

Woubacar Gambia

H.C.

ORGANISATION POUR LA MISE EN
VALEUR DU FLEUVE GAMBIE



GAMBIA RIVER BASIN
DEVELOPMENT ORGANISATION

SECRETARIAT EXECUTIF

EXECUTIVE SECRETARIAT

**Études d'avant-projets détaillés et d'élaboration des dossiers d'appel
d'offres des aménagements hydroélectriques de
Sambangalou et Kaléta et de la ligne d'interconnexion
des pays membres de l'OMVG**

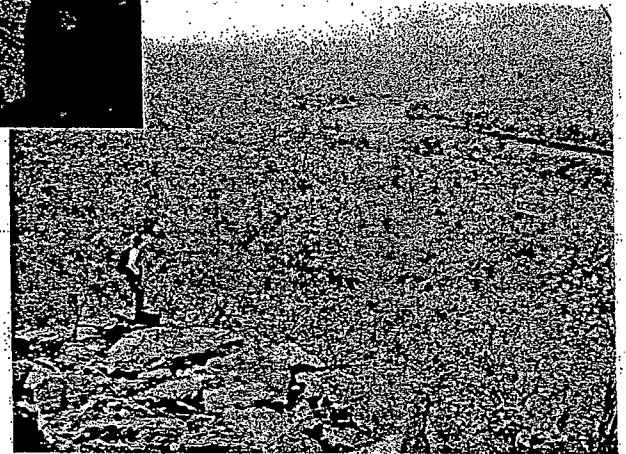
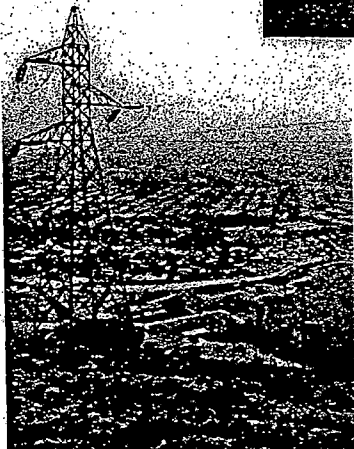
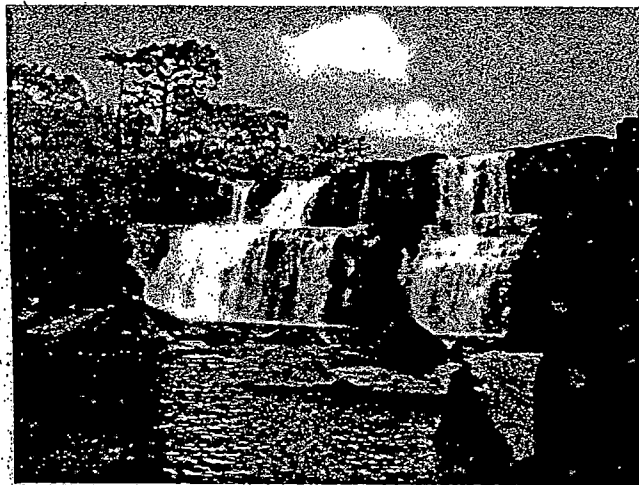


TABLE RONDE DES BAILLEURS DE FONDS

Note de synthèse de l'étude économique, financière et tarifaire

Version finale - Mars 2007

INTRODUCTION

Dans le cadre de la mise en œuvre de son programme de développement énergétique, l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Gambie (OMVG) a confié au groupement de bureaux d'ingénieurs-conseils Coyne et Bellier - Tecsub - Coba (« COTECO ») la réalisation des études de faisabilité du projet hydroélectrique de Sambangalou sur le fleuve Gambie et de la ligne d'interconnexion des réseaux nationaux des 4 pays membres de l'OMVG. Cette première phase des études a été réalisée dans les années 2002 à 2004.

Compte tenu de la rentabilité de ce Projet démontrée par l'étude de faisabilité, une deuxième phase d'études a été confiée à COTECO en octobre 2005 consistant à effectuer les Études d'Avant-projets Détaillés (APD) tout en y ajoutant une centrale additionnelle sur le réseau d'interconnexion soit celle de Kaléta, et d'élaborer les dossiers d'appel d'offres des aménagements hydroélectriques de Sambangalou et Kaléta et de la ligne d'interconnexion des pays membres de l'OMVG.

Le financement de ces études a été apporté par la Banque Africaine de Développement.

Le Projet comprend maintenant l'aménagement de deux centrales hydroélectriques, l'une à Sambangalou au Sénégal d'une puissance installée de 128 MW et l'autre à Kaléta en Guinée d'une puissance installée de 240 MW ainsi que la construction d'une interconnexion pour les réseaux électriques des quatre pays de l'OMVG comprenant 1 677 km de ligne de transport d'énergie à 225 kV et 15 postes de transformation.

L'énergie annuelle qui sera produite par Sambangalou est évaluée à 402 GWh/an et celle produite par Kaléta à 946 GWh/an, soit un total de 1 348 GWh/an. Cette production représente 22,5 % de la demande prévisionnelle de la zone OMVG à l'horizon 2011 (voir page suivante).

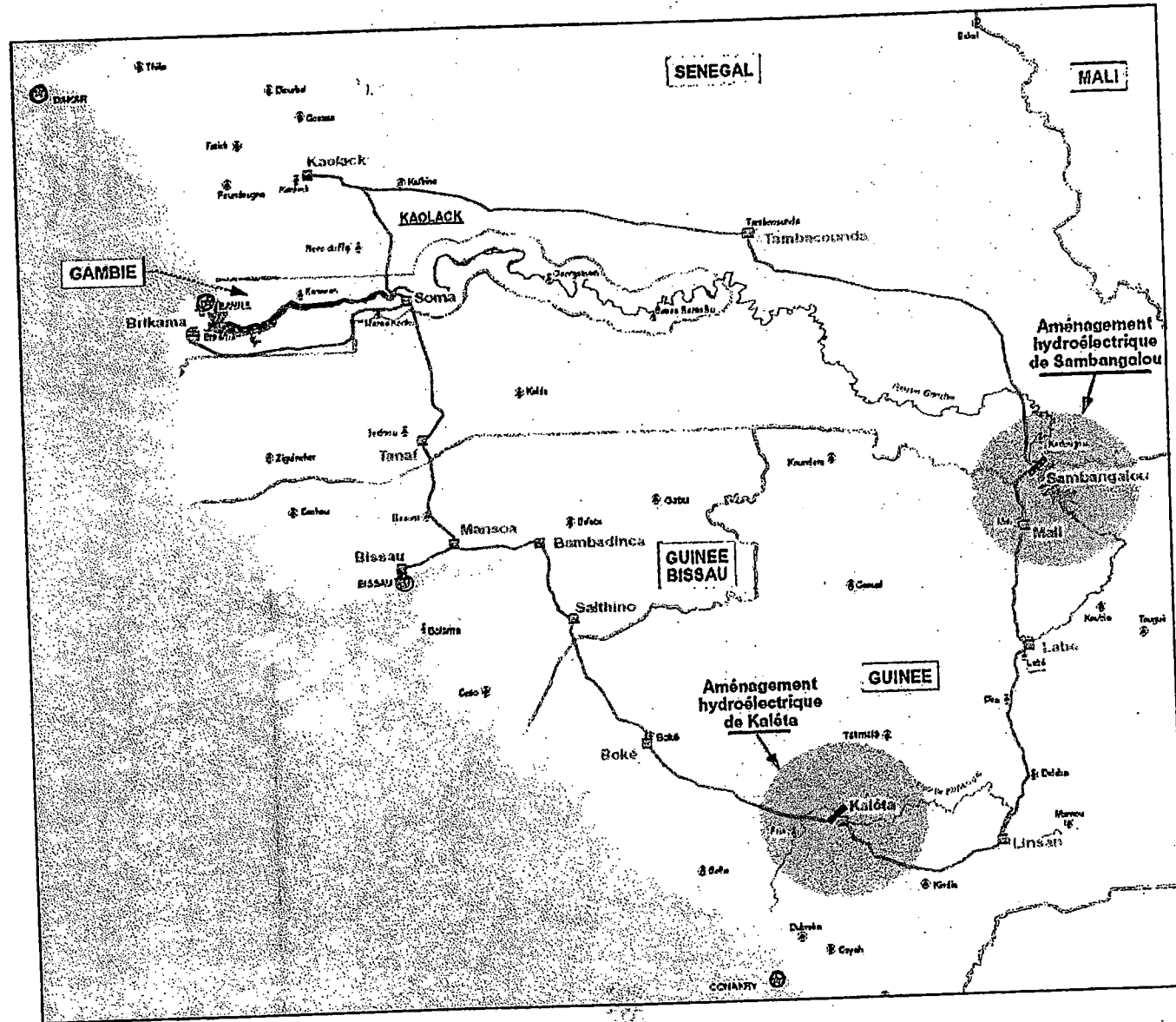
La vocation principale du Projet est de fournir une énergie renouvelable et à bas coût à quatre pays de l'Afrique de l'Ouest améliorant ainsi le bien-être des populations locales et favorisant le développement économique de la sous-région. Le Projet permettra également de réduire de façon appréciable la consommation de produits pétroliers nécessitée par les centrales thermiques, préservant ainsi l'environnement et renforçant par la même occasion l'indépendance énergétique des pays.

Le projet Énergie de l'OMVG aura des impacts environnementaux et sociaux. Dans le cadre de cette étude, les impacts du Projet ont été identifiés et évalués à chaque phase de construction et d'exploitation conformément à la réglementation applicable dans les pays membres de l'OMVG et aux exigences des bailleurs de fonds internationaux. Un plan environnemental exhaustif a été élaboré, qui comprend un ensemble de mesures d'atténuation et de compensation des impacts ainsi que des mesures d'accompagnement socio-environnemental.

À cet effet, les experts de COTECO ont accompli plusieurs missions dans la vaste zone d'étude du projet Énergie entre 2002 et 2006. Ils y ont rencontré les principaux intervenants dans les quatre pays membres de l'OMVG, ont mené des enquêtes auprès des personnes qui seront affectées par le Projet et des inventaires du milieu biophysique pour s'assurer d'avoir les données reflétant la situation existante de la zone d'étude.

Les résultats des présentes études sont positifs. Ils démontrent la faisabilité technique, l'intérêt économique et la viabilité financière du Projet. Enfin les études environnementales réglementaires effectuées par COTECO confirment l'acceptabilité environnementale et sociale du projet Énergie de l'OMVG.

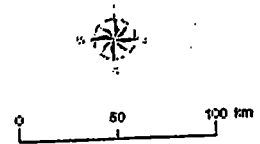
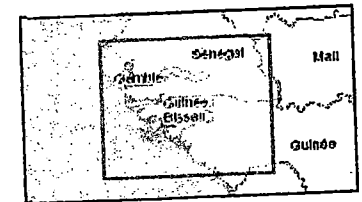
OMVG – Avant-projet détaillé
 Note de synthèse de l'étude économique, financière et tarifaire



Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Gambie

Études d'avant-projet détaillées et d'élaboration des dossiers d'appel d'offres des aménagements hydroélectriques de Sambangalou et Kaléta et de la ligne d'interconnexion des pays membres de l'OMVG

- Légende**
- ★ CAPITALE
 - ⊙ Ville principale
 - Limite d'État
 - Ligne d'interconnexion
 - ⊠ Poste d'interconnexion
 - Blocs
 - Barrage



MÉTADONNÉES :
 Projection Mercator Transversa Universale, Zone 28
 Système de référence : WGS 84
 Datum : WGS 84

