87	100	118	24.5	34	45	52	62
Juillet	52.2	70	93	108	127	25.3	34	45	52	62
Aout	110.2	148	197	200	200	106.5	143	191	200	200
Septembre	140.3	195	200	200	200	142.5	198	200	200	200
Octobre	139.8	188	200	200	200	143.0	192	200	200	200
Novembre	97.7	136	181	200	200	47.6	66	88	102	120
Decembre	56.6	76	101	117	138	28.6	38	51	58	69
Energie annuelle	885.9	884.8	824.2	777.5	719.1	641.3	641.5	573.1	534.4	490.6

TABLEAU 2

Puissance de pointe de la centrale de MANANTALI

- Puissance installée : 4*40 MW = 160 MW

- Crue artificielle : 7.5 Mm3

PERIODE	ANNEE MOYENNE (1904-1984)					ANNEE SECHE (1970-1984)				
	Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW				Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW			
UTILISATION	1.00	0.75	0.65	0.55	1.00	0.75	0.65	0.55		
Janvier	50.9	68	91	105	124	25.4	34	45	52	62
Fevrier	45.1	67	89	103	122	22.8	34	45	52	62
Mars	49.5	67	89	103	122	25.3	34	45	52	62
Avril	47.6	66	88	102	120	24.5	34	45	52	62
Mai	48.9	66	88	102	120	25.3	34	45	52	62
Juin	47.1	65	87	100	118	24.5	34	45	52	62
Juillet	52.2	70	93	108	127	25.3	34	45	52	62
Aout	110.2	148	160	160	160	106.5	143	160	160	160
Septembre	140.3	160	160	160	160	142.5	160	160	160	160
Octobre	139.8	160	160	160	160	143.0	160	160	160	160
Novembre	97.7	136	160	160	160	47.6	66	88	102	120
Decembre	56.6	76	101	117	138	28.6	38	51	58	69
Energie annuelle	885.9	838.8	748.3	701.5	654.8	641.3	587.7	512.5	477.4	442.4

TABLEAU 3

Puissance de pointe de la centrale de FELOU

- Puissance installée : $4 \times 26,25$ MW = 105 MW
- Crue artificielle : 7.5 Mm³

PERIODE	ANNEE MOYENNE (1904-1984)					ANNEE SECHE (1970-1984)				
	Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW				Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW			
UTILISATION		1	0.75	0.65	0.55		1	0.75	0.65	0.55
Janvier	19.0	26	35	40	47	9.6	13	17	20	24
Fevrier	16.6	25	33	38	45	8.6	13	17	20	24
Mars	18.7	25	33	38	45	9.1	12	16	18	22
Avril	18.2	25	33	38	45	8.7	12	16	18	22
Mai	18.6	25	33	38	45	9.0	12	16	18	22
Juin	17.1	24	32	37	44	6.9	10	13	15	18
Juillet	28.4	38	51	58	69	11.6	16	21	25	29
Aout	77.2	105	105	105	105	79.0	105	105	105	105
Septembre	63.0	88	105	105	105	69.2	96	105	105	105
Octobre	78.1	105	105	105	105	69.4	93	105	105	105
Novembre	38.8	54	72	83	104	15.7	22	29	34	40
Decembre	21.6	29	39	45	53	9.6	13	17	20	24
Energie annuelle	415,3	415.3	370.3	347.3	326.6	306.4	304.4	262.3	239.3	216.3

TABLEAU 4

Puissance de pointe de la centrale de GOUINA

- Puissance installée : 4×26 MW = 104 MW
- Crue artificielle : 7.5 Mm³

PERIODE	ANNEE MOYENNE (1904-1984)					ANNEE SECHE (1970-1984)				
	Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW				Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW			
UTILISATION		1	0.75	0.65	0.55		1	0.75	0.65	0.55
Janvier	17.1	23	31	35	42	8.7	12	16	18	22
Fevrier	15.0	22	29	34	40	7.8	12	16	18	22
Mars	16.9	23	31	35	42	8.2	11	15	17	20
Avril	16.4	23	31	35	42	7.8	11	15	17	20
Mai	16.8	23	31	35	42	8.1	11	15	17	20
Juin	15.4	21	28	32	38	6.2	9	12	14	16
Juillet	25.0	34	45	52	62	10.5	14	19	22	25
Aout	73.7	99	104	104	104	77.6	104	104	104	104
Septembre	65.7	91	104	104	104	69.0	96	104	104	104
Octobre	72.2	97	104	104	104	65.7	88	104	104	104
Novembre	35.4	49	65	75	89	14.2	20	27	31	36
Decembre	19.5	26	35	40	47	8.7	12	16	18	22
Energie annuelle	389.1	387.6	348.9	326.2	303.4	292.5	292.0	252.6	229.8	207.0

