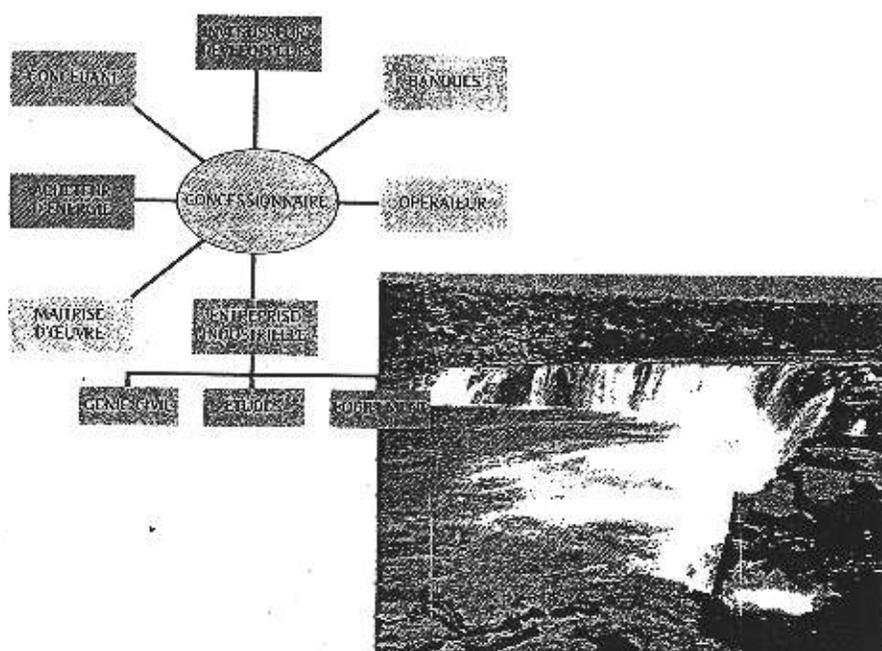


ORGANISATION POUR LA MISE EN VALEUR
DU FLEUVE SENEGAL
(O.M.V.S.)

ETUDE DE FAISABILITE DES OUVRAGES
DE SECONDE GENERATION
A FELOU ET GOUINA



RAPPORT DE PHASE 3

Version finale

Financement des projets par le secteur privé



COYNE ET BELLIER

Bureau d'Ingénieurs Conseils
GENNEVILLIERS

ORGANISATION POUR LA MISE EN VALEUR

DU FLEUVE SENEGAL

(OMVS)

Etude de faisabilité des ouvrages de seconde génération

à FÉLOU et GOUINA

Rapport de PHASE 3 – FELOU et GOUINA

Version finale

Financement des projets par le secteur privé

Révision	Date	Sujet de la révision	Rédaction	Contrôle	Approbation
B	11/03/2004	Edition en version finale	BMA	PDF	JBN
A	18/06/2003	Première émission	BMA	PDF	JBN

SOMMAIRE

Ce dossier contient 58 pages

	<i>Page</i>
LISTE DES ABRÉVIATIONS	III
1. INTRODUCTION	1
2. DÉFINITIONS	2
3. MÉTHODOLOGIE DES DÉVELOPPEMENTS	7
3.1. Généralités	7
3.2. Développement de projets en BOT	8
3.3. Les phases du développement d'un projet	9
3.4. Approche Juridique des B.O.T.	10
3.5. Etapes successives pour la réalisation du Projet	12
3.6. Profils des développeurs et des financiers potentiels	12
4. LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LES 3 PAYS DE L'OMVS	14
4.1. L'électricité au Mali	14
4.1.1. Politique sectorielle (Mali)	14
4.1.2. Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau (Mali)	15
4.1.3. Ministère des privatisations	16
4.1.4. Production – Transport – Distribution de l'électricité (Mali)	17
4.1.5. Projets (Mali)	18
4.1.6. Commercialisation (Mali)	19
4.2. L'électricité en Mauritanie	19
4.2.2. Production – Transport – Distribution de l'électricité (Mauritanie)	20
4.2.3. Projets (Mauritanie)	21
4.3. L'électricité au Sénégal	21
4.3.1. Politique sectorielle (Sénégal)	22
4.3.2. Production – Transport – Distribution de l'électricité (Sénégal)	24
4.3.3. Projets (Sénégal)	26
4.3.4. Commercialisation (Sénégal)	27

4.4.	Le Projet Energie de Manantali	27
4.4.1.	Les principaux acteurs	27
4.4.2.	Cadre contractuel du développement et de l'exploitation du Projet Energie de Manantali	29
5.	FORMULES DE DÉVELOPPEMENT DES PROJETS	34
5.1.	Généralités	34
5.2.	Schémas proposés	34
5.2.1.	Structure avec contrats séparés	34
5.2.2.	Structure mixte Public/Privé en lots séparés	37
5.2.3.	Structure avec une Société de Projet	40
5.2.4.	Recommandations	42
5.3.	Allocation des risques en fonction de la formule de développement	43
	ANNEXE - CADRE RÉGLEMENTAIRE ET CONTRACTUEL	44
	Tableau 1 - Convention relative au statut du fleuve Sénégal	45
	Tableau 2 - Convention portant création de l'Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal (OMVS)	46
	Tableau 3 - Convention relative au statut juridique des ouvrages communs	48
	Tableau 4 - Convention Relative aux Modalités de Financement des Ouvrages Communs	50
	Tableau 5 - Ouvrages Communs du Patrimoine Energie de Manantali	52
	Tableau 6 - Exemple de Contrat d'Exploitation (Manantali)	53
	Tableau 7 - Energie de Manantali - Contenu du Protocole Tarifaire	54
	Tableau 8 - Contenu du Protocole d'Interconnexion	55
	Tableau 9 - Exemple de Contrat de Cession d'Energie - Cas de Manantali	57

LISTE DES ABREVIATIONS

AFD	Agence Française de Développement
BAD	Banque Africaine de Développement
BADEA	Banque Arabe pour le Développement Economique en Afrique
BEI	Banque Européenne d'Investissement
BM	Banque Mondiale
BOOT	Build, Operate, Own and Transfer
BOT	Build, Operate and Transfer
CDC	Commonwealth Development Corporation
EPC	Engineering, Procurement and Construction
KFAED	Fonds Koweïtien pour le Développement Economique Arabe
OMVS	Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal
SEM	Société d'Exploitation de Manantali
SFI	Société Financière Internationale (IFC en anglais)
SNE	Sociétés Nationales d'Electricité
SOGEM	Société de Gestion de l'Energie de Manantali
SSCE	Société Spéciale de Construction et d'Exploitation

1. INTRODUCTION

Le présent rapport est la version finale du rapport de phase 3 des études de faisabilité des ouvrages de 2^{ème} génération à Félou et Gouina, remis à l'O.M.V.S. conformément au contrat d'étude daté du 15 mai 2000 entre l'O.M.V.S. et Coyne et Bellier. Il porte sur le financement des projets par le secteur privé.

L'analyse exposée dans le présent rapport repose sur le constat des difficultés de développement des projets suivants un schéma classique, avec financement et propriété publics, qui conduit à rechercher des formes de développement dans lesquelles des développeurs et investisseurs publics pourraient intervenir.

Parmi ces voies de recherche, une méthode prometteuse consiste à recourir à un financement mixte, public et privé, sous la forme d'un BOT (« Build, Operate and Transfer ») ou BOOT (« Build, Operate, Own and Transfer »).

- Le chapitre 2 présente tout d'abord une liste de définitions des principaux termes utilisés dans la présente étude, et qui seront repris ultérieurement dans les documents d'appel d'offres et les contrats qui en résulteront.
- Le chapitre 3 décrit une méthodologie générale du développement des projets en BOT : phases de développement, structure du projet, approche juridique, profil des développeurs et des financiers.
- Le chapitre 4 brosse un tableau de la situation technique, politique et juridique des secteurs de l'électricité dans chacun des trois pays de l'OMVS, et développe plus particulièrement les aspects relatifs au Projet Energie de Manantali, actuellement en cours d'achèvement.
- Enfin, le chapitre 5 propose plusieurs formules possibles de développement des projets de Félou et Gouina sous la forme d'un BOT ou BOOT.
- En annexe figurent un résumé des principaux textes législatifs (conventions, protocoles, etc.) relatifs au fleuve Sénégal et au Projet Energie de Manantali, qui précisent le contexte réglementaire et contractuel dans lequel devront être négociés les accords avec le développeur privé.

Le présent rapport fait référence essentiellement au projet de Félou, qui apparaît à ce jour comme prioritaire. Toutefois ce rapport s'applique indifféremment aux projets de Félou et de Gouina, dont les caractéristiques et les conditions de développement sont relativement similaires.

2. DEFINITIONS

La liste de définitions ci-après précise, pour les principaux termes utilisés, leur sens retenu dans la présente étude et ultérieurement dans les documents d'appel d'offres et les contrats qui en résulteront. Il est rappelé que cette liste de définitions pourra évoluer au cours des études.

« **Aménagement** » signifie l'ensemble des ouvrages qui doivent être conçus et construits pour la réalisation du Projet Férou et l'évacuation de son énergie sur le réseau interconnecté. L'aménagement qui sera mis en fonctionnement conformément au Contrat de Concession, comprend l'usine hydroélectrique abritant 3 unités turbo-génératrices d'une puissance totale installée de 70 MVA ou de toute autre valeur qui résulterait des études d'optimisation conduite par le Consortium et approuvées par le Concédant avant la conclusion du Contrat de Concession, la prise et le chemin d'eau à l'usine, le barrage et l'ensemble de ses ouvrages annexes comme l'évacuateur de crues, la vidange de fond, etc.¹, le poste de départ et la ligne de transmission permettant d'évacuer l'électricité produite dans le réseau interconnecté, les travaux dans le réservoir ainsi que tous les équipements et ouvrages nécessaires à la construction et au fonctionnement de l'Aménagement (routes d'accès, village de l'Opérateur, etc.).

« **Autorisations** » signifie l'ensemble des autorisations nécessaires pour la réalisation du Projet Férou, qui devront être obtenues de l'administration malienne et le cas échéant de l'OMVS ou de ses états membres.

« **Autres Contrats** » signifie tous les Contrats qui, conjointement avec le Contrat de Concession, constituent tous les contrats nécessaires pour le développement du Projet en B.O.T. ou B.O.O.T.

« **B.O.T. (Build, Operate and Transfer) Project** » ou « **B.O.O.T. (Build, Operate, Own and Transfer) Project** » signifie un Projet dans lequel la Concession accordée par le Concédant au Concessionnaire place la responsabilité de conception, de construction, de mise en service et fonctionnement de l'Aménagement chez le Concessionnaire durant la Période de Concession à l'issue de laquelle la responsabilité de fonctionnement est transférée au Concédant. Dans un B.O.T., la propriété des terrains occupés par l'Aménagement et l'Aménagement lui-même est conservée par le Concédant durant toute la Période de Concession. Dans un B.O.O.T., les terrains occupés par l'Aménagement et l'Aménagement lui-même sont la propriété du Concessionnaire durant toute la Période de Concession.

« **Bouclage Financier** » (« **Financial Closing** » en anglais) signifie que les fonds nécessaires pour le développement du Projet sont inconditionnellement disponibles pour tirage conformément aux Contrats de financement.

¹ Dans le cas du projet de Férou, le barrage désigne seulement le seuil existant qui est appelé à être réhabilité, sans changement de sa cote, donc sans création d'aucun réservoir

« **Concédant** » ou « **Autorité Concédante** » signifie l'autorité qui a le pouvoir de signer le Contrat de concession.

« **Conception de Base** » signifie la conception de l'Aménagement telle que formulée par le Consortium sur la base des Etudes Détaillées Antérieures ainsi que de toutes autres investigations et études que le Consortium aura prévues et réalisées et qui auront été acceptées par le Concédant afin de servir de base et de référence pour le Contrat de Concession ainsi que pour tous les Autres Contrats.

« **Concessionnaire** » signifie la Société Spéciale de Construction et d'Exploitation (SSCE) qui a reçu du Concédant le mandat d'étudier, construire, mettre en service et exploiter le Projet Férou durant la Période de Concession conformément au Contrat de Concession.