Carte de localisation des diverses composantes de la zone du projet

Date: Juin 2006 Figure 2.2-1

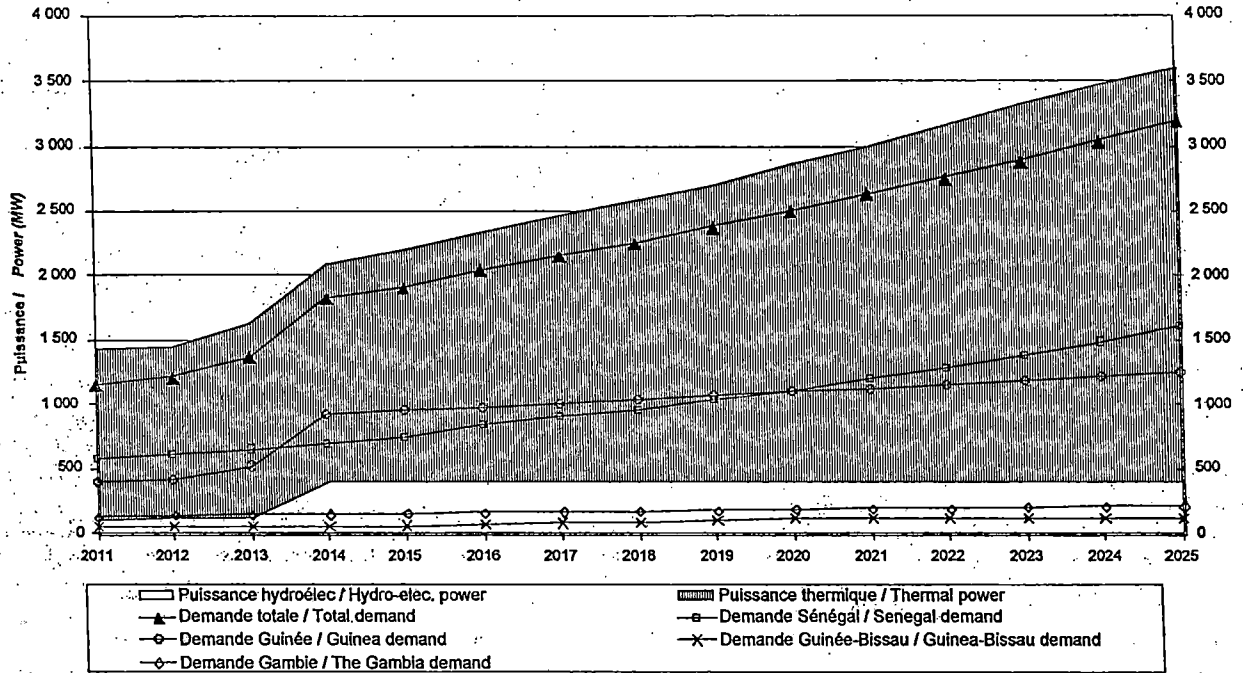
Groupement COTECO

VEOLIA **TERRA INTERNATIONAL LIMITED**

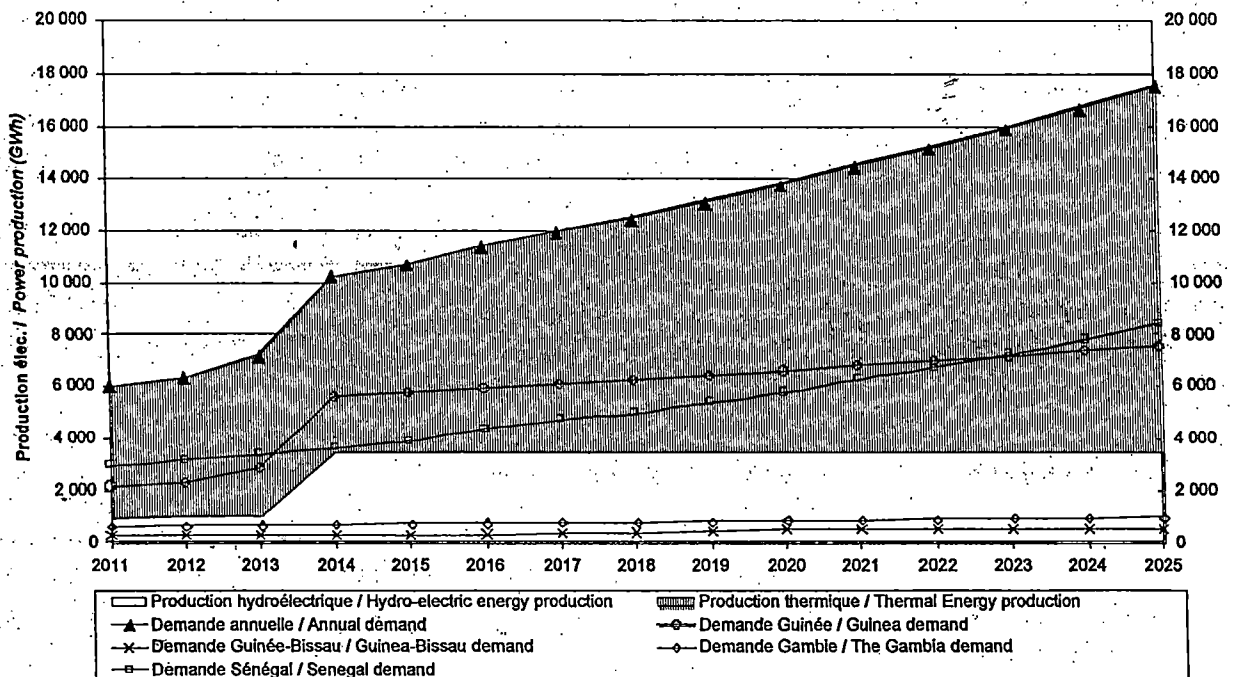
VEOLIA WATER SERVICES INTERNATIONAL COMPANY
 11, rue de la République, 92015 Nanterre Cedex, France

Evolution prévisionnelle de la demande en puissance et en énergie
 des quatre pays de l'OMVG (période 2011 - 2025)

en puissance (MW)



en énergie (GWh/an)



Nota : En 2014, démarrage d'importants projets aluminiers et mise en service de l'usine de Souapiti en Guinée.

AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE SANGALOU

L'aménagement hydroélectrique de Sangalou se situe à environ 19 km au sud de Kédougou à l'intérieur du bassin versant du fleuve Gambie. Ce bassin qui couvre une superficie de 77 054 km² est localisé dans une zone géographique, caractérisée par l'alternance d'une saison sèche en hiver et d'une saison humide en été.

Depuis sa source jusqu'à Simenti dans le parc national de Niokolo - Koba, le fleuve Gambie draine le massif du Fouta Djallon et ses contreforts, dans des terrains primaires caractérisés par des roches dures, cristallines et métamorphiques (principalement schistes et grès). Le fleuve coule dans une vallée relativement encaissée. Il est entrecoupé par des zones de rapides avec affleurement du socle rocheux. Les plaines d'inondation sont rares et de peu d'étendue.

De Simenti jusqu'à son embouchure, la Gambie draine le plateau du continental terminal, vaste bassin sédimentaire tertiaire qui constitue la majeure partie des territoires sénégalais et gambien.

Les caractéristiques topographiques et géologiques du site conduisent à un aménagement optimal du type suivant : barrage poids en « BCR » (béton compacté au rouleau), contrôle des crues par un évacuateur à seuil libre en crête du barrage et des vannes de fond, et usine hydroélectrique à l'air libre en pied de barrage.

Après une analyse multicritères la cote dite de « Retenue Normale » est fixée à 200 m. Sous cette cote, le réservoir a une surface de 181 km² et un volume total de 3,8 milliards de m³ d'eau. Ce réservoir sera situé pour sa plus grande partie en territoire guinéen tandis que le barrage sera en territoire sénégalais.

Le barrage aura une hauteur sur fondation de 90 m et une longueur en crête de 573 m. Son volume sera de 3,8 milliards de m³.

Comme organes d'évacuation des crues le barrage dispose :

- de deux évacuateurs de fond (3,2 m x 4,0 m) calées à la cote 125, totalisant une section de 25,6 m²;
- d'un évacuateur à seuil libre calé à la cote de retenue normale (200) avec une longueur déversante de 60 m.

Pendant la construction de l'ouvrage, le fleuve Gambie doit être dérivé pour permettre la réalisation des travaux à sec. Cette dérivation sera assurée par trois pertuis de 7,5 m de large et 9 m de hauteur, situés en rive gauche du lit mineur de la Gambie, ménagés dans le corps du futur barrage.

L'emplacement de la centrale est en rive droite du fleuve Gambie et est équipée de 4 groupes Francis de 32 MW chacune. Le bâtiment de l'usine comprend :

- un étage principal, comprenant le hall de montage, le hall d'entrée pour personnel, le magasin, une salle pour les services auxiliaires, un atelier, des toilettes et vestiaires;
- un plancher, où se trouvent les installations pour le personnel d'exploitation, notamment la salle de commande, bureaux et réception;
- un plancher des alternateurs, comprenant la salle des alternateurs (alternateurs, régulation et cellules des groupes) et une salle adjacente (transformateurs et tableaux des groupes, batteries, groupe Diesel et cellules 20 kV);

- un plancher des turbines où se trouvent des galeries d'accès à la zone entre la turbine et les alternateurs, et les entrées des galeries vers les étages inférieurs de l'usine, pour l'accès aux aspirateurs et à la galerie de drainage;
- un poste de départ situé sur le toit.

Les prises d'eau usinières sont localisées sur la face amont du barrage et sont reliées à quatre conduites forcées qui amènent l'eau aux bâches spirales des turbines Francis de la centrale. La prise d'eau est intégrée dans la zone centrale du barrage. Les quatre conduites forcées se développent sur des alignements droits en plan et avec tracé en profil faisant deux coudes à environ 50°. La longueur totale de chaque conduite est environ de 115 m.

La route d'accès est située en rive droite du fleuve Gambie. Pour une bonne partie de sa longueur elle pourra utiliser les pistes existantes après amélioration de ces dernières. Le fleuve Gambie sera traversé à l'extérieur de Kédougou et nécessitera la construction d'un pont. La route d'accès rejoint la route nationale 7. Les cités pour l'OMVG et l'Entreprise seront situées le long de la route d'accès environ à 9 km du barrage de Sambangalou. Les installations de chantier seront localisées également le long de la route d'accès à 5 km du barrage.

Principales caractéristiques de l'aménagement de Sambangalou

Barrage en BCR	
Hauteur maximale sur fondation	90 m
Longueur en crête	573 m
Largeur maximale en pied	75 m
Surface de retenue à la cote RN	181 km ²
Volume de la retenue	3,8 milliards de m ³
Cote de couronnement du barrage	205,00 m
Cote des plus hautes eaux (PHE)	201,90 m
Revanche vis-à-vis des PHE	3,10 m
Débit d'équipement	200 m ³ /s
Puissance installée	128 MW
Evacuateur de fond dimensionné pour	700 m ³ /s
Productible total	402 GWh/an
Volume de béton	1 263 000 m ³

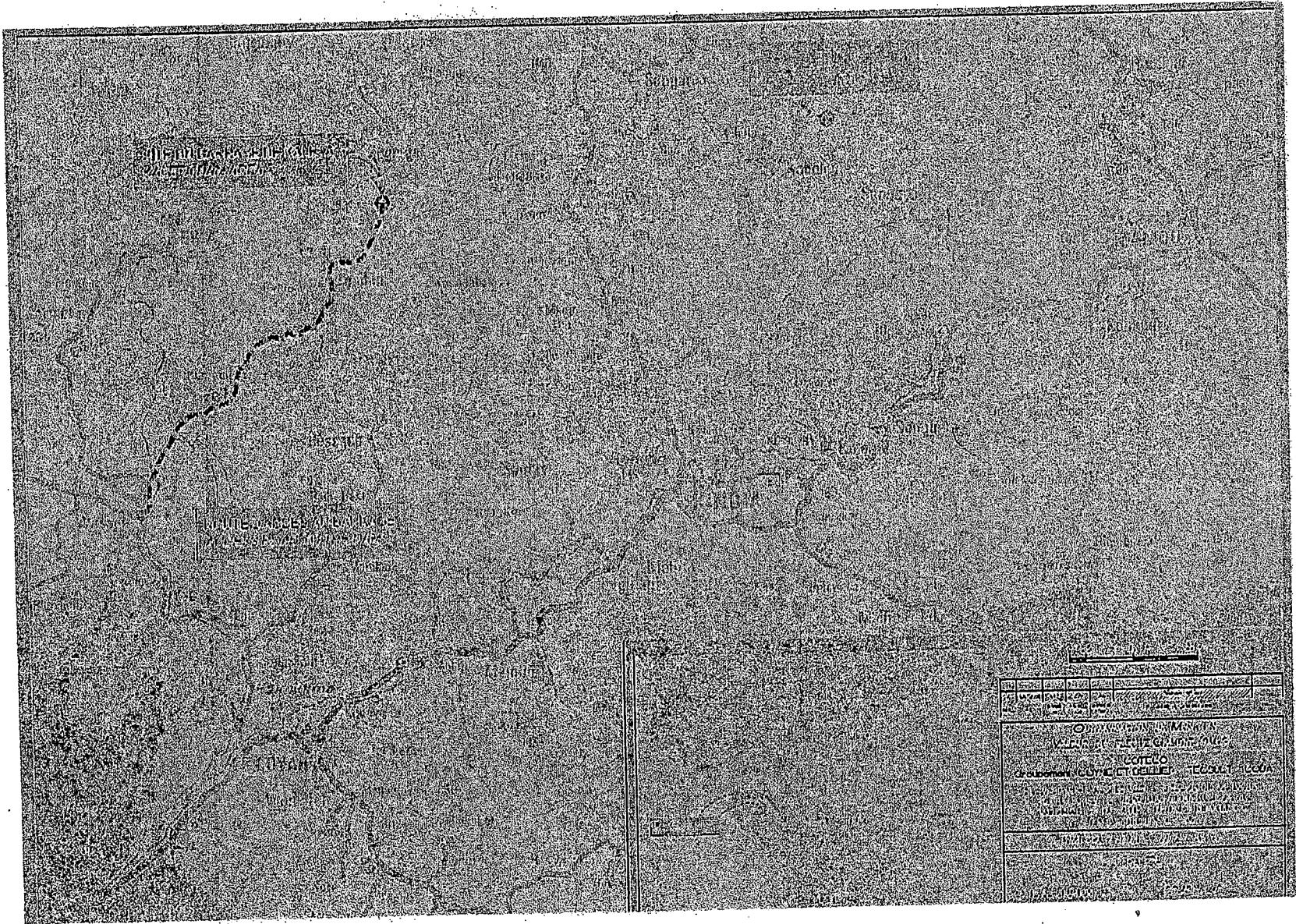
environ de 80 m. La restitution des débits turbinés est réalisée vers un court canal de fuite en béton en aval des aspirateurs des turbines. Ce canal est prolongé vers l'aval par un chenal excavé dans le rocher, dans le bras du Sanfokhi.