13-dec-88

TABLEAU 5

Puissance de pointe de la centrale de MANANTALI

- Puissance installée : 5*40 MW = 200 MW
- Pas de crue artificielle

PERIODE UTILISATION	ANNEE MOYENNE (1904-1984)					ANNEE SECHE (1970-1984)				
	Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW				Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW			
		1.00	0.75	0.65	0.55		1.00	0.75	0.65	0.55
Janvier	64.0	86	115	132	156	64.0	86	115	132	156
Fevrier	57.8	86	115	132	156	57.8	86	115	132	156
Mars	64.0	86	115	132	156	64.0	86	115	132	156
Avril	61.9	86	115	132	156	61.9	86	115	132	156
Mai	64.0	86	115	132	156	64.0	86	115	132	156
Juin	61.9	86	115	132	156	61.9	86	115	132	156
Juillet	64.0	86	115	132	156	64.0	86	115	132	156
Aout	92.3	124	165	191	200	64.0	86	115	132	156
Septembre	130.4	181	200	200	200	89.3	124	165	191	200
Octobre	139.7	188	200	200	200	104.8	141	188	200	200
Novembre	103.5	144	192	200	200	71.9	100	133	154	182
Decembre	66.7	90	120	138	164	64.0	86	115	132	156
Energie annuelle	970.2	970.2	919.8	880.4	826.4	831.6	831.5	831.5	823.4	798.6

TABLEAU 6

Puissance de pointe de la centrale de MANANTALI

- Puissance installée : 4*40 MW = 160 MW
- Pas de crue artificielle

PERIODE UTILISATION	ANNEE MOYENNE (1904-1984)					ANNEE SECHE (1970-1984)				
	Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW				Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW			
		1.00	0.75	0.65	0.55		1.00	0.75	0.65	0.55
Janvier	64.0	86	115	132	156	64.0	86	115	132	156
Fevrier	57.8	86	115	132	156	57.8	86	115	132	156
Mars	64.0	86	115	132	156	64.0	86	115	132	156
Avril	61.9	86	115	132	156	61.9	86	115	132	156
Mai	64.0	86	115	132	156	64.0	86	115	132	156
Juin	61.9	86	115	132	156	61.9	86	115	132	156
Juillet	64.0	86	115	132	156	64.0	86	115	132	156
Aout	92.3	124	160	160	160	64.0	86	115	132	156
Septembre	130.4	160	160	160	160	89.3	124	160	160	160
Octobre	139.7	160	160	160	160	104.8	141	160	160	160
Novembre	103.5	144	160	160	160	71.9	100	133	160	160
Decembre	66.7	90	120	138	160	64.0	86	115	132	156
Energie annuelle	970.2	934.4	855.6	808.8	760.7	831.6	831.5	813.2	792.8	757.7

TABLEAU 7

Puissance de pointe de la centrale de FELOU

- Puissance installée : $4 \times 26,25$ MW = 105 MW
- Pas de crue artificielle

PERIODE	ANNEE MOYENNE (1904-1984)					ANNEE SECHE (1970-1984)				
	Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW				Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW			
UTILISATION		1	0.75	0.65	0.55		1	0.75	0.65	0.55
Janvier	23.7	32	43	49	58	24.6	33	44	51	60
Fevrier	21.6	32	43	49	58	23.0	34	45	52	62
Mars	24.8	33	44	51	60	25.8	35	47	54	64
Avril	24.4	34	45	52	62	25.4	35	47	54	64
Mai	25.3	34	45	52	62	26.9	36	48	55	65
Juin	23.9	33	44	51	60	25.1	35	47	54	64
Juillet	33.3	45	60	69	82	30.8	41	55	63	75
Aout	78.6	105	105	105	105	69.5	93	105	105	105
Septembre	66.2	92	105	105	105	76.4	105	105	105	105
Octobre	78.6	105	105	105	105	50.7	68	105	105	105
Novembre	40.5	56	75	86	104	26.7	37	49	57	67
Decembre	25.3	34	45	52	62	23.8	32	43	49	58
Energie annuelle	466.2	463.6	415.6	392.6	370.4	428.7	426.3	404.6	381.6	358.6

TABLEAU 8

Puissance de pointe de la centrale de GOUINA

- Puissance installée : 4×26 MW = 104 MW

PERIODE	ANNEE MOYENNE (1904-1984)					ANNEE SECHE (1970-1984)				
	Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW				Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW			
UTILISATION		1	0.75	0.65	0.55		1	0.75	0.65	0.55
Janvier	21.4	29	39	45	53	22.2	30	40	46	55
Fevrier	19.5	29	39	45	53	20.8	31	41	48	56
Mars	22.4	30	40	46	55	23.3	31	41	48	56
Avril	22.0	31	41	48	56	22.9	32	43	49	58
Mai	22.7	31	41	48	56	24.3	33	44	51	60
Juin	21.6	30	40	46	55	22.6	31	41	48	56
Juillet	30.2	41	55	63	75	27.8	37	49	57	67
Aout	72.8	98	104	104	104	64.7	87	104	104	104
Septembre	67.1	93	104	104	104	75.1	104	104	104	104
Octobre	72.6	98	104	104	104	46.7	63	84	97	104
Novembre	37.1	52	69	80	104	24.1	33	44	51	60
Decembre	22.9	31	41	48	56	21.5	29	39	45	53
Energie annuelle	432.3	432.3	392.7	370.0	351.0	396.0	394.9	369.4	354.2	334.8