« **Concession** » signifie la concession accordée par le Concédant au Concessionnaire pour le développement du Projet Férou conformément au Contrat de Concession.

« **Consortium** » ou « **Développeur** » signifie l'association de sociétés internationales et nationales agissant solidairement et conjointement aux fins d'investir des fonds et de développer le Projet Férou seules ou avec le concours et l'appui de sociétés désignées par l'Autorité Concédante. La désignation du Consortium sera faite par le Concédant en suite à un processus de sélection mis en œuvre par le Concédant.

« **Consultant Indépendant** » signifie une société d'Ingénieurs-Conseils possédant une expérience internationale reconnue dans le domaine de la conception et de la supervision des travaux de construction de projets hydroélectriques et rapportant au Concédant et à la Société Spéciale de Construction et d'Exploitation du Projet (SSCE). Les principales tâches du Consultant Indépendant seront de vérifier la Conception de Base, de s'assurer que le Projet est conçu et construit conformément à cette conception et aux critères de Base, que les programme et coût de construction sont bien conformes aux prévisions et d'analyser et vérifier les déviations par rapport aux objectifs contractuels. Le contrat définissant les termes et conditions de la mission du Consultant indépendant sera conclu avec le « Concessionnaire ».

« **Contrat de Concession** » signifie le contrat passé entre le Concédant et le Concessionnaire.

« **Contrat de Vente de l'Electricité** » ou « **CVE** » (« **PPA** », Power Purchase Agreement en anglais) signifie tout accord de vente de l'électricité produite par l'Aménagement.

« **Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau** » ou « **CREE** » signifie l'administration malienne créée par l'ordonnance n°00-021/P-RM du 15 mars 2000, chargée de la régulation du secteur de l'électricité et du service public de l'eau potable au Mali (cf. § 4.1.2.).

« **Coût Total de Base pour la Réalisation du Projet** » ou « **Coût Total de Base** » ou « **CTBR** » signifie l'ensemble des sommes qu'il est prévu de déboursier à une date donnée pour la construction de l'Aménagement, le paiement des intérêts intercalaires dus sur les emprunts contractés pour financer le projet durant la construction ainsi que les frais et honoraires financiers et juridiques. Ce CTBR est un coût de référence qui sera utilisé pour fixer les tarifs de l'énergie dans le Contrat de Vente de l'Electricité (CVE).

« **Critères et Spécifications de Projet** » signifie l'ensemble des responsabilités et obligations de la SSCE, telles qu'approuvées par le Concédant, en matière de conception, fourniture, coordination, achats, fabrication, emballage et transport, construction, montage, garanties, démarrage, mise en service, fonctionnement, maintenance et réparations de l'Aménagement.

« **Date de Mise en Service Commerciale** » d'une unité de génération signifie le jour qui suit le jour au cours duquel l'unité est mise en service à des fins commerciales.

« **Disponibilité** » ou « **disponibilité de l'aménagement** » signifie la capacité de l'Aménagement et de ses unités de génération de générer de la puissance électrique au moyen de l'eau stockée dans le réservoir de l'Aménagement ² même en cas d'indisponibilité de l'eau dans le réservoir.

« **Energie Garantie** » signifie la quantité d'énergie produite pendant une période donnée avec une certaine probabilité. Le calcul de cette énergie garantie résulte de l'application d'un modèle mathématique utilisant la série historique d'apports hydrauliques et des règles de simulation spécifiques.

« **Energie Moyenne** » signifie la quantité d'énergie produite en moyenne sur la série historique disponible des apports hydrauliques. Le calcul de cette énergie moyenne résulte de l'application d'un modèle mathématique utilisant la série historique d'apports hydrauliques et des règles de simulation spécifiques.

« **Etudes Détaillées antérieures** » signifie toutes les études réalisées pour le compte de l'OMVS ou directement par l'OMVS, antérieurement au démarrage de la Période de Développement.

« **Leader du Concessionnaire/Consortium** » signifie l'un des membres du Concessionnaire/Consortium qui aura été désigné comme chef de file par tous les membres.

« **Membre du Concessionnaire/Consortium** » signifie chacune des sociétés faisant partie du Concessionnaire/Consortium.

² Dans le cas de Félou, le "réservoir" se limite au stock d'eau du lit naturel du fleuve

« **Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal** » ou « **OMVS** » signifie l'Organisation créée par la convention du 11 mars 1972 (voir tableau 2 en annexe).

« **Opérateur** » signifie l'entité qui aura été désignée par la Société Spéciale de Construction et d'Exploitation en conformité avec le Contrat d'Opérateur afin de faire fonctionner l'Aménagement après sa mise en service et de veiller aux opérations de maintenance et réparations nécessaires pour maximiser sa disponibilité.

« **Ouvrage commun** » signifie un ouvrage relevant de la Convention relative au statut des ouvrages communs du 21 décembre 1978 (voir tableaux 3 et 4 en annexe).

« **Patrimoine Energie de Manantali** » signifie l'ensemble des ouvrages communs concédés à la SOGEM. Il s'agit notamment du barrage de Manantali, de la centrale de production d'électricité de Manantali et des réseaux Est et Ouest de transport haute tension reliant la centrale aux systèmes de transports nationaux des états membres de l'OMVS (voir tableau 5 en annexe).

« **Période de Concession** » signifie la durée, exprimée en années, pour la conception, la construction, la mise en service et le fonctionnement de l'Aménagement par le Concessionnaire, s'achevant avec le transfert de l'Aménagement au Concédant.

« **Période de Développement** » signifie la période de temps durant laquelle les Parties doivent faire ce qui est nécessaire afin d'arriver à la conclusion du Contrat de Concession et de tous les Autres Contrats. La Période de Développement commence avec le Protocole d'accord entre les Développeurs et se termine par la mise en vigueur du Contrat de concession.

« **Plan Financier** » ou « **Analyse Financière** » signifie le programme financier se rapportant au développement, à la construction, à la mise en service et au fonctionnement de l'Aménagement durant la Période de Concession couvrant les échéanciers de dépenses, de recettes ainsi que les calculs et états financiers correspondants permettant d'apprécier la viabilité économique et financière de la Concession.

« **Projet** » signifie le développement, financement, assurance, conception, construction, possession (pour les B.O.O.T seulement), fonctionnement et maintenance de l'Aménagement.

« **Protocole d'interconnexion** » signifie le protocole mettant en place le cadre général du système interconnecté de l'OMVS, et définissant des procédures communes destinées à assurer les coordinations techniques et organisationnelles des sociétés de l'interconnexion (voir tableau 8 en annexe).

« **Protocole tarifaire** » signifie le protocole signé en juin et décembre 1997 par les Etats-membres de l'OMVS, les SNE et la SOGEM. Il a pour objet d'intégrer le Patrimoine Energie

de Manantali dans les plans de développement des secteurs de l'électricité des trois Etats-membres, et de garantir l'enlèvement de l'énergie de Manantali par les SNE et la livraison de cette énergie aux SNE (voir tableau 7 en annexe).

« **Sociétés Nationales d'Electricité** » ou « **SNE** » signifie EDM-SA au Mali, SOMELEC en Mauritanie et SENELEC au Sénégal.

« **Société Spéciale de Construction et d'Exploitation** » ou « **SSCE** » signifie la société créée par les membres du Consortium et les SNE (ou des Sociétés affiliées) pour la réalisation du Projet conformément au Contrat de Concession.

3. METHODOLOGIE DES DEVELOPPEMENTS

3.1. Généralités

Le développement d'un projet nécessite d'entreprendre une panoplie d'actions diverses dont l'initiative et la responsabilité incombent à ses promoteurs. Les phases principales qui jalonnent la vie d'un projet sont :

- **La phase de développement** : c'est une phase complexe et aléatoire dont l'aboutissement est le bouclage du plan de financement (financial closing) et la mise en vigueur du contrat de concession.
- **La phase de réalisation** : elle commence au moment du bouclage financier (mise en vigueur du contrat de concession) et comprend notamment la construction des ouvrages et s'achève au moment de la mise en service commerciale de l'installation,
- **La phase d'exploitation** : elle commence lors du transfert des installations à l'exploitant et s'achève à la fin de la période de concession (la période de concession comprend donc les deux phases de réalisation et d'exploitation).

La phase de développement se déroule alors que le financement du projet n'est pas en place ; elle suppose une capacité de financement suffisante de la part des promoteurs (Développeur et concédant), pour couvrir les dépenses correspondantes à cette phase. Le délai et le coût de la phase de développement sont excessivement variables et donc difficilement appréciables (le développement des projets hydroélectriques est souvent long et peut durer jusqu'à une dizaine d'années). Ils dépendent essentiellement de la nature des projets et de leurs performances technico-économiques, de la nature et de l'importance des risques et de leur couverture, de l'environnement économique et financier du projet, du poids des impacts socio-économiques et sur l'environnement, du déroulement de la négociation du contrat de vente d'énergie, et de la complexité du schéma de développement.

Lorsque le financement d'un projet est assuré par diverses sources (financements multilatéraux, privés, Etats, etc.) les actions de développement découlant de ce type montage doivent satisfaire simultanément les conditions imposées par les différents sources des financements (publics ou privés) puisqu'elles sont liées par le même objectif : la réussite du projet.

Par ailleurs, l'entité porteuse du projet (Concédant ou son délégué) a la charge d'entreprendre la démarche de "mise sur le marché" (donc d'en créer les conditions), par voie de négociation ou d'appel d'offre, de la fraction du projet pour laquelle il souhaite attirer des Investisseurs privés.

3.2. Développement de projets en BOT

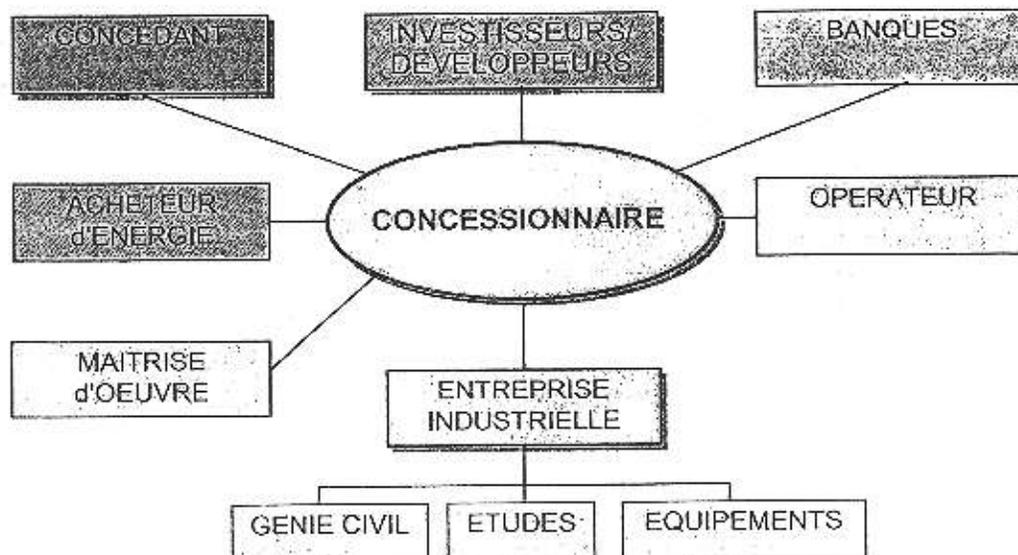
L'engouement pour les projets développés sous forme de B.O.T. s'explique par la technique originale de financement mis en place : à la différence du financement de projet traditionnel dans le cadre duquel l'Etat d'accueil obtient un financement et en garantit le remboursement aux prêteurs, la recherche et le montage du financement de projet incombent à ses promoteurs. Les fonds propres à investir par les promoteurs du projet ne représentant généralement que 20 à 30% du montant de l'investissement total à réaliser, l'essentiel du financement repose sur des prêts extérieurs.

Ainsi vont coexister deux types de financements :

- le financement partiel de l'opération par des prêts extérieurs,
- le financement des apports en fonds propres des promoteurs de l'opération.