La route d'accès à une longueur totale de 69,5 km et passe par les points significatifs suivants : village de Khoubiya, ruisseau Sonkodé avec un franchissement par pont, rivière Bady avec un franchissement par pont, ville de Tondon, ruisseau Khoni avec un franchissement par pont, village de Gomba, village de Medina Kagniégouri et village de Kassia.

Principales caractéristiques de l'aménagement de Kaléta :

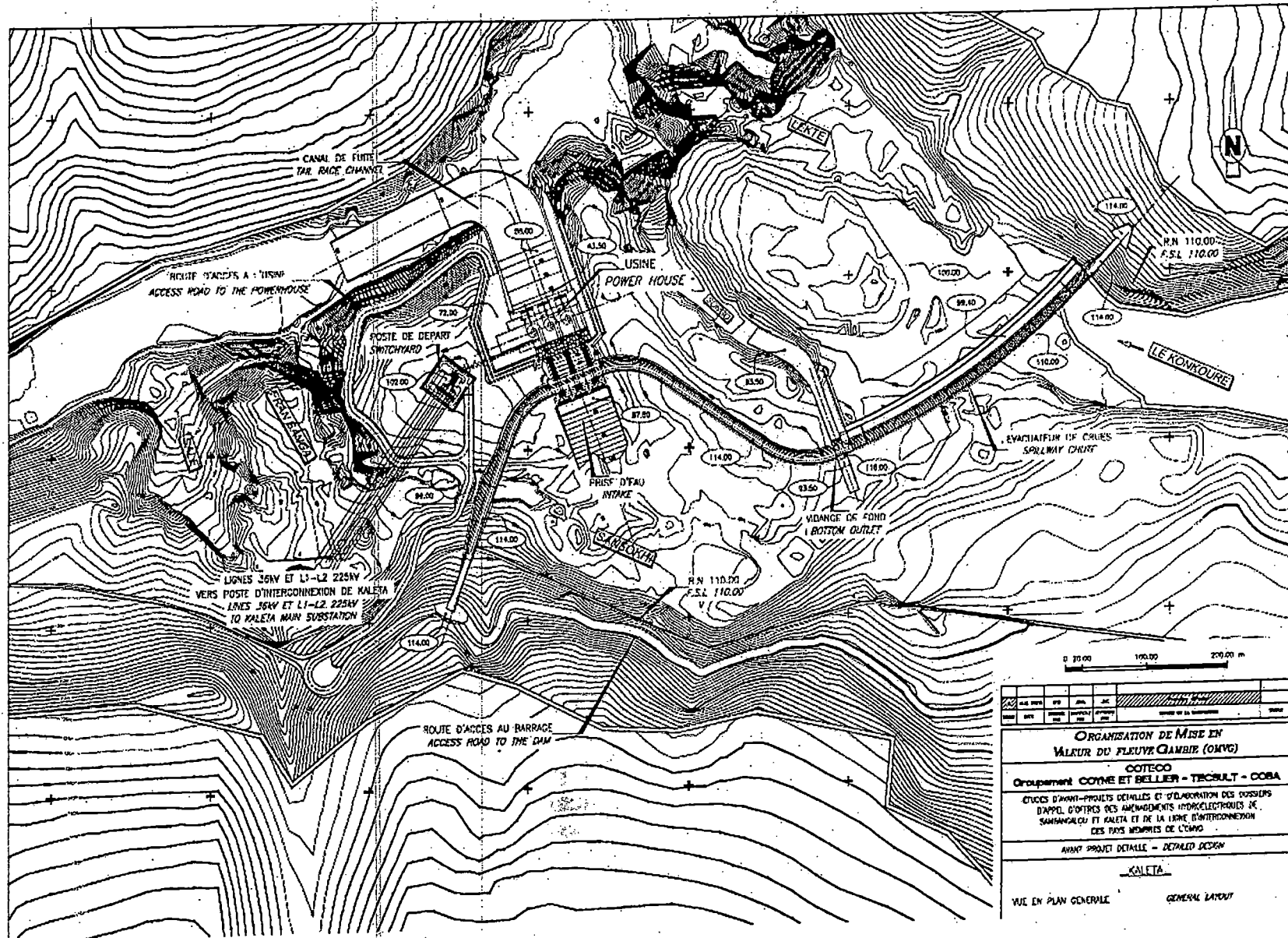
Cote de Retenue Normale (RN)	110,00 m
Cote des Plus Hautes Eaux (PHE)	113,00 m
Cote de la crête du barrage	114,00 m
Hauteur maximale du barrage sur fondation	22 m
Longueur du barrage	983 m
Surface de retenue à la cote RN	2,82 km ²
Volume de la retenue	22 millions de m ³
Débit d'équipement de l'usine	540 m ³ /s
Puissance installée de l'usine	240,5 MW
Puissance garantie 95% du temps	27 MW
Production annuelle (productible)	946 GWh

OMVG – Avant-projet détaillé
Note de synthèse de l'étude économique, financière et tarifaire



07

OMVG – Avant-projet détaillé
 Note de synthèse de l'étude économique, financière et tarifaire



0		50.00		100.00		200.00	
ORGANISATION DE MISE EN VALEUR DU FLEUVE OMBIE (OMVG) COTECO Groupement COYNE ET BELLIER - TRICULT - CORA ETUDES D'AVANT-PROJETS DÉTAILLÉS ET D'ÉLABORATION DES DOSSIRS D'APPEL D'OFFRES DES AMÉNAGEMENTS HYDROÉLECTRIQUES DE SAMBANGOU ET KALETA ET DE LA LIGNE D'INTERCONNEXION DES PAYS VOISINS DE L'OMVG AVANT-PROJET DÉTAILLÉ - DETAILED DESIGN KALETA VUE EN PLAN GÉNÉRALE GENERAL LAYOUT							

INTERCONNEXION

Le Tracé

Le tracé couvre une longueur totale de 1 677 km de lignes à 225 kV. Il est divisé en 15 tronçons séparés par autant de postes de transformation. Le tracé final tel que montré sur le dessin ci-dessous a été établi suite aux photos aériennes que COTECO a fait prendre dans un corridor de 2 km de largeur sur toute la longueur du réseau de ligne de transport.

Type de lignes

La ligne constituant la boucle du réseau est monoferne sur pylônes triangle et a une tension de 225 kV, sur la majorité des tronçons à l'exception des tronçons de Soma-Brikama en Gambie, Mansoa-Bissau en Guinée Bissau et Kaolak-Birkelane au Sénégal qui sont équipés d'une ligne biterne ; type double drapeau, de façon à augmenter la sécurité de l'alimentation, étant donné que ces postes sont reliés à la boucle en antenne.

Type de conducteurs

Le conducteur étudié lors de l'étude de faisabilité effectuée en 2002-2004 était en alliage d'aluminium (AAAC) de 228 mm² de section. Lors de la présente étude le type de conducteur a été revu et, compte tenu du transit thermique estimé à 400 MW, une section de conducteur de 570 mm² en alliage d'aluminium (AAAC) a été adoptée pour des raisons de régulation de tension, de stabilité et d'expansion future.

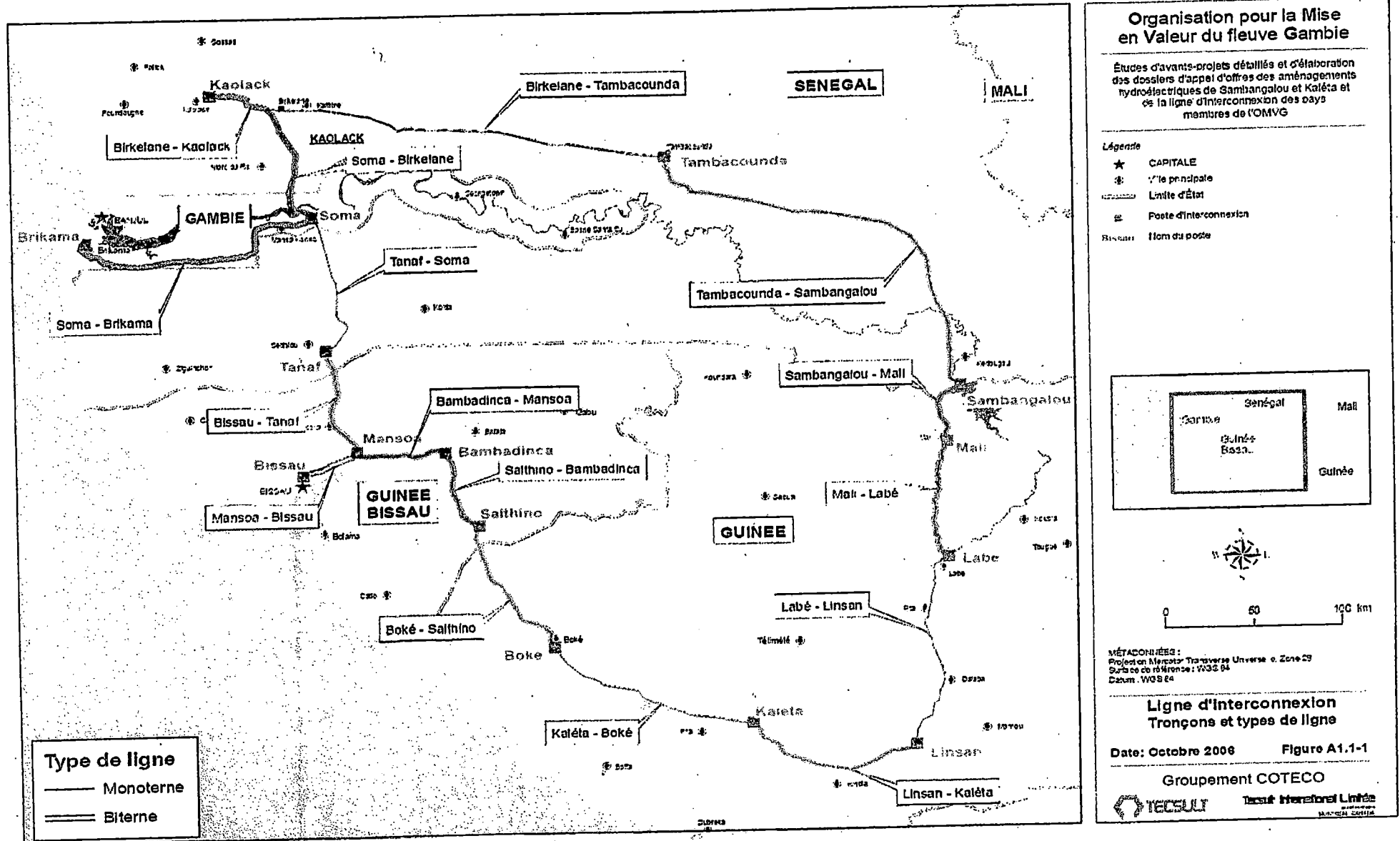
Câbles de garde

Les pylônes seront équipés de deux câbles de garde dont un sera muni de fibres optiques.

Les postes

Les sites d'accueil de chacun des postes ont été validés et optimisés sur le terrain lors des missions de validation en février 2003 et en novembre 2005. Chacun des sites d'accueil a été visité en compagnie de représentants du secteur de l'énergie et de l'environnement de chacun des pays. Donc, actuellement, suite à la revue de l'étude de faisabilité, les 15 sites d'accueil sont choisis et validés. Ils sont conformes aux attentes des gestionnaires du réseau électrique de chaque pays et aux critères de localisation.

OMVG – Avant projet détaillé
 Note de synthèse de l'étude économique, financière et tarifaire



IMPACT SOCIO-ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL

Aménagement de Sambangalou

Sambangalou a comme vocation principale la production électrique. De plus, l'important volume de la retenue (1,7 milliards de m³ d'eau de volume utile) peut contribuer au développement aval, notamment au niveau de l'irrigation. C'est donc un projet qui offre des avantages intéressants mais qui présente aussi des risques environnementaux et sociaux qu'il faudra gérer avec grande attention, notamment au niveau de la réinstallation des populations et des zones humides riveraines au fleuve Gambie en aval du barrage.

En phase de construction les impacts les plus importants sur le milieu naturel sont liés à la perte de ressources naturelles comme les sols et la végétation terrestre ainsi qu'à la perte d'habitats fauniques, en raison de la création d'un réservoir de 181 km². Ces impacts ne peuvent être atténués en raison de leur caractère irréversible, mais peuvent être compensés par la protection et la conservation de milieux naturels existants et la création de nouvelles aires protégées. Les impacts négatifs les plus importants sont liés au déplacement des populations situées dans la zone du réservoir, aux incidences sur la santé des populations et des travailleurs, à la perte de terres agricoles et de moyens de franchissement du fleuve en saison sèche. Toutefois, le projet a aussi des impacts positifs sur le milieu humain tels que l'amélioration de la qualité de vie sur les sites d'accueil, la sécurisation foncière et la création d'opportunités d'emplois et de revenus.