TABLEAU 9

Puissance de pointe de la centrale de KEKRETI

UTILISATION	IRRIGATION 30 000 hectares - Puiss. inst. : 2*16 MW = 32 MW					IRRIGATION 70 000 hectares - Puiss. inst. : 3*16 MW = 48 MW				
	Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW				Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW			
		1	0.75	0.65	0.55		1	0.75	0.65	0.55
Janvier	13.4	18	24	28	32	8.8	12	16	18	22
Fevrier	15.6	23	32	32	32	25.5	32	32	32	32
Mars	16.6	22	29	32	32	26.3	32	32	32	32
Avril	16.5	23	31	32	32	24.1	32	32	32	32
Mai	11.6	16	21	25	29	14.5	19	25	29	32
Juin	7.9	11	15	17	20	5.1	7	9	11	13
Juillet	10.0	13	17	20	24	6.2	8	11	12	15
Aout	16.8	23	31	32	32	9.3	13	17	20	24
Septembre	17.6	24	32	32	32	14.2	20	27	31	32
Octobre	17.4	23	31	32	32	15.9	21	28	32	32
Novembre	15.0	21	28	32	32	8.7	12	16	18	22
Decembre	14.4	19	25	29	32	7.2	10	13	15	18
Energie annuelle	172.8	172.3	173.0	162.5	144.8	165.8	159.1	141.6	134.6	122.3

TABLEAU 10

Puissance de pointe de la centrale de KEKRETI

- Puiss. inst. : 2*16 MW = 32 MW

IRRIGATION 10 000 hectares - Electricite prioritaire.

UTILISATION	ANNEE MOYENNE					ANNEE SECHE (1971-1980)				
	Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW				Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW			
		1	0.75	0.65	0.55		1	0.75	0.65	0.55
Janvier	15.5	21	28	32	32	15.7	21	28	32	32
Fevrier	14.6	22	29	32	32	13.2	20	27	31	32
Mars	15.5	21	28	32	32	13.6	18	24	28	32
Avril	14.0	19	25	29	35	12.0	17	23	26	31
Mai	13.5	18	24	28	33	11.2	15	20	23	27
Juin	12.5	17	23	26	31	10.2	14	19	22	25
Juillet	12.3	17	23	26	31	11.8	16	21	25	29
Aout	17.6	24	32	32	32	17.6	24	32	32	32
Septembre	18.8	26	32	32	32	18.8	26	32	32	32
Octobre	18.9	25	32	32	32	18.9	25	32	32	32
Novembre	17.0	24	32	32	32	17.0	24	32	32	32
Decembre	16.7	22	29	32	32	16.7	22	29	32	32
Energie annuelle	186.9	186.9	184.7	173.6	154.6	176.7	176.7	174.5	164.3	148.0

TABLEAU 11

Puissance de pointe de la centrale de PETIT-KENIE

- Puissance installée : $4 \times 12 \text{ MW} = 48 \text{ MW}$
 (limitée par hauteur de chute en saison humide)

UTILISATION	ANNEE MOYENNE (1974-1983)					ANNEE SECHE (1970-1986)				
	Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW				Energie du mois (eau)	Pointe mensuelle en MW			
		1	0.75	0.65	0.55		1	0.75	0.65	0.55
Janvier	22.9	31	41	48	48	19.8	27	36	42	48
Fevrier	17.1	25	33	38	45	14.3	21	28	32	38
Mars	13.4	18	24	28	33	13.9	19	25	29	35
Avril	11.7	16	21	25	29	12.6	18	24	28	33
Mai	12.4	17	23	26	31	14.2	19	25	29	35
Juin	25.9	36	48	48	48	19.3	27	36	42	48
Juillet	34.6	47	48	48	48	28.5	38	38	38	38
Aout	29.0	39	39	39	39	29.9	40	40	40	40
Septembre	26.9	37	37	37	37	28.2	39	39	39	39
Octobre	19.3	26	26	26	26	30.0	40	40	40	40
Novembre	30.0	42	42	42	42	33.2	46	46	46	46
Decembre	34.9	47	47	47	47	28.1	38	38	38	38
Energie annuelle	278.1	278.1	235.2	214.3	190.0	272.0	271.6	227.6	210.0	191.5