La caractéristique essentielle du financement de projet est l'absence de recours des prêteurs à la fois à l'encontre des promoteurs du projet (pas de garanties financières des promoteurs privés), et de l'Etat d'accueil (pas de garanties de remboursement des promoteurs publics). Le remboursement des prêteurs sera généralement assuré par les recettes générées par le projet. En contrepartie de l'absence de recours, les prêteurs demanderont à la société en charge de la réalisation du projet de constituer à leur profit des garanties sur les actifs de celle-ci, et aux promoteurs la constitution de sûretés personnelles ou réelles.

La structure contractuelle type d'un projet (ou d'une partie d'un projet) développé en BOT correspond en général au schéma ci-dessous :



3.3. Les phases du développement d'un projet

Les principales étapes de la vie d'un projet comprennent successivement les périodes développement, de réalisation et d'exploitation.

➤ *Période de développement*

Pour qu'un projet puisse aboutir, il est nécessaire qu'un certain nombre de conditions soient réunies :

- Une volonté politique forte et un système juridique adapté,
- L'existence d'un véritable marché permettant la matérialisation effective des revenus,
- D'excellentes caractéristiques intrinsèques du site (les fondamentaux) très bien identifiées (géologie, topographie, hydrologie) et fiables,
- Des développeurs expérimentés, capable d'identifier les risques et de les maîtriser,
- Une structure contractuelle simple et claire entre tous les acteurs à chaque étape du développement et de la réalisation,
- Des études techniques et technico-économiques avancées permettant d'apprécier la faisabilité technique et le risque de construction, l'insertion du projet dans le système électrique auquel il est raccordé et son impact sur l'environnement, et le coût et les délais de réalisation et des mesures compensatoires.
- Une évaluation réaliste de la compétitivité du projet par rapport à des projets concurrents,
- Un exploitant qualifié, capable de matérialiser les revenus attendus du projet.

L'objectif de la période de développement est de chercher à satisfaire ces conditions en conduisant des études, négociant des protocoles d'accord, en lançant des présélections et des consultations, en scellant des partenariats, afin de monter l'opération au mieux des intérêts de ses développeurs. On citera les principales opérations suivantes :

- l'obtention du mandat de développement,
- le montage de l'opération (recherche de financement, de développeurs, etc.),
- la négociation de l'accord de concession,
- les études (techniques, coûts, financières, environnement, etc.),
- la préparation de la réalisation (présélection des fournisseurs, rédaction des cahiers des charges, consultations, etc.),
- la préparation de l'exploitation,

- la négociation du contrat de vente d'énergie,
- etc.

La période de développement s'achève avec le bouclage financier du projet ; cette étape essentielle permet alors de notifier au Consortium chargé de la réalisation le démarrage des travaux.

➤ **Période de réalisation**

La période de réalisation du projet comprend toutes les activités nécessaires à la construction du projet ; elle comprend des activités de construction proprement dites (contractées à un Consortium de réalisation à travers un contrat clés en main appelé EPC : Engineering, Procurement and Construction) et des activités de maîtrise d'ouvrage (suivi de la réalisation, etc.).

Elle s'achève lors de la mise en service commerciale de l'aménagement.

Le Concessionnaire confie alors l'aménagement à l'entité chargée de son exploitation pendant la durée de la concession.

➤ **Période d'exploitation jusqu'au transfert**

La période d'exploitation commence lors du transfert de l'installation par le Maître d'Ouvrage à l'Exploitant et s'achève à la fin de la concession.

La durée de la période d'exploitation peut être de l'ordre de 15 à 30 ans.

3.4. Approche Juridique des B.O.T.

Les opérations en BOT (ou en BOOT) regroupent essentiellement trois phases importantes :

- i) **La construction** : Le BOT est utilisé pour la réalisation d'importants travaux de bâtiment / Génie Civil et d'infrastructure en général qui font l'objet d'une concession.
- ii) **L'exploitation** : L'exploitation de l'ouvrage est l'opération centrale du modèle BOT, car le financement est obtenu sur la base d'une estimation du cash flow escompté par la gestion du projet.
- iii) **Le transfert** : L'entité BOT (entité concessionnaire) créée pour faire construire et exploiter l'ouvrage est propriétaire des installations qu'elle devra, au terme de

l'exploitation, transférer au client final, en général l'Etat ou un établissement public qui a concédé le droit d'exploitation.

Ces trois phases se retrouvent à l'identique dans un BOT et dans un BOOT. Le BOOT est en réalité une forme dérivée du BOT et met plus particulièrement l'accent sur la propriété des terrains occupés par l'installation et dont le concessionnaire est propriétaire durant la durée de la concession. S'il s'avère d'un point de vue strictement juridique que les problèmes de propriété sont complexes ou insolubles, il serait souhaitable dans ce cas de recourir à un schéma classique BOT.

La structure BOT s'applique particulièrement aux grands projets d'infrastructure dont le financement est organisé à partir de la rentabilité dudit projet.

Cette rentabilité s'obtient par l'architecture générale du montage, qui permet la cohérence des différents contrats, négociés en parallèle par une structure sociétaire. Ce montage complexe doit permettre la vérification des hypothèses retenues dans l'étude de faisabilité, et l'obtention de performances garantissant la rentabilité intrinsèque du projet.

La Société de projet est donc au centre du réseau des contrats nécessaires à la réalisation du projet. Cette société de projet est d'autant plus importante qu'elle est le maître de l'ouvrage dans les projets en BOT au lieu et place de l'autorité concédante.

La Société de projet est une société « ad hoc » constituée pour les besoins du projet, de droit local étant donné que l'essentiel de son activité s'accomplit dans le pays d'accueil de l'investissement.

Un des aspects importants de ce type de projet concerne le financement de l'opération. Si le projet est considéré comme étant productif, les prêteurs s'engageront en tenant compte uniquement de la capacité d'autofinancement de l'unité économique, qui permettra d'assurer le service de la dette (capital et intérêts). Par ailleurs, le financement sur projet est étroitement lié aux garanties qui devront être mises en place pour couvrir le projet BOT des nombreux risques qui menacent son exécution. En effet, des garanties et assurances multiples sont nécessaires pour que les promoteurs puissent établir la faisabilité du projet aux yeux des investisseurs potentiels. Elles doivent être mises en place avant l'établissement du financement, soit par le pouvoir public concédant, soit par les promoteurs du projet.

Enfin, de son côté, le pouvoir concédant est amené à donner une double garantie à l'Entreprise concessionnaire ayant pour objet les conditions d'exploitation (take or pay agreement) et les conditions d'approvisionnement de l'unité de production (supply or pay agreement). En ce qui concerne le projet Férou, l'approvisionnement est la fourniture d'eau à l'usine hydroélectrique.

En fonction de tous ces éléments (financement, garantie, conditions d'exploitation et d'approvisionnement), de l'impact du droit du pays d'accueil et de « la bancabilité » du projet,

les schémas contractuels sous la forme d'un BOT sont multiples car dépendant de tous ces paramètres.

3.5. Etapes successives pour la réalisation du Projet

Le programme général du Projet comprend trois périodes principales successives :

- i) **Période de préparation** (période actuelle) destinée aux investigations préalables visant à rechercher les meilleures formules pour assurer la viabilité de l'opération, procéder à son lancement puis sélectionner le Consortium qui sera chargé de développer le Projet,
- ii) **Période de développement** commençant dès la mise en vigueur de l'accord entre le Concédant et le Consortium de Développement et s'achevant lorsque tous les contrats nécessaires à la Concession auront été conclus et le Bouclage Financier atteint (comme indiqué ci-dessus).
- iii) **Période de Concession** commençant à l'achèvement de la période précédente et s'achevant à l'issue de la durée de la Concession. Cette période comprend successivement une période de construction (ou d'investissement) et une période d'exploitation. La date de passage d'une période à l'autre sera la Date de Mise en Service Commerciale de la dernière Unité de l'Aménagement.

3.6. Profils des développeurs et des financiers potentiels

➤ *Les développeurs*

Parmi les développeurs privés qui peuvent être intéressés par un projet hydroélectrique, on peut distinguer les développeurs par vocation, dont le métier est la production d'énergie sur les moyen et long termes (Tractebel, EDF, AES, CMS, etc...), et les développeurs par opportunité que sont les Entrepreneurs de Génie Civil et les Constructeurs d'équipements et de matériels qui sont surtout intéressés par la période de construction ou encore des industriels intéressés par l'utilisation de l'énergie produite (mines, cimenteries, etc.). L'expérience montre que la cohabitation entre ces deux types de développeurs peut être problématique, leurs motivations n'étant pas les mêmes.

➤ *Les financiers*

Les financiers susceptibles d'entrer dans le tour de table permettant d'assurer le financement de la réalisation du Projet Férou sont d'une part les banquiers qui ont déjà manifesté leur intérêt, et d'autre part ceux habitués à ces opérations de « project finance » dans le domaine de l'hydraulique.

Il s'agit entre autres des organisations suivantes :

- La Banque Mondiale (BM) et son vecteur d'intervention dans le secteur privé, la Société Financière Internationale (SFI, ou IFC en anglais), à Washington,
- La Banque Africaine de Développement (BAD), guichet concessionnel et guichet privé, à Abidjan,
- L'Agence Française du Développement (AFD) et son vecteur d'intervention dans le secteur privé, la Société de Promotion et de Participation pour la Coopération Economique (PROPARCO), à Paris,
- Des investisseurs privés régionaux pour la part d'investissement en francs CFA,
- Des banques privées régionales pour la part d'investissement en francs CFA,
- La Banque Européenne d'Investissement (BEI) à Luxembourg,
- Le Fonds Koweïtien pour le Développement Economique Arabe (KFAED),
- La Banque Islamique de Développement (BID) à Jeddah,
- La Banque Arabe pour le Développement Economique en Afrique (BADEA) à Khartoum,
- La Commonwealth Development Corporation (CDC) à Londres,
- Les banques commerciales.

4. LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE DANS LES 3 PAYS DE L'OMVS

Les chapitres 4.1. à 4.3. brossent un tableau de la situation technique, politique et juridique des secteurs de l'électricité dans chacun des 3 pays de l'OMVS. Le chapitre 4.4. développe plus particulièrement les aspects relatifs au Projet Energie de Manantali, actuellement en cours d'achèvement.

4.1. L'électricité au Mali

Aujourd'hui, la consommation d'énergie du Mali est encore faible. Elle utilise surtout les sources traditionnelles (bois). Les énergies modernes (hydrocarbures et électricité) ne représentent que 10% de la consommation énergétique globale, et l'énergie électrique ne représente que 1% du bilan énergétique du pays.

Cependant, la croissance économique actuelle laisse prévoir une modification considérable à moyen terme.

4.1.1. *Politique sectorielle (Mali)*

La politique énergétique du Mali repose sur trois grands principes :

- la protection de l'environnement,
- le développement des potentialités locales (hydrauliques et solaires),
- la réduction de la facture pétrolière.

Compte tenu de ces trois principes, la réforme du secteur de l'électricité est centrée sur l'élaboration de la politique énergétique, la planification, la coordination et le contrôle des producteurs.

Il s'agit de permettre l'utilisation rationnelle des diverses formes d'énergies (traditionnelles et modernes) afin de favoriser le développement économique et humain. Pour ce faire, les axes stratégiques sont :

- la valorisation des ressources énergétiques nationales : hydroélectricité et énergies renouvelables,
- le renforcement des capacités de contrôle des institutions en charge de l'énergie,
- la réhabilitation des infrastructures existantes.

Pour mener à bien la restructuration du secteur de l'énergie, le Gouvernement a créé en 1999 la Direction de l'Energie.

Par ailleurs, l'organe de régulation des secteurs de l'électricité et de l'eau a été formé en mars 2000 (Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau – voir § 4.1.2.).

On mentionnera la privatisation de la société Electricité du Mali (EDM) en décembre 2000, et création d'EDM-SA (actionnaires : groupement SAUR-IPS 60 %, Etat malien 40 %).

4.1.2. Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau (Mali)

Ordonnance n°00-021/P-RM du 15 mars 2000

Cette ordonnance porte création et organisation de la Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau.