En phase d'exploitation, Sambangalou aura des impacts négatifs sur le milieu biophysique qui pourront être surtout atténués par des mesures hydrauliques qui pourraient avoir une incidence sur le productible de l'aménagement. Ces impacts sont liés à la modification du bilan hydraulique des zones humides dans les biefs sénégalais et gambien, au recul du front salin en saison sèche (impact à la fois positif et négatif), à la dégradation de la qualité de l'eau du réservoir et en aval de celui-ci, à la modification de l'équilibre morfo-sédimentaire de l'estuaire, à l'appauvrissement progressif de la mangrove dans l'estuaire central, à la perte d'habitats fauniques en aval du barrage en saison sèche et à la modification importante de certaines populations animales dans les biefs aval, particulièrement dans l'estuaire central.

En ce qui concerne le milieu humain, les impacts négatifs de l'exploitation de Sambangalou seront liés à la santé, particulièrement en ce qui concerne les maladies liées à l'eau, aux accidents et aux noyades, à la réduction des rendements de pêche à l'aval du barrage et à la perte de ressources naturelles utilisées par les populations. Toutefois, de nombreux impacts positifs permettront de compenser ces désavantages, tels que l'amélioration de l'approvisionnement en énergie électrique, le désenclavement de la zone du réservoir, l'amélioration du niveau de vie et de l'état de santé général des populations, etc.

Des mesures de compensation et d'atténuation ont pu être définies pour presque tous les impacts. La mise en œuvre de ces mesures dans le cadre d'un plan de gestion environnementale et sociale (PGES) et d'un plan de réinstallation (PR) est considérée réaliste.

Aménagement de Kaléta

Les impacts de l'aménagement de Kaléta ont une portée relativement limitée du fait de la dimension réduite de la retenue, de la zone du projet et du mode de gestion « au fil de l'eau » des débits du Konkouré.

Sauf en ce qui concerne la qualité de l'eau, les impacts en aval sont sans commune mesure avec ceux d'un barrage ayant fonction de régulation (Souapiti, Garafiri) et peuvent être considérés comme négligeables. Il est donc important que les parties prenantes à l'EIES et à son approbation, ainsi que la population, qui n'ont souvent que Garafiri comme référence, en soient convaincues.

Des mesures de compensation et d'atténuation ont pu être définies pour presque tous les impacts. La mise en œuvre de ces mesures dans le cadre d'un plan de gestion environnementale et sociale (PGES) et d'un plan de réinstallation (PR) est considérée comme réaliste. L'expérience des équipes environnementales guinéennes et les enseignements de Garafiri constituent des facteurs favorables pour réaliser ces programmes dans de bonnes conditions.

Les présentes études montrent que le projet affectera une zone soumise à des contraintes particulièrement fortes, malgré une relative proximité de sous-préfectures, des préfectures voire même de Conakry. Ces contraintes sont l'enclavement, le manque d'écoles se traduisant par un faible taux de scolarisation, le manque de structures sanitaires, le manque d'eau potable de bonne qualité, l'appauvrissement des sols, la pression sur les terres et l'insuffisance d'appuis pour résoudre ces contraintes. C'est pour cela que les mesures prévues donnent une place renforcée au développement économique et social et à la gestion des ressources naturelles.

Dans ce contexte, le projet de Kaléta est perçu par les autorités et les populations comme une opportunité majeure pour le développement de la zone. L'accueil est donc globalement favorable, sans avis défavorable recueilli à ce jour, mais avec – toutefois – des inquiétudes exprimées vis-à-vis des bénéfices que la population peut en attendre ainsi que sur le risque de rupture de liens intercommunautaires noués au long des années.

Les populations attendant un bénéfice de ce projet, le risque existe qu'elles sous-évaluent les problèmes de crainte de freiner le processus. Le dispositif d'information, et particulièrement d'écoute, est de ce fait essentiel pour bien capter et comprendre les problèmes nouveaux ou les questions posées, et y répondre.

L'aménagement de Kaléta se situe dans une perspective d'aménagement intégré du bassin du Konkouré et permet, ainsi, de valoriser la fonction de réservoir de Garafiri et constituera une première occasion de répartir les coûts environnementaux liés à cet aménagement sur des projets, comme Kaléta, dont l'impact environnemental rapporté à la production électrique, sera moindre. C'est aussi l'occasion de relancer le processus de suivi des paramètres socio-environnementaux du bassin du Konkouré dans la double perspective de suivi des impacts de Garafiri et de Kaléta et de préparation des étapes ultérieures de l'aménagement hydroélectrique de ce bassin.

Interconnexion

Aucun impact majeur n'a été identifié en ce qui concerne l'interconnexion. Une grande partie des impacts potentiels sont liés aux activités de construction et peuvent être gérés par de bonnes pratiques de construction. En phase d'exploitation, les impacts sont en général mineurs ou négligeables.

Des mesures d'atténuation et de suivi sont recommandées et seront intégrées dans le plan de gestion environnementale et sociale (PGES) de cette composante du projet Énergie. De plus, un cadre de politique de réinstallation viendra préciser les modalités de compensation des personnes affectées par la construction et la présence de la ligne d'interconnexion.

Le bilan global du projet d'interconnexion est positif et celui-ci assurera une sécurité d'approvisionnement en électricité pour les quatre pays ainsi qu'un développement subséquent des projets d'électrification rurale bénéficiant directement aux populations.

COUT DE REALISATION DU PROJET

Le coût total de réalisation du Projet est estimé, au niveau des études d'avant-projet détaillé, à 857 M€ ou 562 Mds FCFA en valeur 2006.

Ce coût total estimatif inclut le coût de réalisation des travaux, le coût de mise en œuvre des mesures du plan environnemental (PGES et PR) et les frais d'ingénierie et de Maîtrise d'Ouvrage.

Ce coût total est ventilé ci-dessous suivant les différents lots de travaux envisagés.

			Kilo Euros 2006	
Sambangalou	Lot 1	Travaux de démarrage	12 815	
	Lot 2	Génie Civil Aménagements	114 743	
	Lot 3	Équipements	98 058	
		Plan Environnemental	39 824	
		Ingénierie et maîtrise d'ouvrage	26 544	
		Sous-total Sambangalou:	291 984	
Kaléta	Lot 1	Travaux de démarrage	16 977	
	Lot 2	Génie Civil Aménagements	47 200	
	Lot 3	Équipements	84 558	
		Plan Environnemental	14 437	
		Ingénierie et maîtrise d'ouvrage	15 307	
		Sous-total Kaléta:	178 479	
Interconnexion	Lots postes	Lot P1	Poste Sénégal	27 473
		Lot P2	Poste Gambie	14 762
		Lot P3	Poste Guinée-Bissau	25 593
		Lot P4	Poste Guinée	36 945
	Lots Lignes	Lot L1	Kaolack-Birkelane-Tambacounda	31 185
		Lot L2	Sambangalou-Tambacounda	32 878
		Lot L3	Sambangalou Mali-Labé Linsan	40 699
		Lot L4	Linsan-Kaléta-Boké	35 846
		Lot L5	Boké-Salthino-Bambadinca-Mansoa-Tanaf et Mansoa-Bissau	40 025
		Lot L6	Kaolack-Birkelane et Birkelane-Tanaf-Soma	31 670
		Lot L7	Soma-Brikama	22 021
	Dispatching	Lot D1	Réseau	9 365
			Plan Environnemental	3 123
			Ingénierie et maîtrise d'ouvrage	35 159
		Sous-Total Interconnexion	386 744	
	Montant général des travaux:	857 207		

PROGRAMME DE REALISATION

Le programme de réalisation synthétique est présenté ci-dessous :

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Sambangalou						
Modèles réduits						
Travaux de démarrage						
Génie civil						
Equipements						
Mise en service						
Kaléta						
Modèles réduits						
Travaux de démarrage						
Génie civil						
Equipements						
Mise en service						
Interconnexion						
Lignes						
Postes						

Les dates-clés du programme sont les suivantes :

- réalisation des modèles réduits hydrauliques en 2007,
- lancement des travaux de démarrage (routes d'accès, ponts et cités du Maître d'Ouvrage) dès que possible en 2007 pour les deux aménagements hydroélectriques,
- mise en place du financement pour les travaux principaux entre le premier et le troisième trimestre 2007,
- mobilisation des Entrepreneurs des aménagements hydroélectriques fin 2007 pour un démarrage effectif des travaux début 2008,
- démarrage des travaux de l'interconnexion au début 2009
- mise en service de l'interconnexion progressivement au cours de l'année 2011,
- mise en service de l'usine de Kaléta entre mars et juillet 2011 (usine pleinement opérationnelle pour la saison des pluies 2011),
- mise en service de l'usine de Sambangalou entre septembre 2011 et février 2012.

CADRE INSTITUTIONNEL DE DEVELOPPEMENT DU PROJET

A l'issue de la réunion d'examen du rapport de Revue des Etudes de Faisabilité qui s'est tenue du 20 au 21 juillet 2006 à Dakar, l'OMVG a retenu le schéma de développement dit « public » pour la mise en œuvre du Projet Energie. Ce schéma présente des avantages en termes de coûts et de délais de mise en œuvre par rapport aux deux autres options dites privées. De plus, les nombreuses marques d'intérêts des Bailleurs de fonds internationaux pour le Projet constituent un signal intéressant pour le choix de cette option de développement.

Le schéma « public » retenu s'appuie essentiellement sur une stratégie de financement public des infrastructures, dans laquelle l'OMVG et les Etats membres assument la conception, le financement, la réalisation et la gestion des ouvrages.

Le secteur privé (Banques, Entreprises, Opérateurs privés) est associé au Projet pour des compléments de financement et les volets « Construction » et « Exploitation » des ouvrages. En particulier il est envisagé que l'OMVG recrutera des opérateurs privés pour assurer l'exploitation et la maintenance des ouvrages.

Le cadre institutionnel et juridique dans lequel s'inscrit le développement du Projet est bien défini par les textes de lois de l'OMVG, les lois nationales des pays membres et les traités internationaux ratifiés par l'ensemble des Pays membres.

Ce cadre devra être complété pour chaque ouvrage à réaliser par un instrument juridique qui en fixera les composantes et caractéristiques. Cette convention spécifique définira également la répartition des coûts et charges d'exploitation de chaque ouvrage. Concernant Kaléta, les modalités d'intégration de l'ouvrage dans le Programme Energie de l'OMVG seront précisées dans la convention spécifique, notamment les conditions d'usage des eaux du Konkouré.

Le cadre contractuel général à mettre en place comprendra principalement :

- en phase de financement : des contrats de prêts, subventions et dons,
- en phase de construction : des contrats de travaux, des contrats de prestation de services (assistance à la Maîtrise d'Ouvrage, Maîtrise d'œuvre),
- en phase d'exploitation : des contrats d'exploitation et maintenance avec des opérateurs privés.

Par ailleurs divers protocoles devront être conclus et notamment :

- protocole d'interconnexion, destiné à définir des règles et procédures communes pour le bon fonctionnement du réseau,
- protocoles tarifaires, destinés à assurer la viabilité financière et la pérennité du Projet.