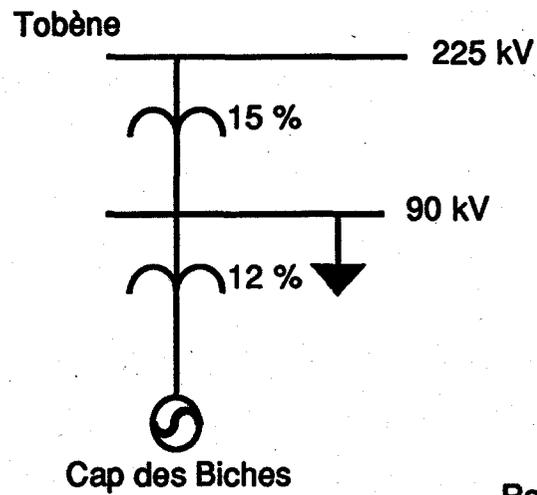
TABLEAU 12

Limites de la puissance produite par les centrales (MW)

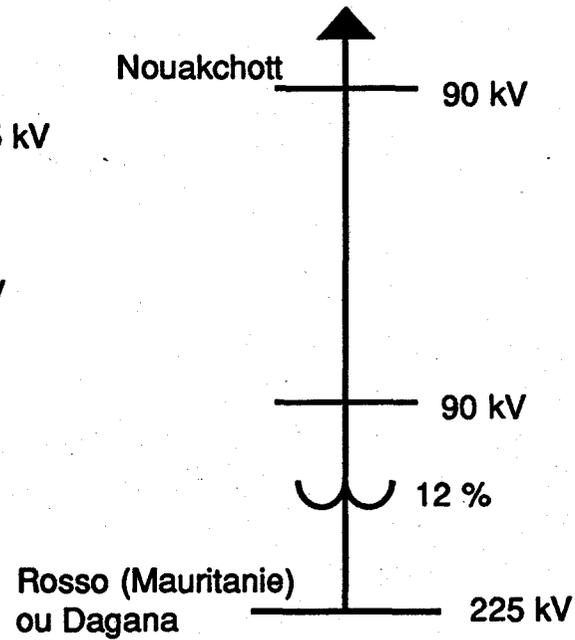
(année moyenne - crue $7.5 \times 10^9 \text{ Mm}^3$)

	SAISON SECHE		SAISON DES PLUIES	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
MANANTALI	51	90	113	200
FELOU	19	33	59	105
GOUINA	17	30	59	104
PETIT-KENIE	12	48	15	42
KEKRETI	10	22	18	32
TOTAL si tout équipé	109	223	264	483