Décret n°00-185/P-RM du 14 avril 2000

Ce décret fixe les modalités d'application de l'ordonnance n° 00-21/P-RM portant création et organisation de la Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau.

La Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau (CREE) est chargée de la régulation du secteur de l'électricité et du service public de l'eau potable. Ses missions générales sont :

- Soutenir le développement du service public de l'électricité et de l'eau.
- Défendre les intérêts des usagers et la qualité du service public.
- Promouvoir et organiser la concurrence entre les opérateurs.

Concernant les opérateurs et exploitants, le champ d'intervention de la CREE s'étend exclusivement aux :

- Concessionnaires d'électricité, y compris les transactions entre ceux-ci et les permissionnaires et les auto producteurs d'électricité.
- Gestionnaires délégués du service de l'eau potable dans les centres urbains.

La CREE est chargée en particulier des missions suivantes :

- Assistance à l'élaboration de la politique de développement sectoriel. (Avis et études – Planification – Recommandations sur les projets de normes et réglementations)
- Contrôle des Appels d'Offres et de l'octroi des Concessions et des Délégations de gestion. (DAO, avenants, etc. soumis pour avis conforme à la CREE)
- Approbation et Contrôle des tarifs. (Approbation avant mise en application sous peine de nullité – Possibilité de suggérer un grille tarifaire alternative)
- Contrôle et suivi des conventions. (Respect des obligations du MOA, des opérateurs, de la politique tarifaire, de la qualité du service, des principes de la concurrence)
- Suivi des transactions entre opérateurs dans le domaine de l'électricité. (Recommandations indicatives sur les projet de transactions pour l'achat de puissance et d'énergie – Avis et contrôle des contrats d'importation ou d'exportation d'électricité)
- Arbitrage des conflits. (Recours à titre gracieux – Amiable compositeur)
- Défense des intérêts des usagers.

La CREE est dotée de pouvoirs d'enquêtes et d'investigations ainsi que de pouvoirs d'injonction et de sanction.

Les actes, décisions, injonctions ou sanctions prononcés par la CREE ont le caractère d'actes administratifs et sont susceptibles de recours juridictionnel.

La CREE peut être saisie par les Ministres compétents, par les opérateurs ainsi que par les autres acteurs du secteur. Elle peut s'auto-saisir.

En cas de non-réponse des opérateurs, les usagers peuvent se plaindre auprès de la CREE.

La CREE est composée de cinq membres. Elle est dirigée par un Président élu en son sein pour cinq ans. Un Secrétariat exécutif assiste la CRE. Elle dispose de ressources ordinaires (redevance de régulation perçue sur les opérateurs du secteur) et extraordinaires (subventions, emprunts, dons et legs).

4.1.3. Ministère des privatisations

Le gouvernement malien dispose d'un ministère délégué auprès du Ministère de l'économie et des finances, chargé de la Promotion des Investissements et du Secteur Privé.

Ce ministère est le guichet gouvernemental unique pour toutes les questions juridiques ou fiscales relatives au développement des projets avec participation du secteur privé.

4.1.4. Production – Transport – Distribution de l'électricité (Mali)

4.1.4.1. Les producteurs

Il y a trois producteurs : EDM-SA³ (issue de la privatisation d'EDM en 2000), Manantali, et les auto-producteurs.

- EDM-SA est le concessionnaire du service public de l'électricité pour une durée de 20 ans avec possibilité de prorogation de 5 ans.
- Manantali : Le projet sous-régional de centrale hydroélectrique sur le barrage de Manantali a été initié en 1990 par l'OMVS. Un appel d'offres lancé en mai 2000 par la SOGEM, propriétaire des infrastructures, a permis de retenir en 2001 la société Eskom comme Société d'Exploitation de Manantali (SEM).

L'usine de Manantali est mise progressivement en service depuis 2002.

- Les auto-producteurs : Ils produisent pour leur compte ou comme centrales de secours.

4.1.4.2. Le parc de production

1. EDM-SA : Les centres de production raccordés au réseau interconnecté ont une puissance installée de 98 MW en 2002, dont 50 MW d'origine hydroélectrique (usines de Sotuba et Sélingué). On compte également 21 centres de production isolés d'une puissance installée totale de 31.4 MW en 2001. Enfin, deux centres sont alimentés par le réseau ivoirien. Le réseau interconnecté alimente Bamako et sa périphérie, Fana, Kalana, Yanfolia, etc. La production d'EDM a crû de près de 50% entre 1996 (336 GWh) et 2001 (501 GWh). On prévoit une augmentation de 12% en 2002.
2. Eskom-Manantali : La centrale est mise en service progressivement depuis janvier 2002. Elle alimente les trois réseaux du Mali, de la Mauritanie et du Sénégal.⁴ La puissance totale installée est de 200 MW (5 x 40 MW). La production moyenne annuelle est réputée être de 807 GWh, fournie aux trois pays grâce au nouveau réseau THT (1 300 km) en 225 kV (la production moyenne est liée à la série historique d'apports considérée et au scénario d'exploitation adopté).

3 Etat malien : 40% - SAUR / IPS : 60%.

4 La répartition contractuelle est 52% pour le Mali, 15% pour la Mauritanie et 33% pour le Sénégal. Voir Résolution n°188 du Conseil des Ministres de l'OMVS du 16 Octobre 1985.

3. Les auto-producteurs : On citera les sucreries (7 MW), la CMDT (8 MW), HUICOMA (4.5 MW).

4.1.4.3 *Le réseau de transport et de distribution*

Au Mali, l'accès à l'électricité reste difficile en raison de l'immensité du pays et d'un habitat dispersé dès que l'on quitte Bamako et sa région.

Réseau d'EDM-SA

Le réseau HT comporte 351 km de lignes en 150 kV, 69 km de lignes en 66 kV et 240 km de lignes et câbles en 30 kV. Fin 2002, on compte 7 postes 150 kV, 1 poste 66 kV et 7 postes 30 kV.

Le réseau MT est triphasé, 3 fils 15 kV.

Le réseau BT est triphasé, 4 fils, 220/380 Volts.

Réseau SOGEM-Manantali

La SOGEM (Société de Gestion de Manantali) a réalisé un réseau THT (225 kV) de trois lignes totalisant plus de 1 000 km et huit postes dont cinq sur la rive gauche du fleuve Sénégal.

La ligne Est relie Manantali à Bamako (306 km). La ligne Ouest relie Manantali à Sakal au Sénégal (816 km). La troisième ligne relie Dagana à Nouakchott en Mauritanie (226 km).

4.1.5. *Projets (Mali)*

4.1.5.1. *Projets d'EDM-SA*

Pour les cinq ans à venir (2003-2007), le programme d'investissement est estimé à 140 milliards de Fcfa. La mise en service de la centrale de Manantali en 2003 permet au Mali d'augmenter ses capacités de production avec une disponibilité additionnelle hydraulique de 104 MW. Parmi les principaux projets d'EDM-SA, on citera l'extension du réseau interconnecté (vers Niono puis Koutiala et Sikasso) ainsi que la construction d'un « Centre National de Conduite ».

4.1.5.2. *Projets de l'OMVS*

La croissance démographique et celle du PIB conduisent à absorber totalement la part malienne de la production de Manantali en 2005-2006. C'est pourquoi l'équipement des chutes de Férou (environ 60 MW) et Gouina (environ 100 MW) présente un intérêt pour le marché local.

4.1.5.3. *Autres projets*

Par ailleurs, plusieurs projets visent à mettre en valeur graduellement le potentiel hydroélectrique national estimé à 1 050 MW. Outre les centrales de Férou et Gouina, on citera le barrage de Kenié sur le fleuve Niger, et pour le développement de la boucle du Niger, la centrale hydroélectrique qui équipera le seuil de Taoussa près de Bourem.

Enfin, l'interconnexion Mali - Côte d'Ivoire par une ligne de 225 kV est toujours envisagée.

4.1.6. *Commercialisation (Mali)*

En 1995, il y avait 66 175 abonnés (245 GWh). En 2001, on comptait 101 800 abonnés (384 GWh). On prévoit une consommation de 765 GWh en 2007.

Le tarif moyen facturé au client final est passé de 59 FCFA/kWh en 1993 à 96 FCFA/kWh en 2001.

4.2. *L'électricité en Mauritanie*

Depuis 1999, le secteur de l'électricité est soumis à une restructuration dans le cadre de la politique de libéralisation de l'économie. Le monopole de production et de distribution de l'électricité, concédé à l'opérateur public, a été aboli en 1999.

En 2001, la Société nationale d'eau et d'électricité (SONELEC) a été scindée en deux nouvelles entités. La partie électrique revient à la Société mauritanienne d'électricité (SOMELEC).

4.2.1. Politique sectorielle (Mauritanie)

Les autorités ont engagé un programme de réformes du secteur de l'électricité. Ces réformes visent à améliorer la desserte des populations dans de bonnes conditions de sécurité et de coût. Elles ont aussi l'objectif de recentrer le rôle de l'Etat sur ses missions essentielles (élaboration de la politique, suivi, régulation) et d'impliquer le secteur privé dans la gestion et le développement du secteur.

La SOMELEC a repris le secteur électricité de la SONELEC. Engagé au début 2002, le processus de privatisation de Somelec s'est avéré infructueux.

Deux organismes étatiques ont été créés :

- l'Agence de développement de l'électrification rurale (ADER) a pour mission la planification, la promotion et la consolidation de l'électrification rurale. Son activité s'exercera dans les domaines du solaire, du thermique et l'éolien. Elle mettra en œuvre le projet « Alizés » financé en 1999 par la France (AFD/FFEM) à hauteur de 2.9 millions d'euros,
- l'Agence pour la promotion de l'accès universel aux services régulés (APAUSR) a pour mission l'évaluation de tous les besoins de base, dont l'électricité, et la mobilisation des financements nécessaires à la réalisation d'un programme de mise à niveau des infrastructures.

Enfin, l'Autorité de régulation, créée dans le cadre de la libéralisation du secteur des télécommunications, a vu ses compétences élargies au secteur de l'électricité.

4.2.2. *Production – Transport – Distribution de l'électricité (Mauritanie)*

Par suite de l'étendue de son territoire, de l'absence de ressources énergétiques minières (pétrole ou charbon), et par suite du faible niveau de la demande en zone rurale, la Mauritanie dispose d'un secteur énergie organisé pour satisfaire essentiellement les besoins des zones urbaines. La Société nationale industrielle et minière (SNIM) produit sa propre énergie thermique.

En 2000, la SOMELEC produisait 230 GWh à partir des deux centrales de Nouakchott (6 groupes MAN de 7 MW) et de Nouadhibou (4 groupes de 5.5 MW et des moteurs de 0.2 à 0.8 MW). Il existe aussi 16 autres sites de production dans des centres isolés. Hors SNIM, la consommation est de l'ordre de 200 GWh dont 30% par les ménages et le solde par l'industrie.

La SNIM produit de l'électricité à Zouérate et à Nouadhibou. Elle a augmenté sa capacité de production avec l'installation d'un groupe de 40 MW à Zouérate et de deux groupes de 4 MW

à Nouadhibou. Un projet de ferme éolienne de 5 MW avec une extension possible à 40 MW est en cours d'étude à Nouadhibou qui dispose de bonnes ressources éoliennes.

Le réseau de distribution de la SOMELEC a une longueur de 1 200 km, mais les centres de production principaux de Nouakchott et Nouadhibou ne sont pas interconnectés pour le moment.

L'énergie produite par la centrale de Manantali arrive à Nouakchott par la ligne à THT (225 kV) qui pénètre sur le territoire mauritanien entre Dagana et Rosso. Elle permet de satisfaire une demande qui croît rapidement (10 à 15 % par an), tout en économisant le fuel des centrales thermiques.

4.2.3. Projets (Mauritanie)

En attendant sa privatisation, la SOMELEC a mis en sommeil tous ses projets d'investissements (extension et rénovation). Dans le cadre du programme de développement urbain⁵ (PDU) la rénovation et l'extension de ces réseaux vont être réalisées.