Enfin, la question de la répartition des coûts et bénéfices du Projet Energie est traitée. Cette question est fondamentale car elle conditionne la mise en place du plan de financement du Projet. Celui-ci se fera par emprunt par chacun des États-Membres de façon conjointe mais non solidaire, de manière à ne pas alourdir les engagements financiers des États. Il en a résulté une proposition d'une clé de répartition des coûts et bénéfices du Projet entre les États membres reposant sur les critères ci – après :

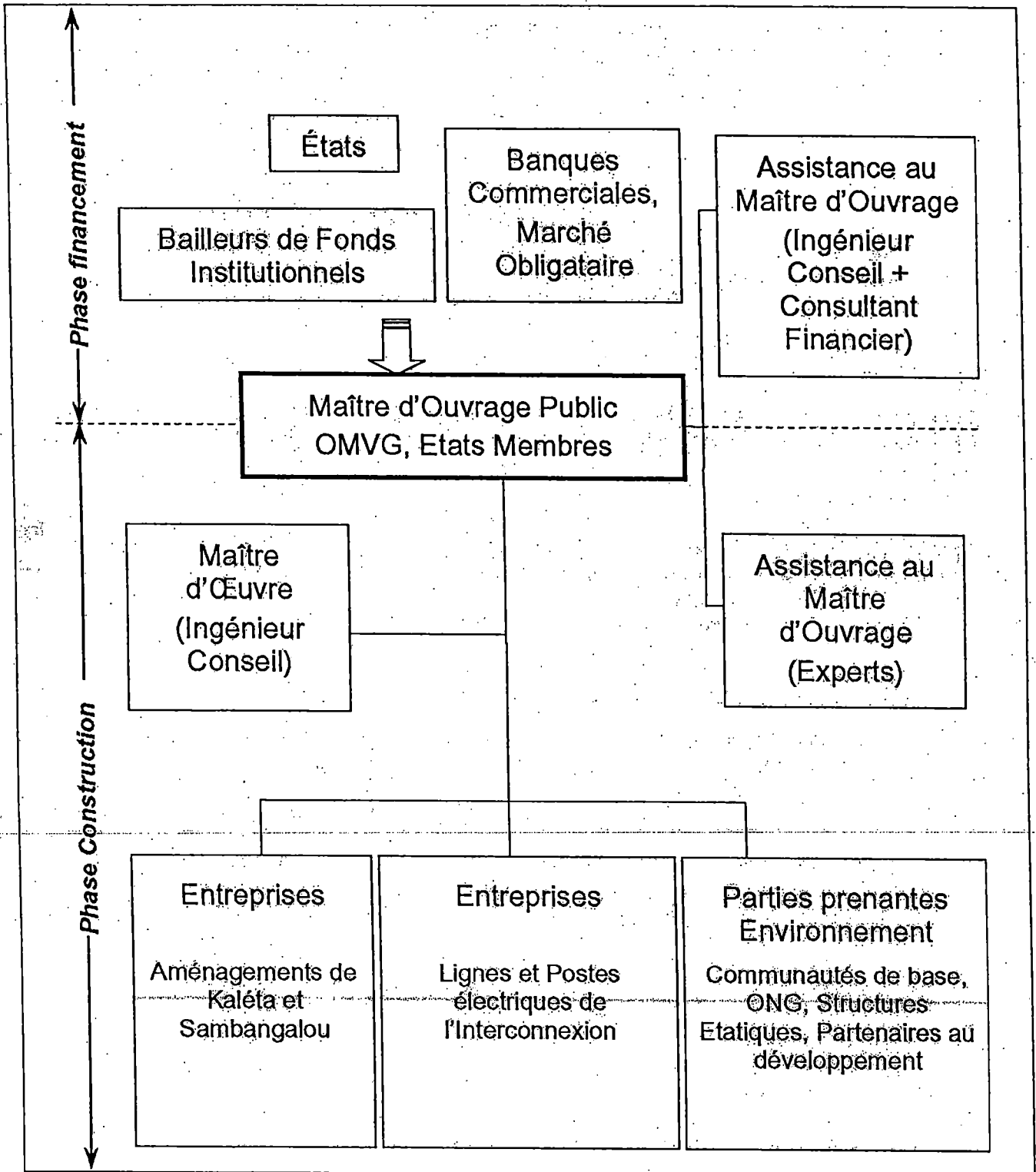
- ✓ La répartition de la demande prévisionnelle d'électricité

- ✓ La capacité des États à mobiliser les financements
- ✓ La localisation géographique des ouvrages et les impacts environnementaux et sociaux
- ✓ La capacité technique des réseaux nationaux à distribuer l'énergie
- ✓ Développement de l'intégration sous-régionale

Clé de répartition des coûts et bénéfices du Projet

	Gambie	Guinée	Guinée Bissau	Sénégal
Répartition des coûts de construction des aménagements hydroélectriques <i>(y compris plan environnemental et coûts d'ingénierie et maîtrise d'ouvrage)</i>	12%	40%	8%	40%
Répartition de l'énergie produite par les aménagements hydroélectriques	12%	40%	8%	40%
Répartition des coûts de construction des lignes H.T. et postes d'interconnexion <i>(y compris plan environnemental et coûts d'ingénierie et maîtrise d'ouvrage)</i>	13%	34%	17%	36%
Répartition des coûts de réalisation du système de dispatching	25%	25%	25%	25%

Organisation des parties prenantes du projet Énergie Phases Financement et Construction



Organisation de la Maîtrise d'Ouvrage / Phase Construction

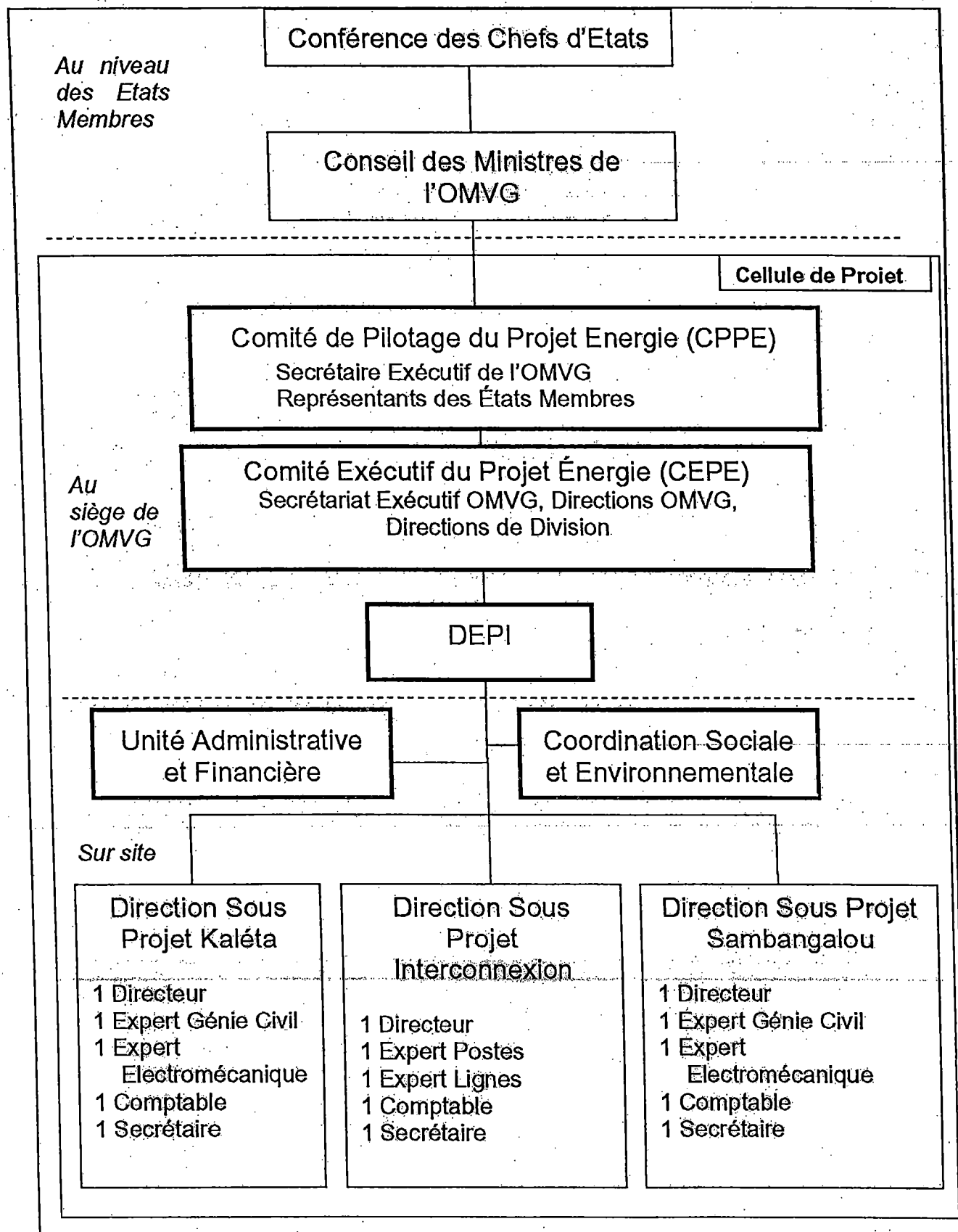
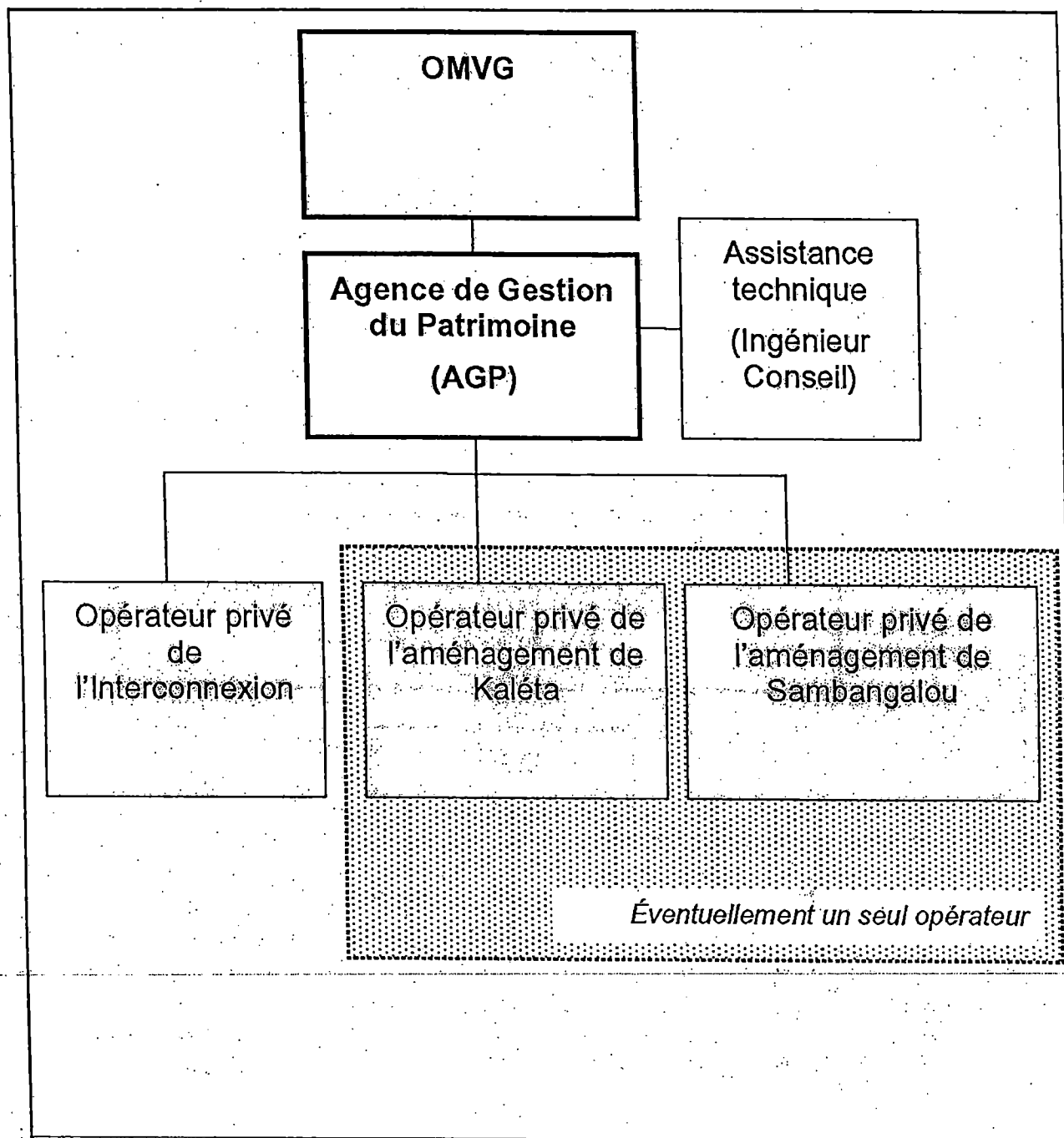
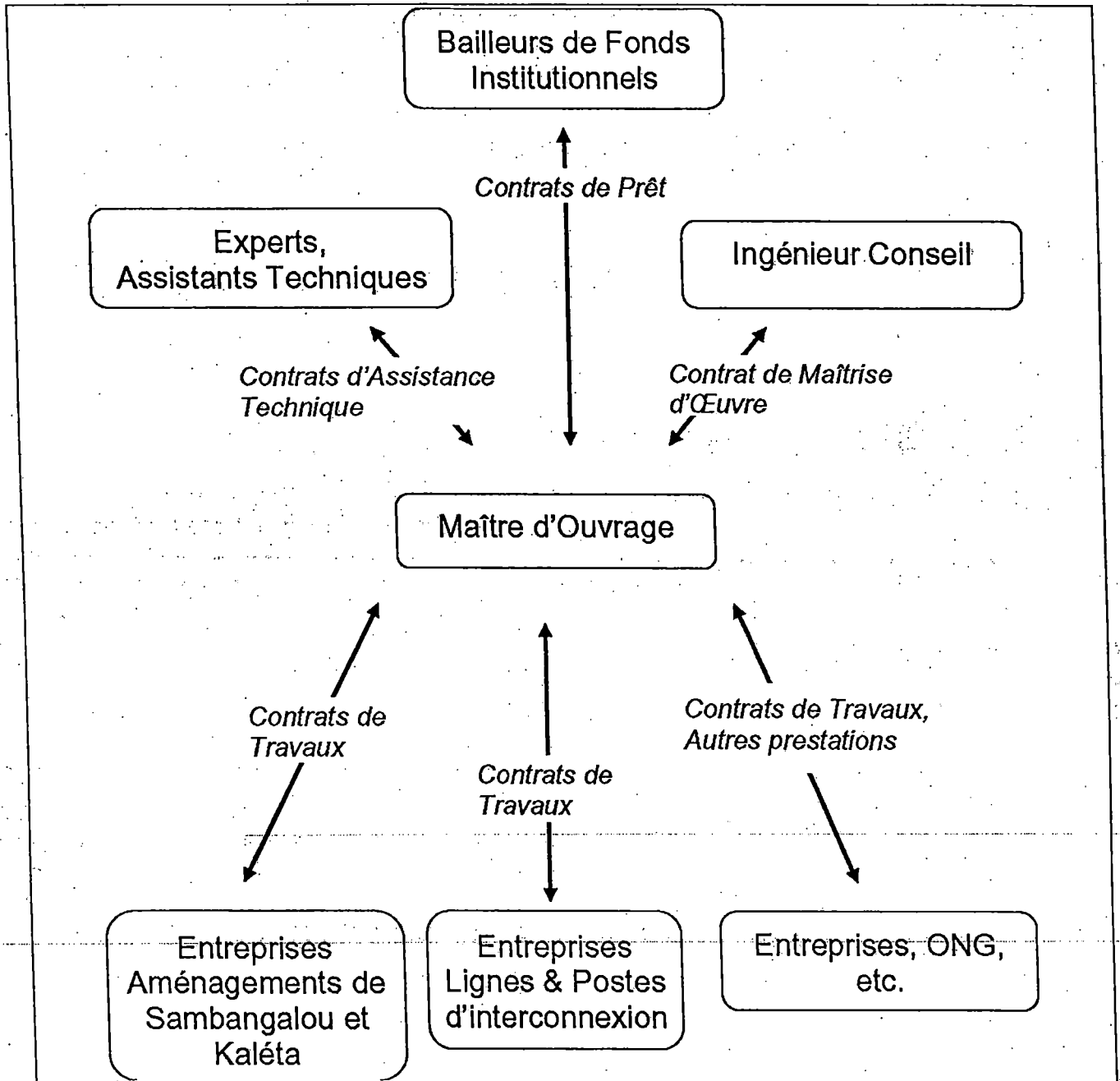