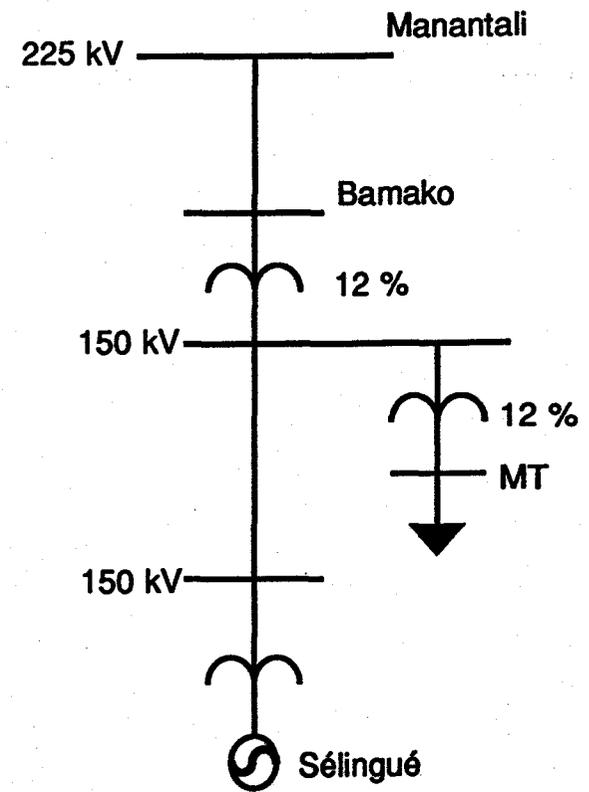
Représentation des réseaux nationaux



Réseau Général Interconnecté
du Sénégal