4.3. L'électricité au Sénégal

La production d'électricité absorbe près de 40 % du volume total des importations de produits pétroliers.

La consommation d'électricité devrait croître de 10 % par an au cours des dix prochaines années.

Le parc productif, malgré les extensions et les réhabilitations, reste vétuste et souvent obsolète. Les délestages sont fréquents. Il y avait un déficit chronique de la production d'électricité jusqu'à la mise en service de la centrale de Manantali et de la ligne Ouest du projet Energie – Manantali en 2002.

Face à cette situation, le Gouvernement a recherché des solutions innovantes : ouverture du capital de la SENELEC à des partenaires stratégiques, recours à des producteurs privés

5 Financé pour plus de 100 millions de dollars pour une période de dix ans par la Banque Mondiale.

6 Voir Loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité.

indépendants, et développement des énergies renouvelables. Après une expérience et une tentative de privatisation malheureuses, la SENELEC est retournée au domaine public.⁷

4.3.1. *Politique sectorielle (Sénégal)*

Au Sénégal, le ministère des Mines, de l'Energie et de l'Hydraulique a la charge du secteur de l'électricité. En avril 1998, le Gouvernement a débuté sa politique de déréglementation du secteur électrique. Cette politique se caractérise par :

- la privatisation de la Société Nationale d'Electricité (SENELEC),
- la création d'une commission de régulation du secteur,
- la mise en place de l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER).

On analyse ci-dessous ces trois entités.

4.3.1.1. *La SENELEC*

Le 10 juillet 2001, un nouveau plan de privatisation de la SENELEC était annoncé. En septembre, le Gouvernement faisait savoir que la loi de finance rectificative servirait en particulier à apurer toutes les dettes de la SENELEC. La re-privatisation s'articulerait autour de cinq principes.

1. augmentation de capital (40 milliards de FCFA) et cession de 51 % des actions de la SENELEC à un partenaire stratégique qui disposerait de la majorité absolue,
2. ré-appropriation préalable par l'Etat de tous les actifs de la SENELEC. Ces actifs seraient mis à la disposition de la SENELEC privatisée dans le cadre d'une concession de service public de 25 ans,
3. pendant 7 ans, SENELEC aurait l'exclusivité de l'achat en gros d'électricité HT et MT avant déréglementation complète du secteur,
4. SENELEC conserverait le monopole du transport sur le territoire national ainsi que le monopole de la distribution dans le périmètre de sa concession. L'ASER opèrerait dans les zones rurales. SENELEC ouvrirait son réseau aux producteurs indépendants à l'issue des 7 ans. Les prix demeureraient assistés, mais une formule d'indexation serait appliquée,

7 Voir Loi n° 2002-01 abrogeant et remplaçant l'article 19, alinéas 4 et 5, et le chapitre IV de la loi n°98-29.

5. le partenaire stratégique aurait l'obligation de réaliser un programme minimum d'investissement.

L'exposé des motifs de la loi 2002-01 reconnaît que la privatisation de la SENELEC, intervenue en 1998 n'a pas produit les résultats escomptés. Cela a conduit le Gouvernement à procéder, le 4 janvier 2001 à la rupture à l'amiable du partenariat avec les Investisseurs Stratégiques sélectionnés dans le cadre de cette privatisation. Le nouveau schéma de privatisation de SENELEC requiert deux modifications de la loi n°98-29 du 14 avril 1998. Ces modifications traitent des thèmes suivants :

- SENELEC garde sa qualité d'Acheteur Unique, responsable du développement de la production en recourant à des installations nouvelles qui lui sont propres ou par recours à la production indépendante,
- S'agissant du régime de propriété des installations de production, de distribution et de transport, le Gouvernement a retenu de les ramener toutes à la propriété de l'Etat. L'ensemble de ces installations seront mises à la disposition de SENELEC dans le cadre d'une concession de service public de type classique. A la fin de la concession, les installations mises à la disposition de SENELEC ainsi que celles construites par elle seront reprises par l'Etat,
- les lignes électriques existantes et celles construites par la suite par SENELEC sont propriétés de l'Etat.

4.3.1.2. *La commission de régulation*

La commission de régulation du secteur de l'électricité est une autorité indépendante. Elle est chargée de la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique. Ses décisions ont la même portée que les actes administratifs et sont susceptibles de recours juridictionnels en annulation.

La loi n° 2002-01 prévoit que le recours à la production indépendante se fera dans le cadre d'appels d'offres lancés par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité en vue de recevoir de SENELEC et d'entreprises exerçant ou envisageant d'exercer une activité de production d'énergie électrique, les offres de fournitures requises.

4.3.1.3. *L'électrification rurale*

L'insuffisance des ressources publiques et des financements de la part des partenaires au développement a conduit, dans le cadre de la réforme de 1998, à la mise en place d'un cadre favorisant l'implication du secteur privé au côté des collectivités locales et des groupements villageois dans le financement de l'électricité en milieu rural.

L'ASER est opérationnelle depuis la fin du premier trimestre 2000. L'Agence, organe indépendant, a la charge de promouvoir l'électrification rurale auprès des opérateurs privés et de leur apporter un appui financier et technique. L'ASER assure aussi la distribution dans les zones rurales. La distribution est ouverte à la concurrence.

L'accès des populations rurales à l'électricité se fait par raccordement au réseau MT de la SENELEC et par le raccordement à un centre secondaire (diesel ou photovoltaïque). Certains ménages sont électrifiés par d'autres méthodes (solaire et groupes électrogènes).

En l'an 2000, 5 350 000 personnes habitent en milieu rural (13 264 villages). En 2001, le taux d'électrification rurale n'est que de 8.3 % contre 53 % en milieu urbain. Le taux d'électrification nationale est d'environ 30 % contre une moyenne mondiale de 60 %.

Pour la période 2001-2005, le Gouvernement vise une électrification de 20 % en milieu rural. Cela concerne 426 villages par an, soit un total de 2 130 villages.

Les prévisions de financement pour cette période s'élèvent à près de 100 milliards de Fcfa dont une contribution du budget national de 5 milliards par an. La Banque Mondiale a promis une aide de 20 milliards de Fcfa par an pendant 5 ans pour aider l'électrification rurale, à condition que la SENELEC soit privatisée.

4.3.2. Production – Transport – Distribution de l'électricité (Sénégal)

Au Sénégal, l'électricité est surtout d'origine thermique (diesel et turbines à gaz).

Deux institutions multilatérales ont travaillé sur l'exploitation du potentiel hydroélectrique régional : L'OMVS et l'OMVG. Grâce au barrage et à la centrale de Manantali, réalisés sous l'égide de l'OMVS, 66 MW de puissance hydroélectrique sont fournis au Sénégal (33 % de la capacité de la centrale).

Les énergies solaires et éoliennes sont marginales (équipements photovoltaïques de 300 kW).

4.3.2.1. La Production

La SENELEC dispose d'un parc de 410 MW dont 385 MW pour le réseau interconnecté.⁸ A cela il faut ajouter 90 MW pour la production des grands groupes privés (ICS, CSS, SONACOS). La capacité de production totale du pays se monte donc à 500 MW. La puissance de pointe appelée par le Réseau Interconnecté en 2002 s'élevait à 250 MW, chiffre qu'on peut comparer à la puissance maximale de 385 MW sur le RI (et 319 MW avant mise en service de Manantali).

En 2000, la production brute de la SENELEC est de 1 476 GWh avec un taux de croissance de 61% sur 10 ans. Cette production reste insuffisante et entraîne de nombreux délestages notamment en hivernage.

4.3.2.2. Le Parc de production

Le réseau interconnecté a une puissance de 385 MW se décomposant ainsi :

- Centrales C1 et C2 de Dakar Bel Air ; elles totalisent 95 MW et ont produit 313 GWh en 2000,
- Centrales C3, C4, C5 et GTI du cap des Biches. Elles totalisent 257 MW et ont produit 991 GWh en 2000 (79% du réseau interconnecté),
- Centrale de Saint Louis (2 x 3.2 MW),
- Centrale de Kahone (Kaolack) (4 x 3.5 MW).

Les capacités de production décentralisées sont :

- Les centrales régionales de Tambacounda (3.3 MW) et Boutoute-Zinguichor (13.3 MW), dont l'interconnexion est prévue vers 2010-2012,
- Les centrales secondaires (13 groupes diesel) totalisant 8.8 MW.

Depuis 2002, l'énergie de Manantali (P = 60 MW livrés au RI) alimente le réseau interconnecté.

L'hétérogénéité du réseau complique les problèmes de maintenance.

⁸ Y compris 50 MW du site de Cap des Biches du producteur privé GTI.

4.3.2.3. Réseau de transport et distribution

Les régions Ouest (Dakar, Kaolack, Saint Louis) représentent 90% de la demande d'électricité. Elles forment le réseau général qui se subdivise en trois réseaux interconnectés mais fonctionnant le plus souvent de façon séparée.

- Réseau interconnecté (90 kV) Dakar – Thiès – Tobène – Taïba – Sakal,
- Réseau (30 kV) Saint Louis,
- Réseau (30 kV) Kaolack.

La longueur du réseau est passé de 2 535 km de lignes en 1970 à 9 532 km en 2000.

Le réseau 225 kV issu de Manantali a Tobène comme point de raccordement. Il assure les besoins de l'Ouest du pays et ceux du long du fleuve Sénégal grâce aux postes HT de Matam et Dagana.

4.3.3. Projets (Sénégal)

On prévoit l'ajout de 110 MW en provenance de 4 nouvelles sources :

- Extension de la centrale diesel C4 du Cap des Biches (30 MW),
- Transplantation à Dakar Bel Air de 3 turbines marocaines (ONE) (60 MW),
- Réfection d'une turbine à gaz de la centrale C2 (20 MW).

Concernant le réseau, on prévoit la réalisation des ouvrages suivants :

- Ligne 90 kV Cap des Biches – Mbour avec poste 90/30 kV (Mbour) (2002),
- Ligne 225 kV Tobène – Kaolack (80 km) et postes 225/30 kV à Touba et Kaolack (2003),
- Liaison double terre (10 km, 90 kV) de Sangalkam à la ligne Cap des Biches – Hann,
- Renforcement de la ligne Thiès – Thiona – Tiobène (90 kV) sur 30 km (2002).

Dans le cadre de l'électrification rurale, l'ASER compte augmenter le taux de desserte en s'appuyant sur l'extension du réseau de la SENELEC et sur l'énergie renouvelable. On prévoit l'installation de 17 000 photovoltaïques familiaux et la réalisation de 300 nouveaux réseaux BT dont 260 alimentés par des groupes électrogènes.

4.3.4. Commercialisation (Sénégal)

Les ventes de la SENELEC ont évolué de 737 GWh en 1991 à 1 149 GWh en 2000, soit une augmentation de 56% en dix ans. Le nombre d'abonnés a crû de 72%. (De 231 147 à 398 733)

La BT représente 99.8% du total des abonnés. La MT représente 0.2% soit 982 abonnés. La HT ne concerne que trois abonnés : SOCOCIM, ICS et SOSETRA.

Le gel des tarifs entre 1994 et 2000 a conduit à l'impasse financière de 2000-2001 pour la SENELEC.

4.4. Le Projet Energie de Manantali

4.4.1. Les principaux acteurs

4.4.1.1. L'Organisation pour la mise en valeur du Fleuve Sénégal (OMVS)

L'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS) a été créée en vue de promouvoir le développement économique et social du bassin du fleuve Sénégal qui traverse les trois pays d'Afrique de l'Ouest : le Sénégal, le Mali et la Mauritanie.

La construction du Barrage de Manantali, de son usine de production électrique et du réseau de lignes à haute tension associé représente l'une des réalisations les plus remarquables de l'OMVS. La réalisation de cet ouvrage correspondait à deux objectifs : la mise en valeur des ressources hydroélectriques du fleuve Sénégal et le renforcement des capacités de gestion des ressources en eau du fleuve.

Cet ensemble d'ouvrages fait partie des ouvrages communs de l'OMVS ; à ce titre, il est la propriété commune des Etats membres de l'OMVS.