Schéma organisationnel en phase Exploitation



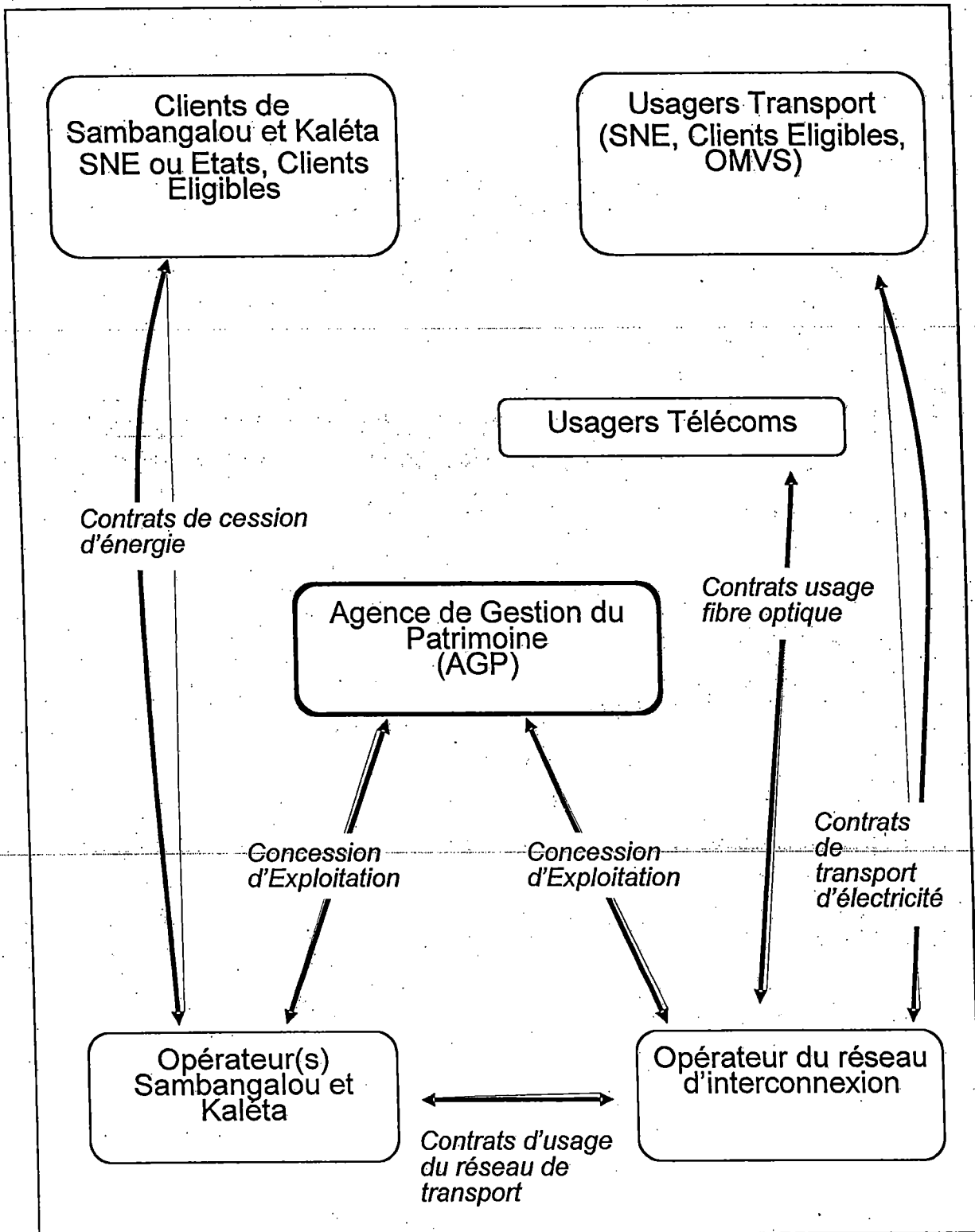
Structure contractuelle en phase de construction



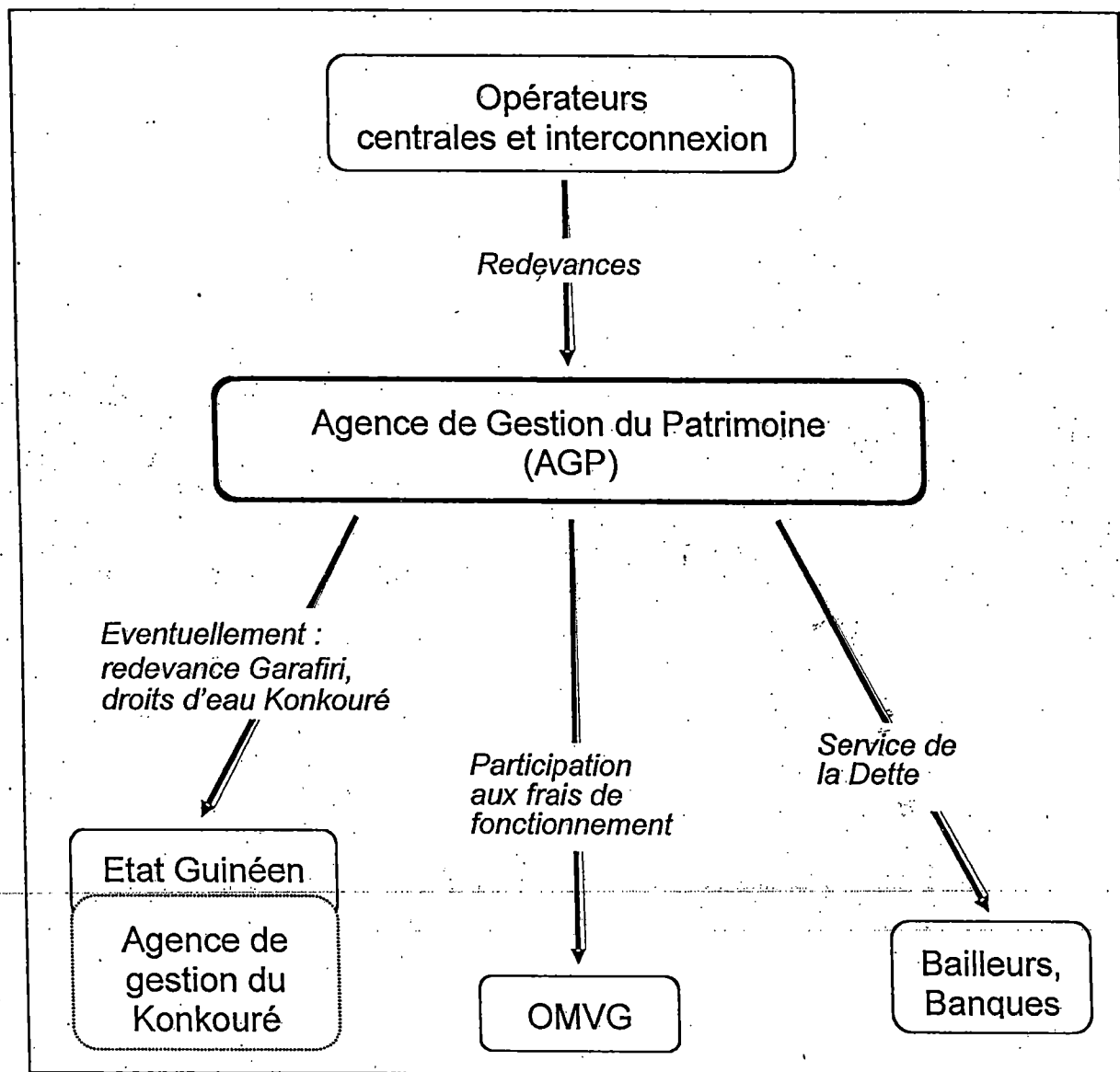
Contrats et Protocoles en phase d'exploitation

Type de contrat	Parties Prenantes	
Concession d'Exploitation	Agence de Patrimoine (AGP)	Opérateur du réseau de transport Opérateur(s) des centrale(s)
Protocole d'Interconnexion	AGP, Opérateur du réseau d'interconnexion	SNE, EEM (exploitant du réseau OMVS) Observateur : WAPP
Protocole(s) tarifaire(s) (énergie et transport)	AGP, Opérateur(s) des centrales	SNE, Clients Eligibles, régulateurs nationaux (et ultérieurement régulateur sous-régional)
Contrats de Cession d'Énergie, Contrats de transport d'électricité	Opérateur(s) des centrales	SNE, Clients Éligibles
Contrats d'usage de la fibre optique	Opérateur du réseau d'interconnexion	Opérateurs des télécommunications (téléphonie, Internet,)

Structure contractuelle en phase d'exploitation



Flux financiers en phase d'exploitation



ANALYSE ECONOMIQUE

Le Projet présente de nombreux avantages économiques :

- valorisation économique de l'interconnexion des réseaux électriques et de la production des deux usines hydroélectriques,
- création d'emplois,
- valeur ajoutée,
- aspects environnementaux,
- économie de devises,
- autres bénéfices.

➤ *Valorisation économique de l'interconnexion des réseaux électriques et de la production des deux usines hydroélectriques*

La valorisation économique de l'interconnexion des réseaux électriques et de la production des deux usines hydroélectriques a été calculée par la méthode d'analyse des coûts globaux actualisés de production électrique de l'ensemble des quatre pays de l'OMVG sur une période de 50 ans (de 2011 à 2060). Cette analyse permet de déterminer si la mise en place du projet d'interconnexion entre les quatre pays membres de l'OMVG et la construction des aménagements de Sambangalou et Kaléta apportent des bénéfices économiques plus importants que la situation de référence, qui est de combler la demande en électricité des pays membres par l'ajout d'unités de production thermique.

Les hypothèses de base considèrent :

- un taux d'actualisation de 10% conforme aux recommandations de la Banque Mondiale ;
à titre de calcul de sensibilité, un taux de 5% est également été utilisé, qui prend mieux en compte les bénéfices à long terme attendus d'un grand projet d'infrastructure structurante,
- un cours mondial du baril de brut stabilisé à long terme à 30 €/baril ;

et à titre de calcul de sensibilité, compte tenu des fortes incertitudes sur l'estimation de ce paramètre, des cours à long terme à 25, 40 et 60 €/baril.

Les résultats de l'analyse économique montrent que le Bénéfice Net Actualisé (BNA) de l'interconnexion est de +20 M€ (resp. +365 M€) pour un taux d'actualisation de 10% (resp. 5%) et un cours du baril de pétrole à 30 euros, pour un investissement de 387 M€. L'interconnexion dégage un Taux de Rentabilité Interne (TRI) de 10,6 % pour les hypothèses de base.

Pour l'aménagement hydroélectrique de Sambangalou, le BNA s'élève à -170 M€ (resp. 0 M€) pour un investissement de 292 M€. L'aménagement de Sambangalou dégage un TRI de 5,0 %.