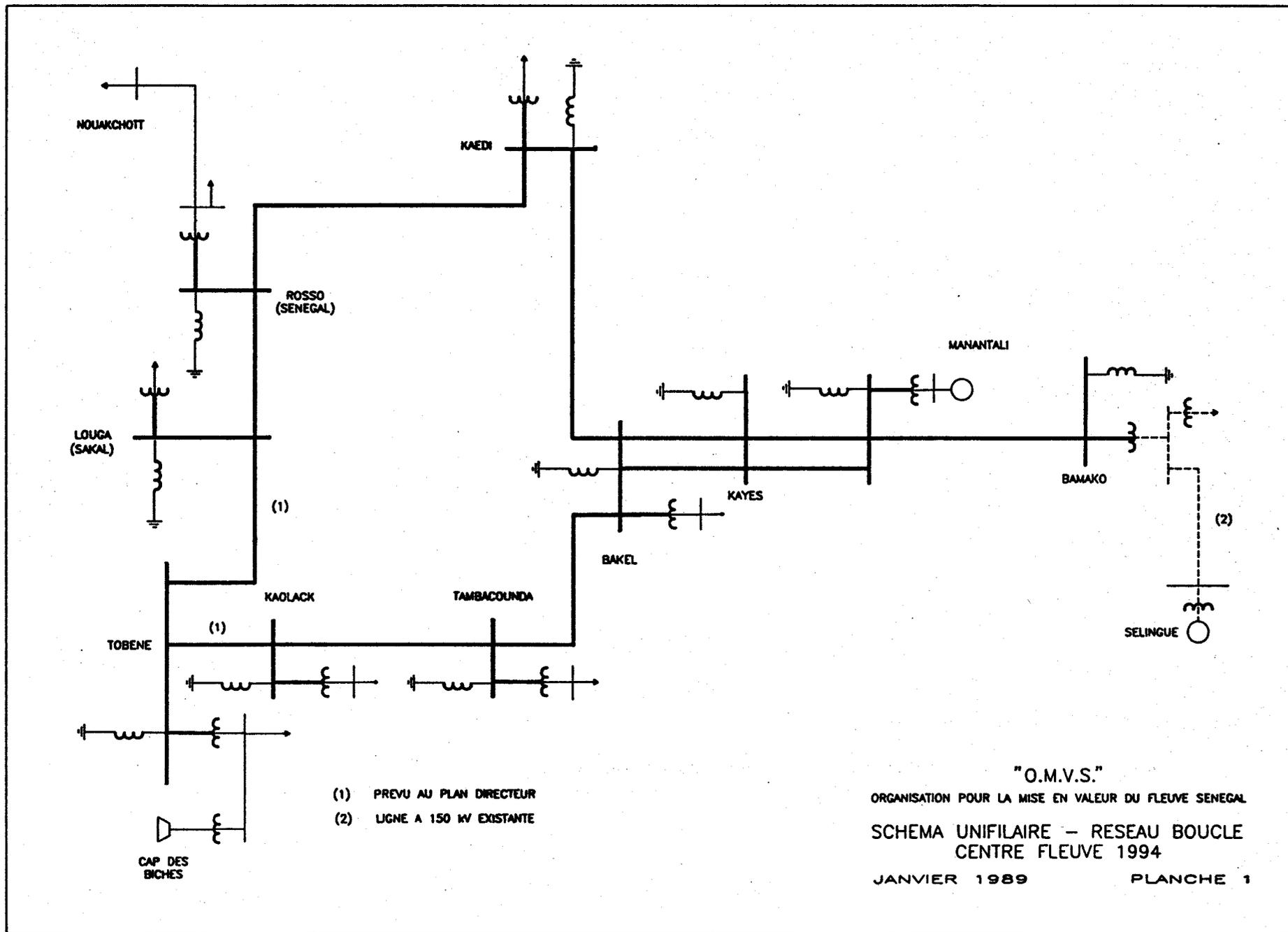
Réseau de la Mauritanie

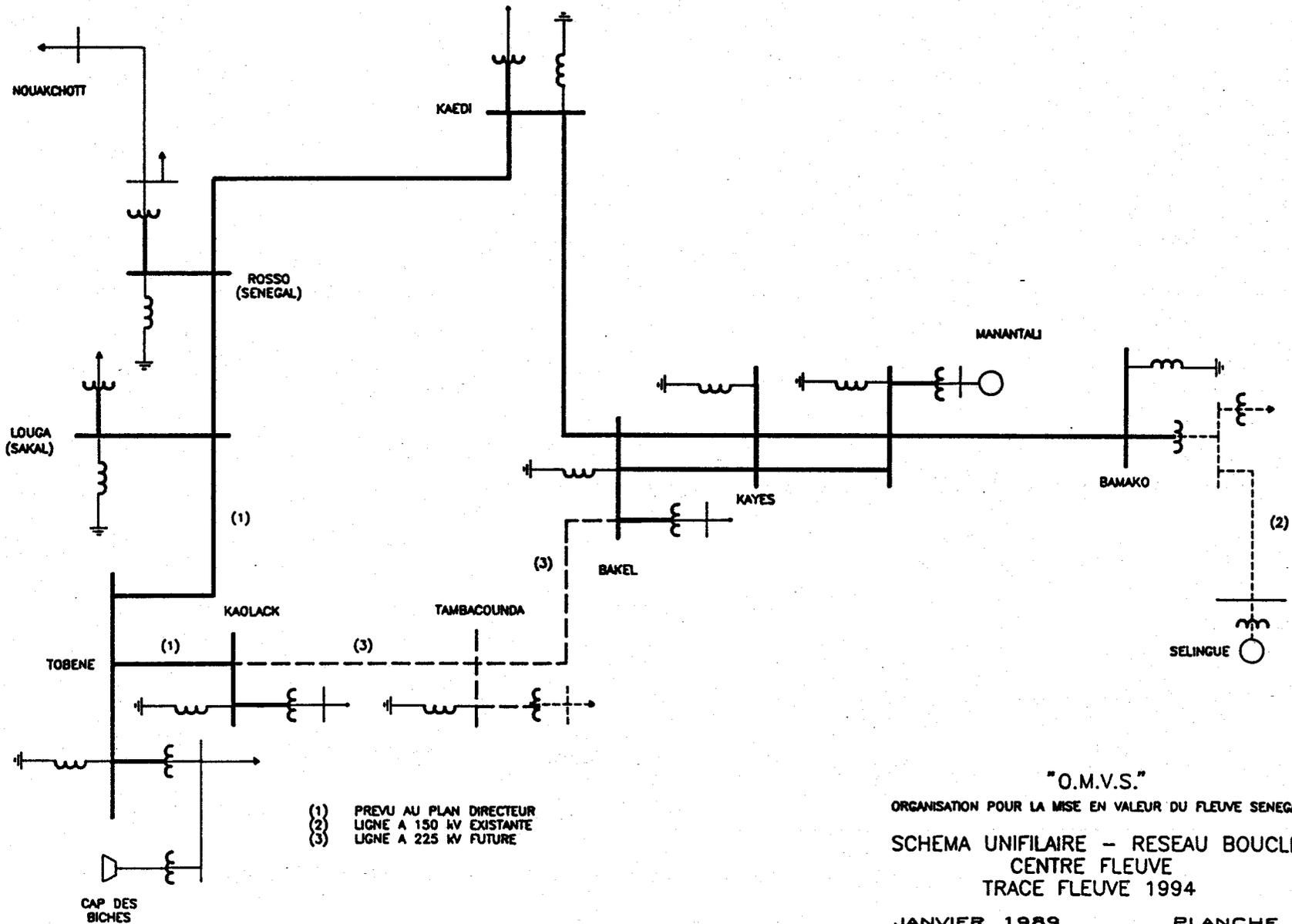