Le barrage de Diama à l'embouchure du fleuve Sénégal, constitue l'autre ouvrage commun majeur réalisé par l'OMVS.

Les 4 tableaux suivants (placés en annexe) présentent brièvement les principales conventions internationales relatives au statut du fleuve Sénégal, à l'OMVS et aux ouvrages communs :

- Tableau 1 : Statut international du Fleuve Sénégal,

- Tableau 2 : Création de l'OMVS,
- Tableau 3 : Statut juridique des ouvrages communs,
- Tableau 4 : Modalités de financement des ouvrages communs.

Enfin, on notera la mise en œuvre depuis 1997 du Programme d'atténuation et de Suivi des Impacts sur l'Environnement (PASIE) destiné à atténuer les impacts négatifs liés à la réalisation des ouvrages communs de première génération de l'OMVS (Manantali et Diama). C'est dans ce cadre, au titre des mesures d'accompagnement devant maximiser les retombées du projet Energie de Manantali, que l'OMVS fait actuellement réaliser les études de faisabilité de Férou et de Gouina, dits "ouvrages de seconde génération".

4.4.1.2. *La Société de Gestion de l'Energie de Manantali (SOGEM)*

Par une convention en date du 7 janvier 1997, l'OMVS a créé la Société de Gestion de l'Energie de Manantali (SOGEM), société inter-étatique dotée de la personnalité morale et l'autonomie financière, chargée d'assurer :

- La réalisation de certains Ouvrages Communs composants du Patrimoine Energie de Manantali. Il s'agit de la Centrale de Manantali, et des lignes THT Est et Ouest ainsi que des ouvrages annexes s'y rattachant,
- L'exploitation, l'entretien et le renouvellement des installations et ouvrages du Patrimoine Energie.

Le Tableau 5 en annexe détaille la composition du Patrimoine Energie de Manantali.

4.4.1.3. *La Société d'Exploitation de Manantali (SEM)*

En conformité avec les conditions posées par les bailleurs de fonds, la SOGEM a confié l'exploitation et l'entretien des ouvrages du Patrimoine Energie à un tiers exploitant – l'Opérateur Indépendant ESKOM – disposant de l'expérience technique et de la surface financière requises, sélectionné au terme d'une procédure d'appel d'offres international.

4.4.1.4. *Les Sociétés d'Electricité (« Les Acheteurs »)*

L'énergie produite par la centrale de Manantali est vendue par la SEM aux Sociétés Nationales d'Electricité – appelées les SNE – des trois pays membres :

- EDM-SA – Energie du Mali.
- SOMELEC – Société mauritanienne d'électricité.
- SENELEC – Société nationale d'électricité du Sénégal.

La SOGEM, les Etats membres de l'OMVS et les Sociétés d'Electricité des Etats membres ont signé un protocole tarifaire de l'énergie électrique définissant les principes et mécanismes de tarification et de commercialisation de l'énergie électrique produite par la centrale de Manantali.

4.4.2. *Cadre contractuel du développement et de l'exploitation du Projet Energie de Manantali*

↳ *Principes généraux*

Les ouvrages communs composants du Patrimoine Energie de Manantali, qui sont la propriété commune des Etats membres de l'OMVS, ont été réalisés par la société inter-étatique SOGEM.

Pour cela l'OMVS a sollicité en 1997 la communauté des institutions internationales de développement pour le financement de la centrale et des lignes à haute tension pour la livraison de l'énergie produite aux sociétés nationales d'électricité du Sénégal, du Mali et de la Mauritanie. Les financements sollicités ont été attribués et les marchés de travaux ont été passés par la SOGEM. La mise en exploitation commerciale du premier groupe a démarré en 2002.

En conformité avec les conditions posées par les bailleurs de fonds, la SOGEM a délégué les activités d'exploitation (conduite et entretien) des ouvrages - le barrage, la centrale, le centre de dispatching et les lignes de transport d'énergie - à un opérateur indépendant (la SEM) sélectionné par voie d'appel d'offres à la concurrence internationale. La SOGEM a transféré les ouvrages du "Projet Energie" à la SEM qui assure la production d'énergie électrique dans le cadre des limites et contraintes fixées par les impératifs de gestion du lac de retenue pour les besoins de la navigation et de l'irrigation. Les études techniques ont démontré une production annuelle moyenne d'électricité de 800 GWh. La production électrique est vendue par la SEM aux sociétés nationales d'électricité des trois pays membres de l'OMVS sur une base "take or pay" en quantités suivant la clef de répartition de l'énergie, définie pour ce projet.

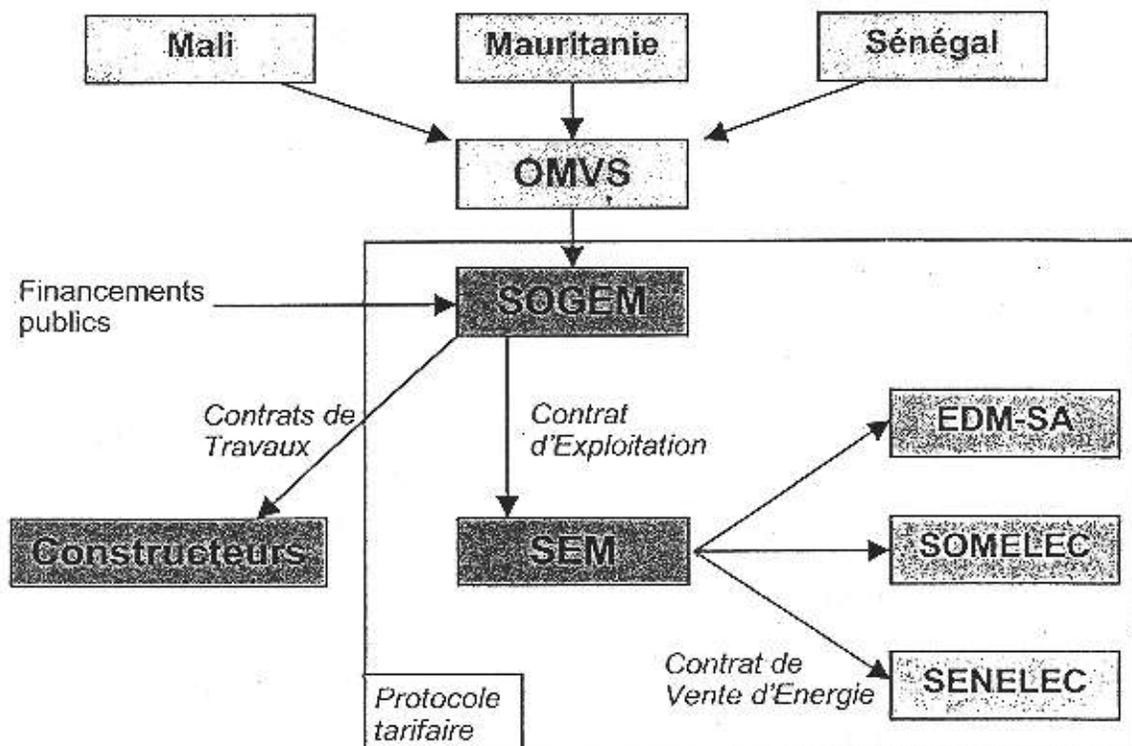
La SEM a été choisie par appel d'offres à la concurrence, sur la base de sa proposition de rémunération annuelle, assortie de termes d'indexation. L'implication de la SOGEM dans l'exploitation du projet consiste en l'approbation des programmes annuels de production, la supervision des flux financiers générés et des activités de contrôle telles qu'elles sont décrites dans le texte du Contrat d'Exploitation.

La rémunération annuelle de la SEM couvre, en plus de ses coûts d'exploitation, la maintenance et les réparations des ouvrages. Les révisions et remplacements majeurs (travaux de grande révision) seront financés par un fonds de renouvellement constitué la SOGEM.

Le cadre contractuel inclut 4 types de contrats :

Contrat	Parties
Contrat d'Exploitation	SOGEM, SEM
Protocole Tarifaire	Etats Membres, SOGEM, SNE, (SEM plus tard)
Protocole d'interconnexion	SEM, SNE, SOGEM
Contrat de cession d'énergie	SEM, SNE

Le schéma contractuel du Projet Energie est présenté ci-dessous :



↳ *Contrat d'exploitation*

Le contrat d'exploitation lie la SOGEM et la SEM. Le Tableau 6 en annexe détaille les thèmes couverts par ce contrat.

Par ce contrat, la SOGEM confie à la SEM les missions suivantes :

1. La gestion du Barrage dans le respect du Plan Annuel de Gestion du Réservoir,
2. L'exploitation de la Centrale Hydroélectrique et des Réseaux Est et Ouest mis à disposition,
3. La production et le transport d'énergie électrique à partir des installations mises à disposition,
4. La gestion des échanges d'énergie électrique transitant par le Réseau Est et Ouest,
5. L'entretien, la réparation et le renouvellement du Patrimoine Energie, mis à la disposition de l'Exploitant, dans les conditions prévues au Contrat d'Exploitation.

En contrepartie des obligations mises à sa charge dans le cadre du Contrat d'Exploitation, la SEM a le droit, à titre exclusif, de produire de l'énergie électrique à partir de la Centrale Hydroélectrique et de commercialiser l'énergie électrique produite conformément aux dispositions du Protocole Tarifaire et du Contrat de Cession d'Energie.

On notera en particulier que :

- Le contrat d'exploitation porte sur une durée de quinze (15) ans, avec possibilité de renouvellement,
- La SOGEM met à disposition de la SEM le Barrage, la Centrale, et le réseau Est et le réseau Ouest,
- La SEM a la charge de l'entretien, de la réparation et du renouvellement du Patrimoine Energie,
- La SEM a des obligations particulières concernant la Retenue du barrage de Manantali (soutien de la crue, débit minimum, respect de la Charte des Eaux),
- La SEM doit consigner les documents et rapports relatifs à l'exploitation et à l'entretien,
- La SEM assume, en conséquence de la délégation des contrats de Fourniture, la totalité des risques y afférents et supporte les pénalités prévues par lesdits contrats,
- La SEM s'engage à respecter les obligations découlant de l'Association d'Interconnexion (AI),
- Le bon fonctionnement de l'AI suppose un échange régulier d'informations entre les Acheteurs, la SEM et la SOGEM,

- La SEM établit les factures bimestrielles aux Acheteurs et aux Opérateurs Autorisés.

↳ *Protocole Tarifaire*

Ce protocole est l'instrument juridique qui garantit la viabilité du projet Energie pendant toute sa durée. Il concerne les Etats-membres, les Sociétés Nationales d'Electricité et la SOGEM (voir Tableau 7 en annexe).

Il a pour objet d'intégrer le Patrimoine Energie de Manantali dans les plans de développement des secteurs de l'électricité des trois Etats membres, et de garantir l'enlèvement de l'énergie de Manantali par les SNE et la livraison de cette énergie à ces mêmes SNE.

Ce Protocole Tarifaire prend en compte le fait que la production annuelle de la centrale puisse varier considérablement en fonction des conditions hydrologiques. Une étude faite par Electricité de France (EdF) indique que le productible annuel moyen est de 800 GWh ; toutefois en année sèche, il peut se réduire à 500 GWh.

Le tarif de l'énergie en sortie de la centrale de Manantali est de type binôme, avec une prime fixe et un prix proportionnel à l'énergie produite. La formule est :

$$M = A + B \cdot X$$

avec :

- M montant facturé
- A prime fixe
- B prix proportionnel par kWh
- X énergie produite en kWh

Les paramètres A et B sont déterminés de sorte que les *charges de premier rang* (à savoir les frais de fonctionnement de la SOGEM, les frais d'exploitation des ouvrages y compris la rémunération de la SEM, les variations du Besoin en Fonds de Roulement et le service de la dette de la centrale et des réseaux) soient *couvertes en année sèche* (risque 25 %), et que *l'ensemble des charges*, y compris les charges de second rang (à savoir la constitution d'une provision pour risque hydrologique, le paiement d'une redevance aux Etats pour assurer 43,8 % du service de la dette actuelle du barrage de Manantali, et la constitution d'un fonds de renouvellement) soient *couvertes en année hydrologique moyenne*.