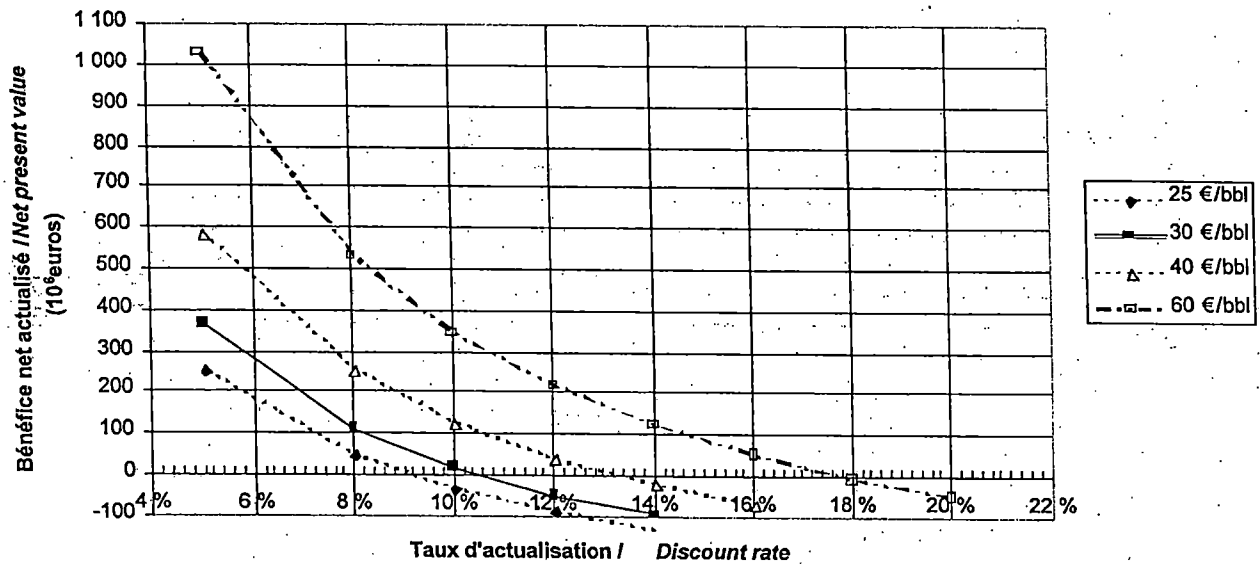
Pour l'aménagement hydroélectrique de Kaléta, le BNA s'élève à +243 M€ (resp. +621 M€) pour un investissement de 178 M€. L'aménagement de Kaléta dégage un TRI de 19,6 %.

Pour le Projet Énergie de l'OMVG dans son ensemble (Interconnexion + Sambangalou + Kaléta), le BNA s'élève à +93 M€ (resp. +986 M€). Le Projet dégage un TRI de 11,0 %.

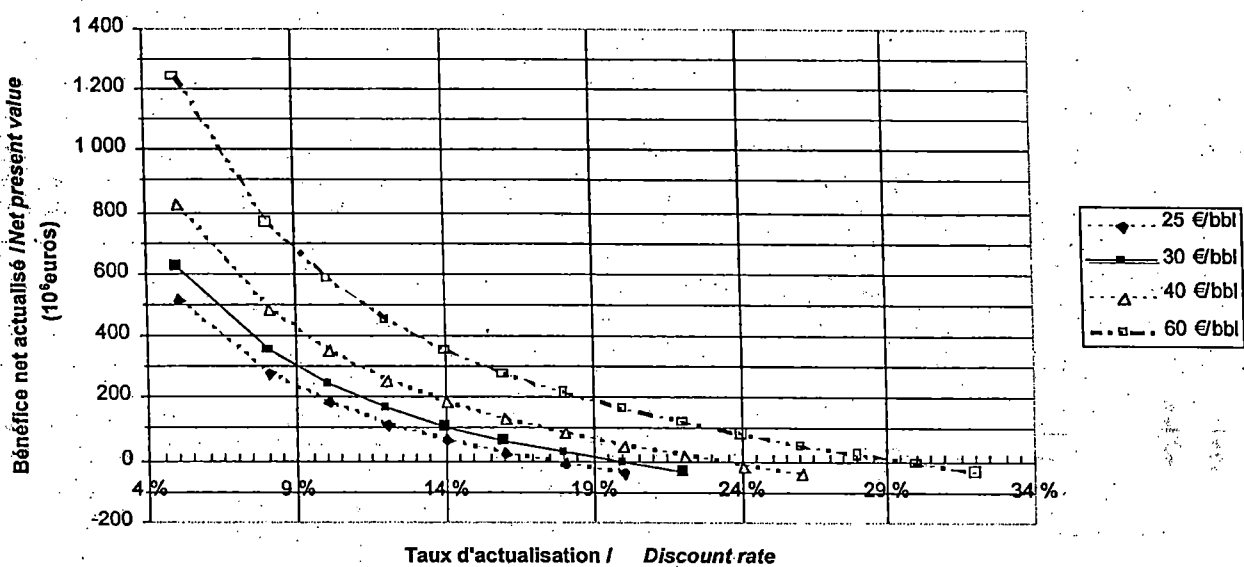
Le tableau et les figures ci-après récapitulent les résultats de l'analyse des coûts globaux actualisés de production électrique pour des taux d'actualisation de 5 et 10% et un coût du baril de pétrole à long terme de 25 €, 30 €, 40 €/bbl et 60 €/bbl (en millions d'euros) :

Cours du pétrole	25 €/baril		30 €/baril		40 €/baril		60 €/baril	
	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
BNA Interconnexion (M€)	+253	-34	+365	+20	+587	+128	+1 031	+344
BNA Sambangalou (M€)	-41	-191	0	-170	+82	-127	+245	-43
BNA Kaléta (M€)	+518	+187	+621	+243	+827	+356	+1 240	+583
BNA TOTAL (M€)	+730	-38	+986	+93	+1 496	+357	+2 516	+884
TRI GLOBAL (%)	9,7%		11,0%		13,5%		17,8%	

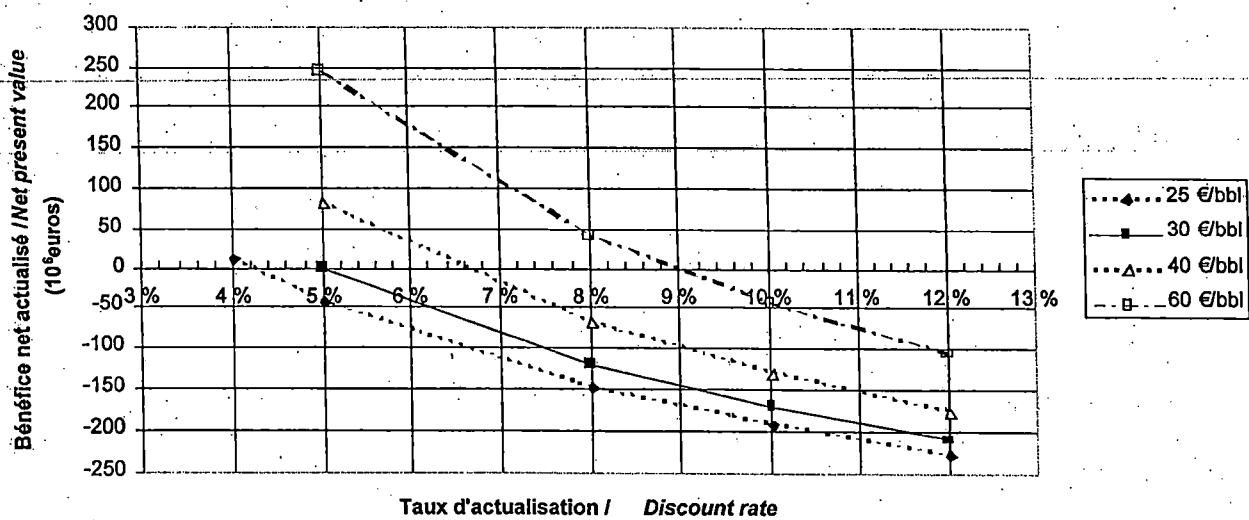
Bénéfice net actualisé de l'interconnexion



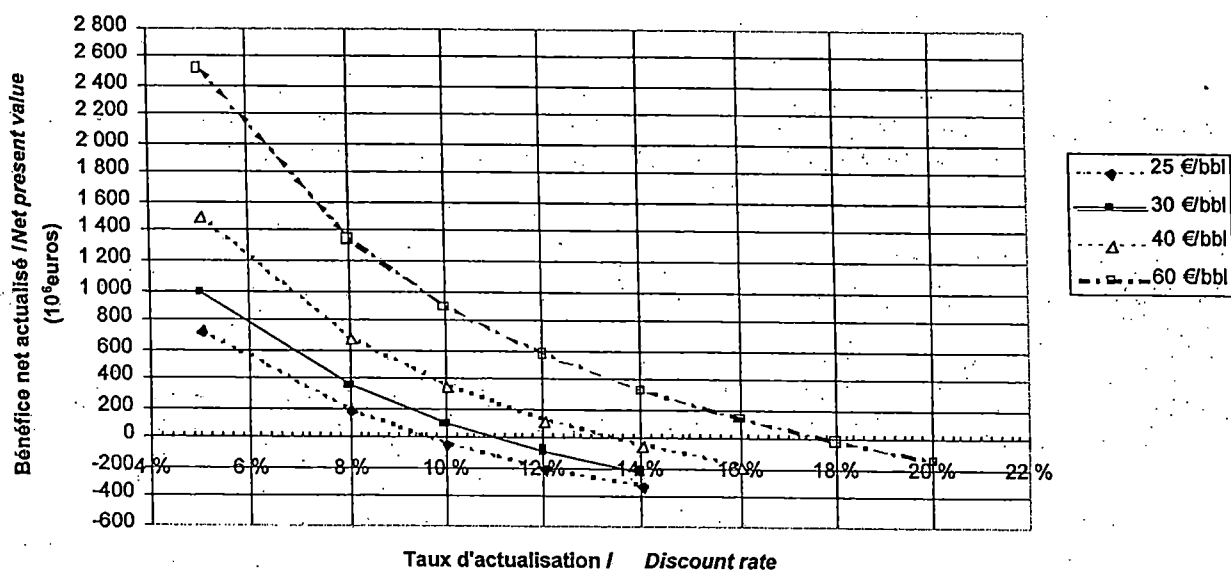
Bénéfice net actualisé de Kaléta



Bénéfice net actualisé de Sambangalou



Bénéfice net actualisé du Projet Énergie de l'OMVG



➤ **Création d'emplois**

La réalisation du projet Energie permettra la création d'un nombre considérable d'emplois durant la phase de construction mais aussi à moyen et long terme avec l'exploitation des infrastructures et la génération d'opportunités multiples dans des secteurs connexes comme les télécommunications, l'agriculture, la pêche, le tourisme, le transport, etc.

➤ **Valeur ajoutée**

La mise en place des investissements liés au projet énergie de l'OMVG devrait permettre une croissance importante de l'activité économique sous-régionale en raison de la participation des entreprises locales (travaux publics, transports, de bâtiments, des bureaux d'études, etc.). Ces dernières, de par les travaux qu'elles réaliseront, généreront des bénéfices qui pourront être réinvestis dans l'économie locale.

De plus, l'augmentation de la fiabilité des systèmes électriques des pays membres par la réalisation de l'interconnexion se traduira par une meilleure qualité de service, une réduction des interruptions et donc une plus grande productivité dans les secteurs industriels et les services. Cette augmentation de la rentabilité dans des secteurs clés de l'économie et dont l'énergie

électrique est un intrant important aura finalement un impact positif sur le produit intérieur des pays membres.

➤ **Aspects environnementaux**

L'utilisation des ressources hydrauliques ainsi que la mutualisation des systèmes électriques pour évacuer l'énergie des aménagements, améliorer la fiabilité du nouveau système interconnecté et optimiser la réserve permet de réduire considérablement la consommation d'énergies fossiles et par conséquent les émissions de CO₂ et des autres polluants. Le Projet énergie offre donc à la zone OMVG un choix de développement énergétique durable en évitant l'usage de ressources énergétiques beaucoup plus polluantes.

Si l'on compare les émissions des gaz à effet de serre (« GES » : CO₂, CH₄, N₂O), exprimées en grammes d'équivalent carbone par kilowattheure, on constate que les émissions pour la production d'électricité (émissions des centrales et des autres étapes de la filière) à partir du pétrole vont de 150 g/kWh à 250 g/kWh en fonction des technologies utilisées. En ce qui a trait à l'hydroélectricité, les émissions vont de 4 g/kWh à 65 g/kWh, ces émissions provenant généralement des autres étapes de la filière et non des centrales comme telles.

À partir de ces chiffres, on peut évaluer les plages d'émissions annuelles des GES selon les deux stratégies d'approvisionnement, pour une production d'énergie de 1 348 GWh (correspondant à la somme des productibles annuels des deux aménagements) :

- entre 200 000 et 350 000 tonnes d'équivalent CO₂ pour la filière thermique,
- et entre 5 000 et 90 000 tonnes d'équivalent CO₂ pour l'hydroélectricité.