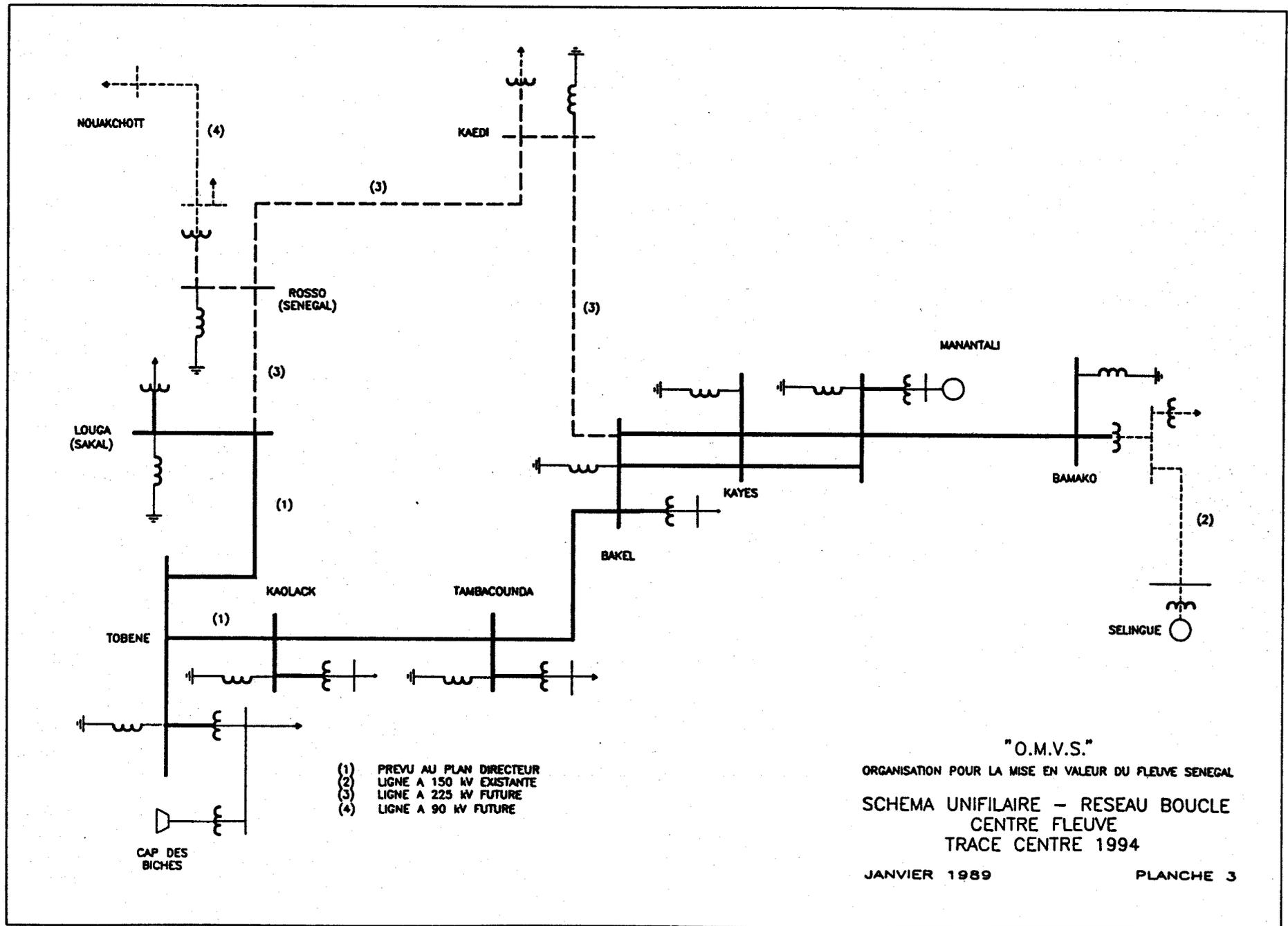
Réseau du Mali

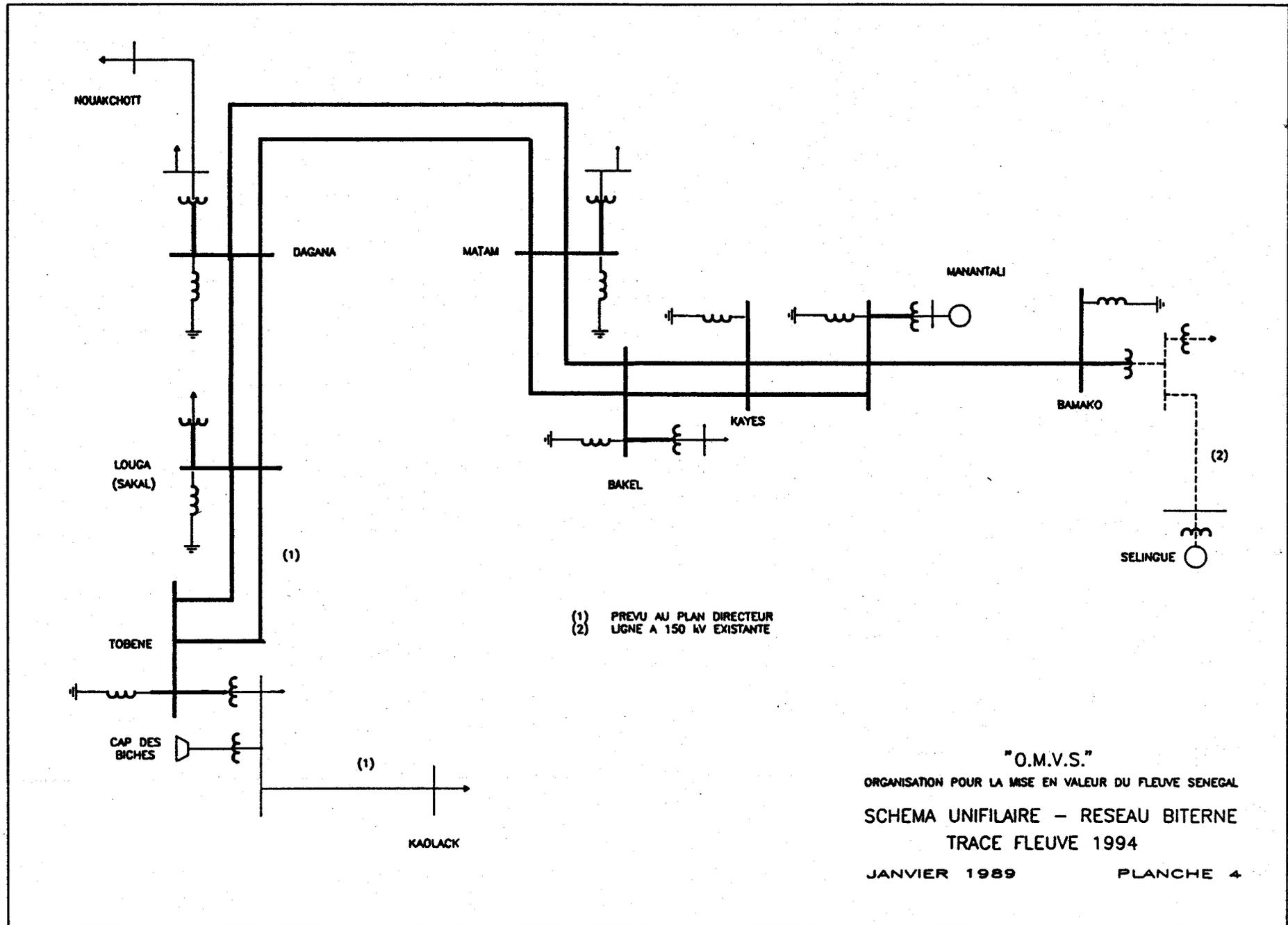
Représentation des réseaux nationaux
Planche 5