Un fonds pour risque hydrologique est constitué par la SOGEM : il s'agit d'une provision pour couvrir le risque de défaillance de la SOGEM dans le cas d'une hydraulité très défavorable. Cette provision est constituée en priorité, après règlement des charges de premier rang. En cas d'appel à ce fonds, la reconstitution de la provision est également prioritaire après couverture des charges de premier rang.

Un fonds pour renouvellement est également constitué. Il s'agit d'une provision qui permettra à la SOGEM d'assurer le renouvellement ou les grosses réparations qui, contractuellement, n'incomberaient pas à l'opérateur privé. Ce fonds sera constitué après s'être assuré que le fonds pour risque hydrologique est complètement doté et que le versement de la redevance aux Etats a été effectué. Il sera bloqué jusqu'à ce que l'état des installations justifie qu'il y soit fait recours.

Le risque hydrologique est donc partagé entre la SOGEM, les SNE et les Etats :

- Pour les SNE, le risque porte sur le prix du kWh, qui sera d'autant plus élevé que l'année sera sèche (du fait de la prime fixe).
- Pour la SOGEM, le risque est de ne pas assurer, une année donnée, la couverture de l'ensemble de ses charges. Toutefois le fonds pour risque hydrologique est constitué pour parer ce risque ; il est alimenté par les excédents de ressources dégagés pendant les années d'hydrologie favorable.
- En cas de série hydrologique très défavorable, ce fonds peut être insuffisant. Dans ces conditions, des mesures complémentaires sont prises par la SOGEM : la dotation au fonds de renouvellement et les redevances à reverser aux trois Etats membres, qui doivent couvrir 43,8 % de la dette du barrage, seront réduites et différées. Une part du risque hydrologique est donc également assumée par les Etats membres.

↳ *Protocole d'interconnexion*

La réalisation du système interconnecté de l'OMVS et la valorisation des ressources hydrauliques du barrage de Manantali nécessite la mise en place du cadre général de l'interconnexion. Le protocole et ses annexes sont paraphés par les SNE et la SOGEM (voir Tableau 8 en annexe).

↳ *Contrat de cession d'énergie*

Signé par la SEM et les trois SNE, ce contrat définit les conditions techniques, économiques et financières s'appliquant à l'énergie produite par la centrale de Manantali (voir Tableau 9 en annexe).

Ce contrat engage les SNE des trois pays membres à acheter la totalité de l'énergie produite selon la clé de répartition suivante : Mali 52 %, Mauritanie 15 %, Sénégal 33 %.

5. FORMULES DE DEVELOPPEMENT DES PROJETS

Nota : les considérations ci-après font référence essentiellement au projet de Férou, qui apparaît à ce jour comme prioritaire. Toutefois ce rapport s'applique indifféremment aux projets de Férou et de Gouina, dont les caractéristiques et les conditions de développement sont relativement similaires.

5.1. Généralités

Les schémas de développement sous la forme d'un BOT ou BOOT sont multiples car dépendant de nombreux paramètres. Les paragraphes qui suivent précisent 3 formules qui pourraient être envisagées.

5.2. Schémas proposés

5.2.1. *Structure avec contrats séparés*

Dans ce type de schéma contractuel l'aménagement est divisé en deux lots homogènes de travaux et services, ce qui peut conduire à l'existence de deux propriétaires indépendants. D'un côté les travaux et services liés à la maîtrise des impacts sociaux et environnementaux du projet, la réalisation de la cité de l'exploitant et l'amélioration des accès au site, et de l'autre le génie civil du seuil, de la prise d'eau, du canal et de l'usine, les équipements électromécaniques de l'usine de production d'électricité et le système de transmission.

Une fois les lots bien identifiés chaque développeur/investisseur public ou privé passe un contrat clés en main avec (le) ou (les) constructeurs pour son lot.

Chaque développeur recherche les financements et les garanties nécessaires pour son lot.

Chacun des développeurs a des droits et obligations à l'égard de l'autorité concédante.

Dans la structure contractuelle proposée, le projet BOT ou BOOT porte non pas sur l'aménagement dans son ensemble mais exclusivement du côté de la société de projet productrice d'électricité.

Le contrat de vente d'électricité sera conclu entre la société de projet du développeur privé (la « Société de Production d'Electricité de Férou ») et les SNE, via le réseau 225 kV de la SOGEM. La SOGEM percevra un péage sur le prix de vente de l'électricité. On peut également envisager que, comme dans le cas de Manantali, le contrat de vente de l'énergie soit conclu entre l'opérateur privé de la centrale et les SNE. Enfin, on pourra également étudier l'opportunité de vendre une partie de l'énergie produite à des clients privés.

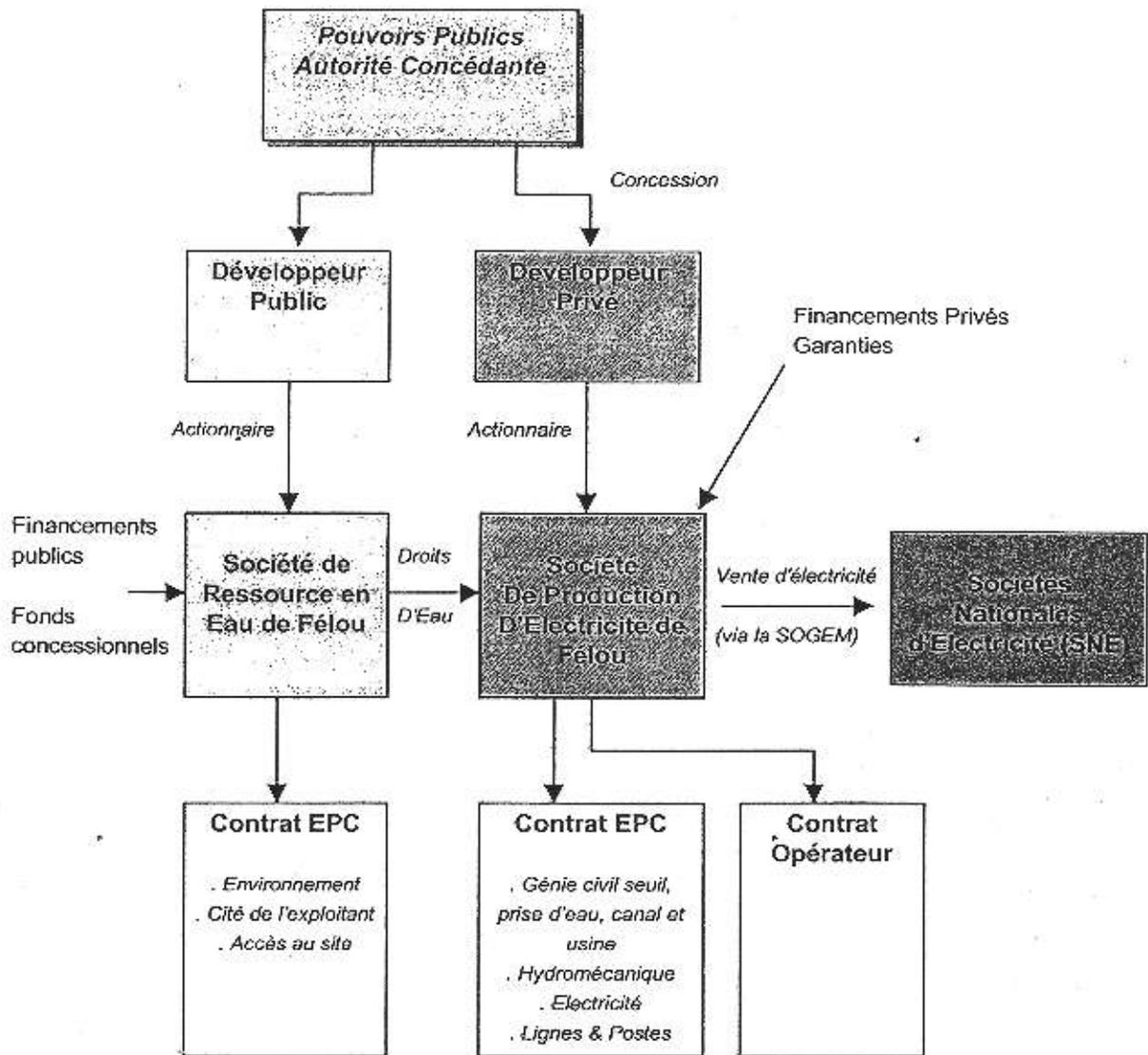


Schéma 1. Structure avec contrats séparés

Ce schéma contractuel peut évoluer selon que le développeur public est ou non l'entité concédante :

- Si le développeur public est distinct de l'autorité concédante (l'OMVS ou l'Etat malien), cette dernière devra passer un contrat de concession avec le développeur public pour la fourniture d'eau, et un autre contrat de concession avec le développeur privé pour la production et la vente d'électricité.

Le développeur public et le développeur privé seront liés par un contrat de fourniture d'eau nécessaire à la production d'électricité.

- En revanche si le développeur public est l'autorité concédante, le contrat de concession interviendra directement entre le développeur public et la société de projet du ou des développeurs privés, tout comme le contrat de fourniture d'eau.

➤ **Avantages**

Cette structure présente l'avantage de séparer clairement les droits et obligations de chaque développeur, ces derniers étant responsables pour leur lot vis-à-vis du client final à savoir l'autorité concédante. Le risque construction est en partie porté par le développeur public (environnement, cité de l'exploitant, accès). Cela implique plus fortement l'entité publique au regard de l'infrastructure à construire.

➤ **Inconvénients**

Indépendamment des considérations concernant les différentes possibilités d'entités concédantes, la structure en contrats séparés pose intrinsèquement des problèmes importants à savoir :

- i) En ce qui concerne l'interface entre les différents contrats, et en matière de coordination des travaux et des fournitures, afin que les différents intervenants ne se gênent pas et exécutent leur tâche suivant un ordre de succession souhaitable.

Les conséquences d'un défaut de coordination sont éminemment financières et peuvent être constituées par un retard dans l'exécution des travaux et des fournitures par un des intervenants par suite d'inobservation des délais, de modifications au cours des travaux etc., sur les obligations d'autres intervenants : délais à respecter et pénalités de retard, début de la période de garantie.

Dans ce type de structure, il est donc important de déterminer qui assurera cette coordination. Le client final (l'entité concédante) peut décréter de choisir un ingénieur conseil et lui confier la tâche de coordonner, en son lieu et place, les travaux et fourniture. Un ingénieur conseil peut aussi intervenir comme coordonnateur pour les deux développeurs.

- ii) Un autre problème réside dans la « bancabilité » d'un tel schéma ; en effet, d'une manière générale les prêteurs dans un projet BOT veulent des garanties très fortes (responsabilité globale, pénalités élevées dans le contrat de construction) et

implication quasi totale du développeur privé par rapport au développeur public. Pour les prêteurs, il va de soi que le développeur privé est plus fiable parce que investisseur étranger par rapport au développeur public qui apporte des fonds institutionnels.

Généralement, dans un projet BOT classique il y a un seul contrat clés en main, ce qui permet aux prêteurs d'imposer une responsabilité globale de résultat à l'ensemble de l'aménagement qui doit être réalisé. Les prêteurs sont donc sécurisés par l'obligation de résultat imposée dans le cadre d'un contrat clés en main.

Or dans le schéma proposé les prêteurs admettront difficilement de s'engager sur une telle base avec une responsabilité partagée entre deux développeurs.

- iii) On peut également s'interroger sur l'attitude des prêteurs institutionnels à financer des travaux (environnement, cité, etc.) sans obtenir de garanties sur l'obtention de revenus lui permettant de rembourser ses dettes (sauf en cas de vente de fourniture d'eau).

Ces inconvénients, qui peuvent créer des obstacles pour développer le projet de Félou, peuvent être levés dans l'hypothèse où le concédant donnerait un mandat de construction étendu au développeur (ou la Société de projet) pour réaliser l'ensemble de l'aménagement et un contrat de concession restreint à la seule usine hydroélectrique et à son système de transmission.