Dans un contexte mondial marqué par le réchauffement climatique et le protocole de Kyoto et dans une optique de développement durable, le choix de la filière hydroélectrique contribue de façon importante à réduire les gaz à effets de serre.

➤ Economie de devises

Les gains en devises proviennent d'une part de la composante 'investissements' dont la part locale est proportionnellement plus importante dans le cas du développement du Projet Energie de l'OMVG, et d'autre part des importations de fuel évitées. Il faut rappeler que selon les pays la facture pétrolière liée à l'électricité varie entre 20% et 40%, et qu'elle pèse assez lourdement sur la balance des paiements des pays et les charges financières des sociétés nationales d'électricité, conduisant même certaines à rationner leur approvisionnement.

L'estimation de ces bénéfices donne les résultats suivants :

- en investissement : sur les 470 M€ d'investissement pour l'ensemble des deux aménagements hydroélectriques, la part locale est estimée à environ 172 M€, soit environ 37 % du montant global ; tandis que dans le cas d'une stratégie thermique, la part locale est inférieure à la barre des 20 %.

Sur l'ensemble des 857 M€ d'investissement du Projet Énergie, y compris lignes et postes d'interconnexion, la part locale est estimée à environ 209 M€, soit environ 25 % du montant global.

- en fonctionnement : la part du coût marginal liée au fuel dans une stratégie d'approvisionnement thermique est de 3,7 c€/kWh, ce qui donne un montant global 51 M€/an, dont la plus grande part (entre 80 et 95 % selon les pays et les produits) devrait être payé en devises. Dans le cas du Projet Energie, cette part est quasi nulle.

➤ Autres bénéfices

Les autres impacts positifs du Projet sont détaillés dans l'étude d'impact environnemental et social du Projet (EIES). S'il est difficile de quantifier le bénéfice économique associé à la plupart d'entre eux, il est toutefois important de cerner dès à présent les incidences positives sur la socio-économie de la zone OMVG.

Ainsi, la dissémination de la fourniture d'électricité par l'interconnexion et l'électrification rurale et l'amélioration de la qualité de la fourniture devraient dynamiser les économies nationales et régionales, et favoriser la transformation des productions primaires (agriculture, mines, élevage, etc.).

D'importants bénéfices sont également attendus dans les domaines :

- ✓ agricole avec l'augmentation des terres arables en Gambie et au Sénégal. En effet, il a été identifié environ 65 500 ha de terres de toutes aptitudes confondues dont 22 100 ha de terres présentant des aptitudes élevées en agriculture ;
- ✓ environnemental avec : (i) la recharge des nappes, la limitation l'assèchement des nappes alluviales en saison sèche qui resteront plus accessibles par puits ; (ii) le contrôle des crues annuelles qui évitera que les ouvrages de captage soient périodiquement submergés, diminuant ainsi les risques de contamination ; (iii) : le recul du front salin dès janvier consécutif à la mise en eau du barrage ;
- ✓ des télécommunications avec l'interconnexion des quatre pays par la liaison en fibre optique.

Il est important de noter également les possibilités de créer des pôles de développement régionaux en profitant des avantages induits par le désenclavement de certaines zones de production grâce aux routes d'accès, à la disponibilité d'une énergie peu coûteuse, et à la présence d'une main d'œuvre qualifiée.

ANALYSE FINANCIERE ET TARIFAIRE

Une analyse financière du Projet a été conduite sur une période de 25 ans (de 2011 à 2035) en considérant en cas de base le schéma de financement suivant :

- Contribution des Etats : 10% du montant total de l'investissement ;
- Dons et subventions de bailleurs de fonds institutionnels : 20% du montant de l'investissement des barrages et des ouvrages de l'interconnexion ;
- Emprunts concessionnels : 90% du montant de l'investissement des centrales, 70% des coûts d'investissements des barrages et de l'interconnexion.

Ces emprunts concessionnels de type Banque Mondiale (en dollar) ou BEI / AfD (en euros), ou BAD (en unités de compte) sont supposés avoir les conditions suivantes : durée 25 ans, dont 5 ans de différé, intérêts 3,5%, commission de dossier 1,5%.

Dans le cas de base, on considère que les contrats de travaux de réalisation des infrastructures sont exonérés de droits de douane et de TVA, et que les sociétés d'exploitation des ouvrages ne sont pas soumises à l'impôt sur le revenu.

Il est considéré que les sociétés d'exploitation des ouvrages verseront à l'OMVG et/ou à la future agence de patrimoine une redevance de 3 FCFA/kWh produit, soit environ 4,0 Mds FCFA/an ou 6,2 M€/an.

Il est également considéré que les sociétés d'exploitation des ouvrages verseront à l'Etat Guinéen une redevance de 3 M€/an liée à l'effet bénéfique du barrage de Garafiri sur le productible de Kaléta.

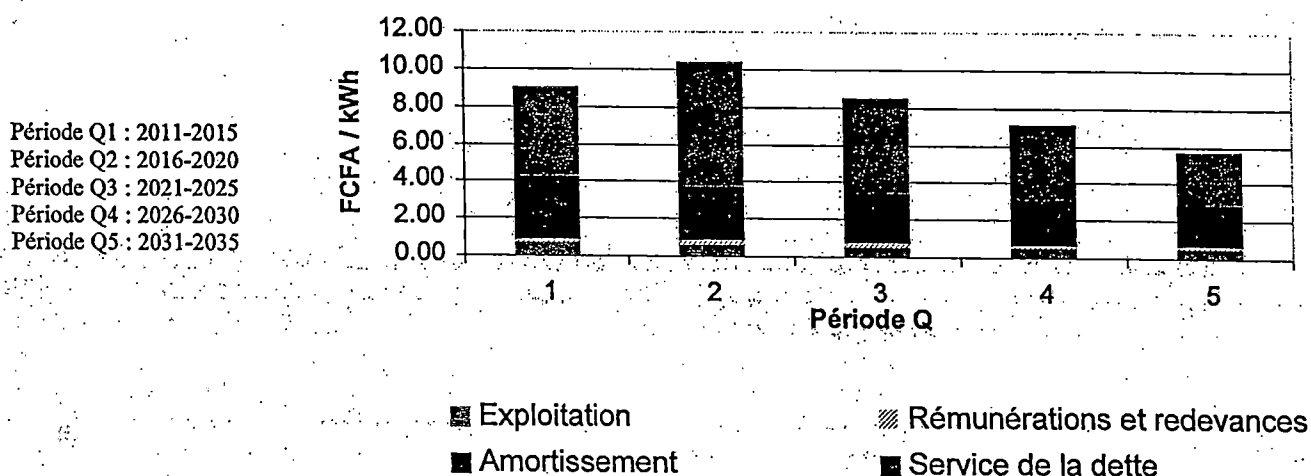
Des analyses de sensibilité ont été faites sur les principaux paramètres du modèle, et en particulier : le montant de l'investissement (+20% / -10%), le niveau de subvention (10% / 30%), le taux d'intérêt des emprunts concessionnels (2% / 5%), la durée des emprunts concessionnels (20 ans / 40 ans), le différé des emprunts concessionnels (3 ans / 7 ans), la fiscalité (imposition des bénéfices des sociétés d'exploitation au taux de 35%), les coûts d'exploitation et maintenance (+11% / -11%), le taux de pertes sur le réseau électrique (4% au lieu de 2%), le niveau de redevance au profit de l'Etat Guinéen (absence de redevance), le niveau de redevance pour l'utilisation des fibres optiques (0,35 M€/an).

➤ **Tarification du transport**

Il est envisagé une tarification du transport suivant le principe du « timbre poste ». Ce système consiste à fixer un péage au kWh transporté indépendant de la distance de transport parcourue par l'électricité.

Le tarif du transport par kWh envoyé sur le réseau s'établit aux niveaux suivants par période quinquennale :

Tarification du transport par kWh injecté



Période Q	1	2	3	4	5
Tarif INT	9.64	10.36	8.43	7.07	5.68

Le tarif du transport ramené au kWh soutiré en sortie du réseau d'interconnexion se déduit du tarif précédent en prenant en compte les pertes en ligne estimées à 2%.

Ces tarifs s'appliquent indifféremment à l'énergie injectée par la centrale de Sambangalou, à l'énergie injectée par la centrale de Kaléta et à toute autre énergie simplement transportée sur le réseau (échanges d'énergie entre les pays par exemple).

Les tarifs sont plus bas en première période quinquennale en raison du différé des emprunts. Ils sont en revanche plus élevés en deuxième période quinquennale en raison du remboursement de l'emprunt à court terme nécessaire à la couverture des intérêts intercalaires en période de construction.

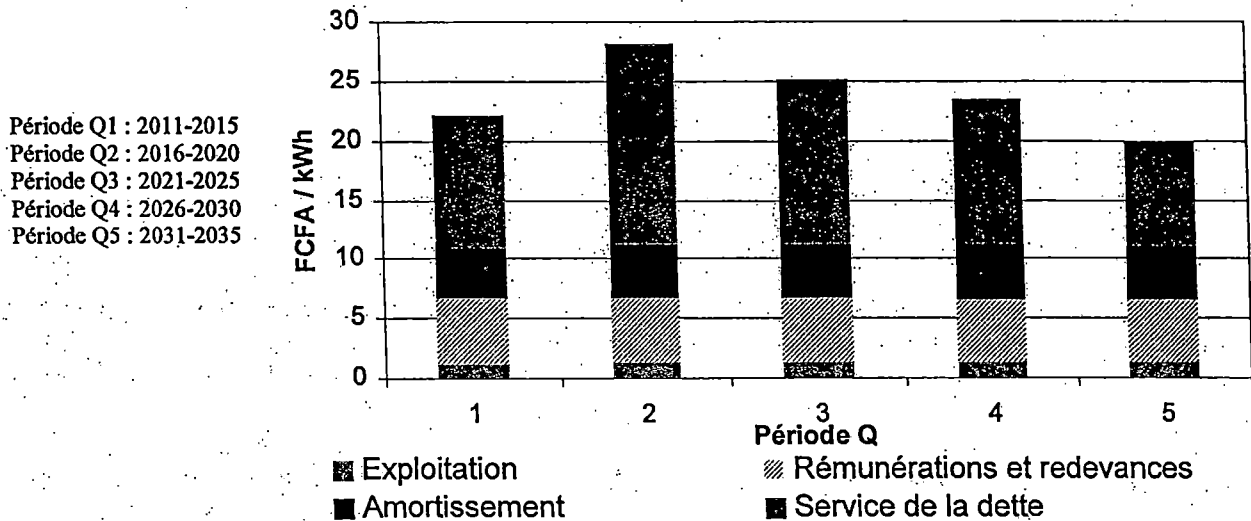
Les tarifs diminuent ensuite progressivement au fur et à mesure que les emprunts sont remboursés et que les frais financiers diminuent.

➤ **Tarification de la production**

Dans le cadre du scénario de base, et hors inflation, le tarif de production aux bornes des centrales est donné ci-dessous.

Comme pour le transport, le tarif de production ramené au kWh soutiré en sortie du réseau d'interconnexion se déduit du tarif aux bornes des centrales en prenant en compte les pertes en ligne estimées à 2%.

Tarification de la production aux bornes des centrales (cas de base, hors transport)



Période Q		1	2	3	4	5
Tarif PROD	FIXE (M FCFA)	13 825	17 384	15 570	14 461	12 241
	VAR (FCFA / kWh)	11.75	13.88	12.43	11.55	9.77
	TOTAL (FCFA / kWh)	23.74	27.78	24.88	23.11	19.56

L'évolution de la tarification par période quinquennale s'explique de la même façon que pour le tarif du transport.

La structure tarifaire applicable à l'énergie produite par les centrales de Sambangalou et Kaléta pourra être de type binomial avec une part fixe (dénommée **FIXE** dans le tableau ci-dessus) liée à la disponibilité des centrales, et une part variable (dénommée **VAR**) proportionnelle à l'énergie produite. Le poids respectif attribué aux parts fixe et variable est lié au choix d'allocation du risque hydrologique entre le producteur et les acheteurs de l'énergie. Dans le tableau ci-dessus, un poids égal a été attribué à chacune de ces deux parts.

Dans tous les cas il est considéré que la totalité de la production sera vendue dès la première année d'exploitation en « take or pay ».

Le tarif global de l'énergie produite par les aménagements hydroélectriques de l'OMVG aux points de livraison est la somme du tarif de production et du tarif de transport. Ce tarif est un tarif moyen pour l'ensemble de l'énergie produite par les deux aménagements hydroélectriques de Sambangalou et de Kaléta.

	Période Q	1	2	3	4	5
Tarifs aux points de livraison	Production (FCFA / kWh)	24.23	28.35	25.39	23.58	19.96
	Transport (FCFA / kWh)	9.84	10.57	8.60	7.21	5.79
	Total (FCFA / kWh)	34.06	38.92	33.99	30.79	25.75

Ces tarifs sont exprimés en FCFA par kWh soutiré du réseau, après prise en compte des pertes