Schémas unifilaires des réseaux

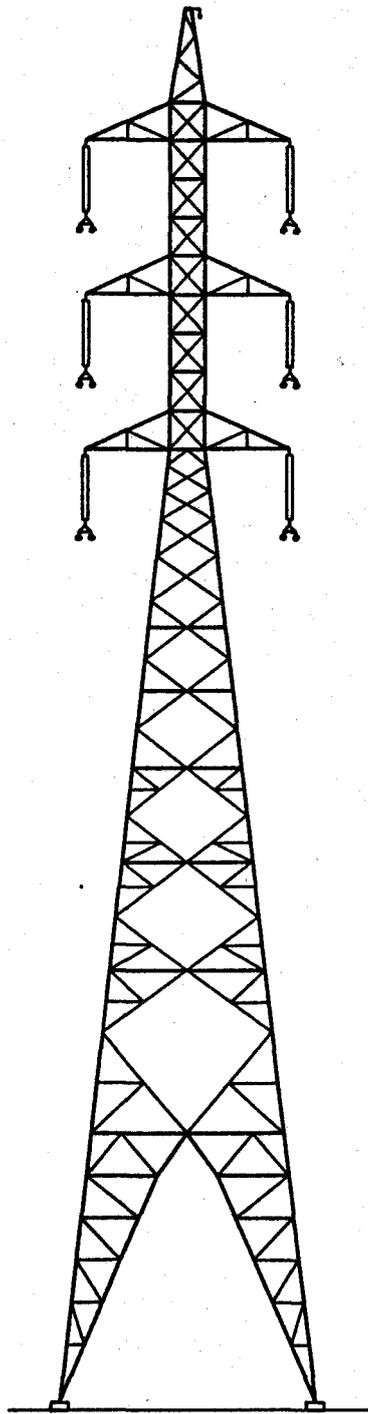








Silhouettes des pylônes



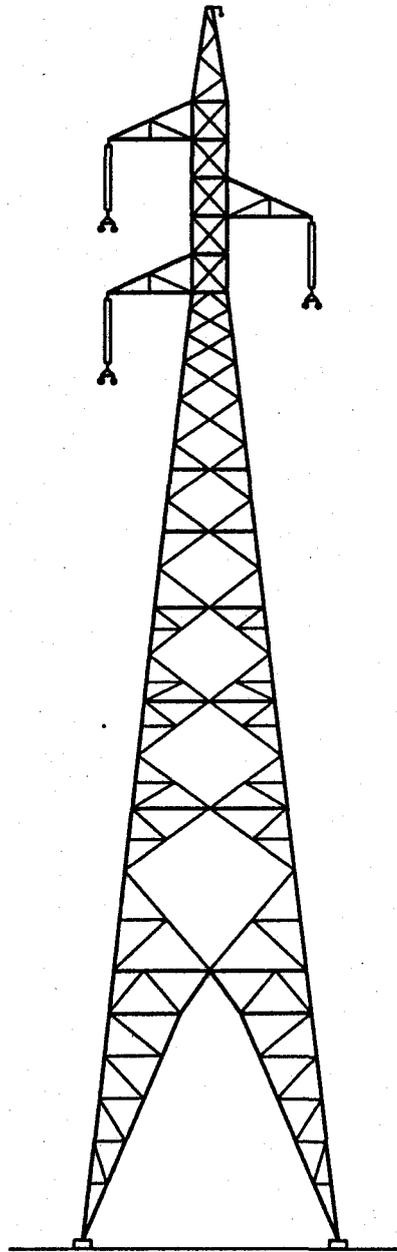
"O.M.V.S."

ORGANISATION POUR LA MISE EN VALEUR DU FLEUVE SENEGAL

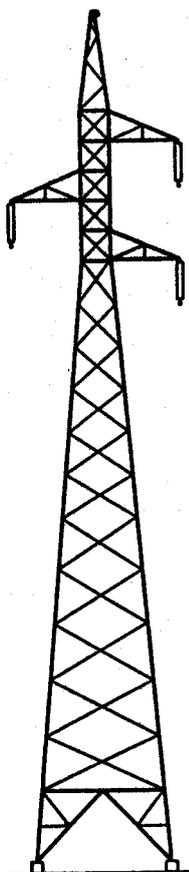
SILHOUETTE DU PYLONE 225 KV BITERNE

JANVIER 1989

PLANCHE 8



"O.M.V.S."
ORGANISATION POUR LA MISE EN VALEUR DU FLEUVE SENEGAL
SILHOUETTE DU PYLONE 225 KV MONOTERNE
JANVIER 1989 PLANCHE 9



"O.M.V.S."

ORGANISATION POUR LA MISE EN VALEUR DU FLEUVE SENEGAL

SILHOUETTE DU PYLONE 90 KV

JANVIER 1989

PLANCHE 10