Un tel montage a été réalisé, semble-t-il avec succès, pour le développement du projet à buts multiples de San Roque aux Philippines, comprenant un grand barrage de 200 m de hauteur destiné en grande partie à l'irrigation, réalisé par le développeur public, et une usine relativement modeste avec une puissance installée de 245 MW, réalisée par le développeur privé.

5.2.2. Structure mixte Public/Privé en lots séparés

Dans ce type de schéma, le développeur public et le développeur privé sont propriétaires (copropriétaires plus exactement) de l'infrastructure dans son ensemble (barrage + usine de production d'électricité) mais chacun est responsable d'un lot de travaux et/ou de services.

Les relations entre les copropriétaires sont régies par un règlement de copropriété (ou d'association) et celles entre cette association et l'autorité concédante par un contrat de concession.

Chacun des copropriétaires fait son affaire de la recherche du financement qui lui est nécessaire pour remplir ses obligations et dispose, lorsque le projet est en exploitation, de droits sur la production.

9 *Les inconvénients sont minorés, dans le cas particulier de Félou, car la route d'accès à construire est très courte, et les impacts sur l'environnement sont très faibles, en l'absence de réservoir.*

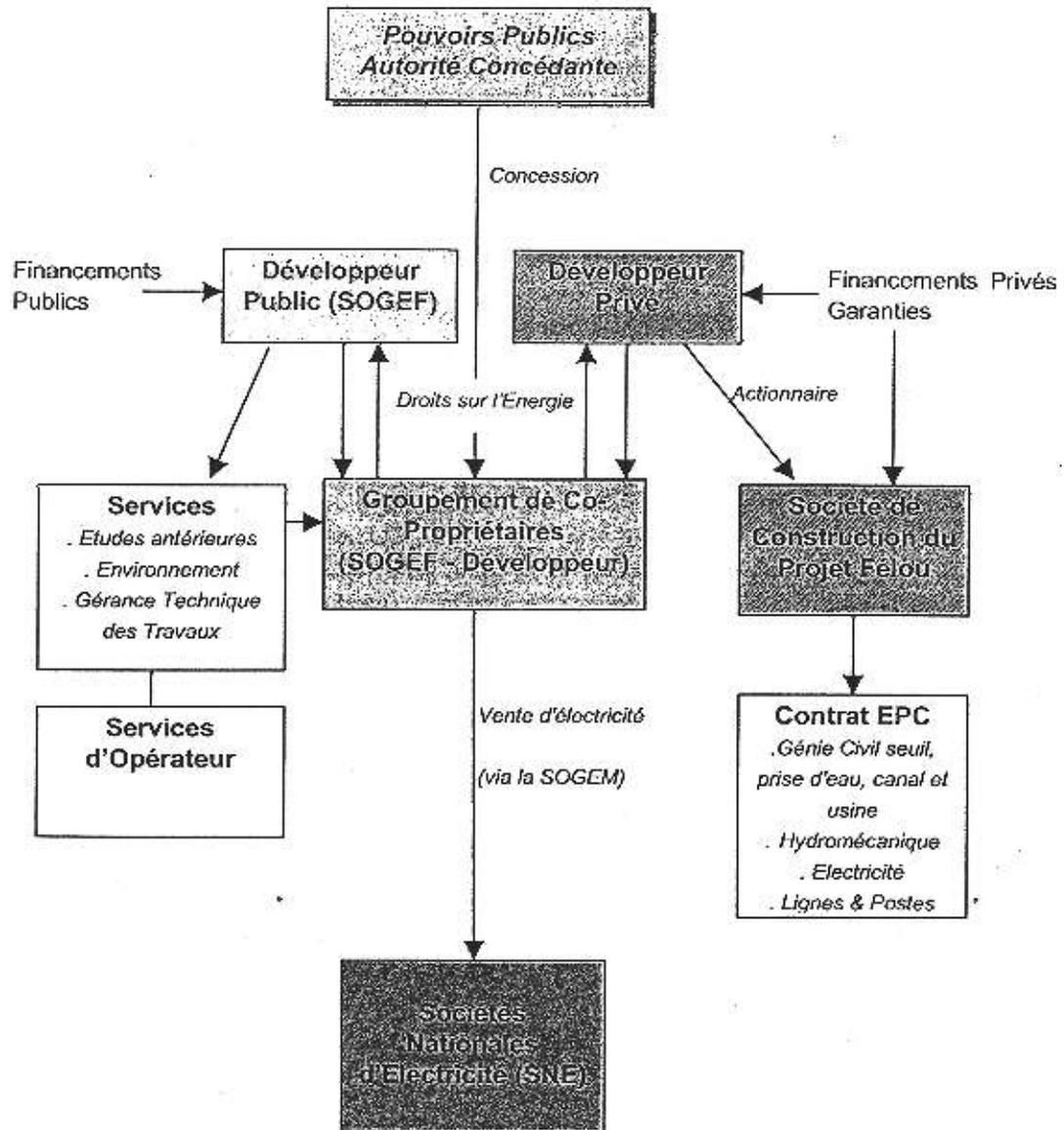


Schéma 2. Structure mixte public / privé en lots séparés

Concernant le problème récurrent de l'entité concédante, le développeur public ne peut être à la fois l'entité concédante et le propriétaire mixte avec le développeur privé. En effet, l'entité concessionnaire (dont fait partie le développeur public) assume vis-à-vis de l'autorité concédante la mission globale de faire concevoir, financer, exécuter, mettre en service et exploiter l'ouvrage. Dans ces conditions, le ou les développeurs privés n'accepteront certainement pas une association déséquilibrée avec un partenaire lié à l'autorité concédante.

➤ **Avantages**

L'avantage de cette structure réside dans le fait de n'avoir qu'un propriétaire mixte public/privé et qu'un contrat de construction clés en main avec une obligation de résultat, ce qui peut donner satisfaction aux prêteurs.

➤ **Inconvénients**

Cette structure n'est pas satisfaisante pour au moins deux raisons à savoir :

- i) La société de projet est le co-propriétaire de la concession et elle va faire réaliser le projet par un constructeur par le biais d'un contrat clés en main imposant une obligation de résultat, ce qui fait peser l'essentiel du risque de construction sur le développeur privé.
- ii) Dans un BOT généralement, la société de projet concessionnaire fait exploiter par une société adéquate dont elle est le client, l'exploitation de l'infrastructure. Dès lors, les « services d'opérateur » peuvent difficilement être l'apanage du développeur public.
- iii) Les relations contractuelles doivent de préférence être effectuées avec la société concessionnaire. Il va aussi de soi que les prêteurs s'engagent sur le long terme, si bien qu'ils ne se contenteront pas de cette structure contractuelle.

Il serait donc souhaitable de revoir cette structure dans un sens plus conforme à un BOT classique. Par exemple les investisseurs public/privé peuvent créer un consortium d'investisseurs définissant leurs droits et obligations respectifs en amont du projet, par la suite ces mêmes investisseurs créeront la société de projet, véritable personne juridique morale dont l'actionariat sera public/privé, cette société sera le client d'un (ou des) constructeur par le biais d'un contrat clés en main, elle sera également cocontractant d'un contrat d'exploitation.

Si l'on veut séparer la construction en lots, il serait dans ce cas préférable d'envisager un consortium de constructeurs qui peut d'ailleurs comprendre les mêmes parties publiques/privées (filiales) et qui détermine les droits et obligations de chaque partie ainsi que les travaux à réaliser par chacune des parties (scope of works).

Un tel schéma a été utilisé pour le développement de plusieurs grands projets brésiliens (Ita 1450 MW et Machadinho 1140 MW) actuellement en cours de construction.

5.2.3. Structure avec une Société de Projet

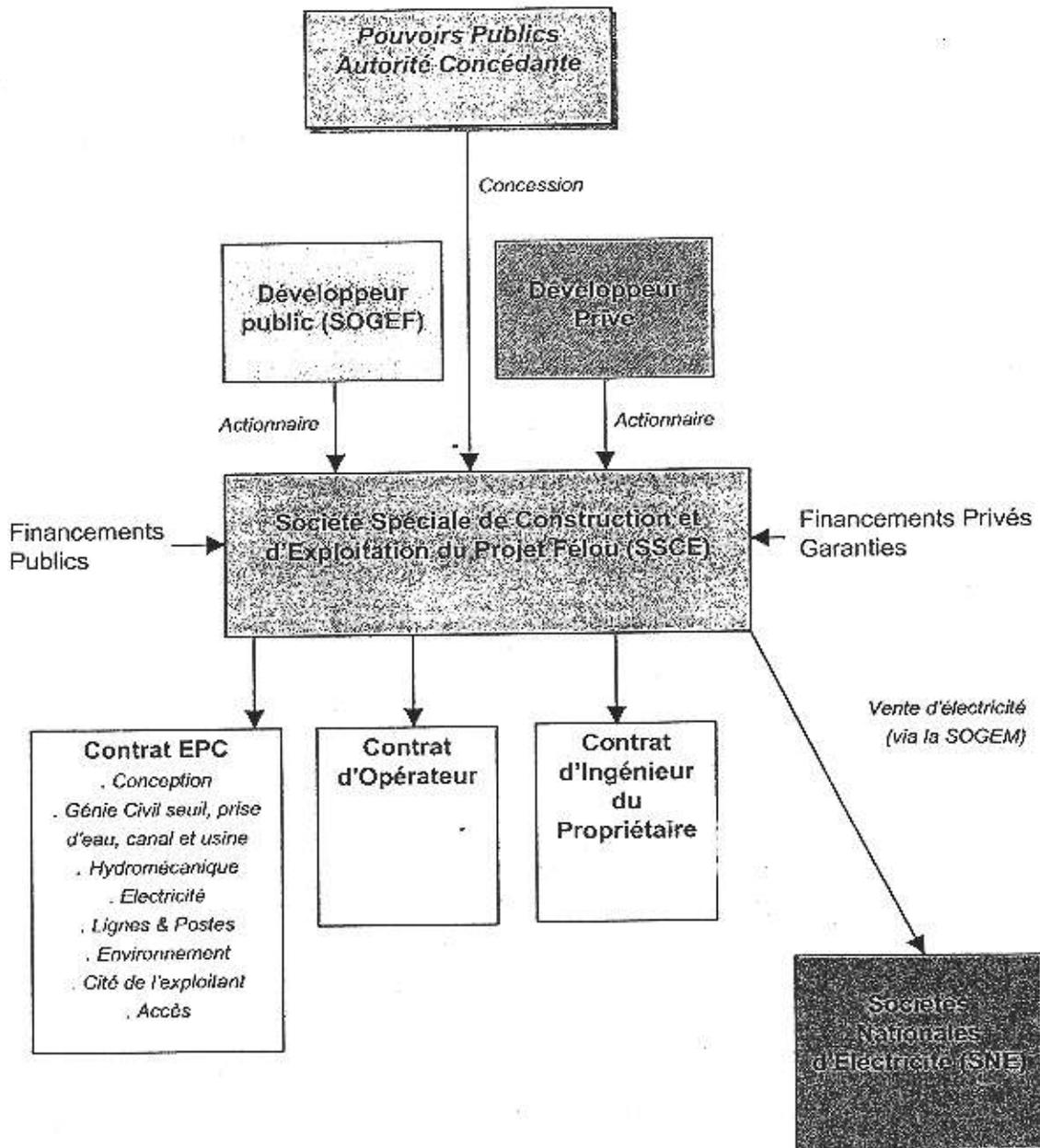


Schéma 3. Structure avec une Société de Projet

Avec cette configuration, le projet est, dans son ensemble, mené à bien par une société spécialement créée (SSCE) qui est également le seul propriétaire de l'Aménagement, cette société pouvant avoir plusieurs actionnaires publics et privés.

Les relations entre les actionnaires sont régies par les statuts de la société et celles entre les la société et l'autorité concédante par un contrat de concession. Chacun des actionnaires fait son affaire de la recherche du financement qui lui est nécessaire pour constituer sa part du capital, et c'est la société qui se charge de rechercher et contracter les crédits publics et privés nécessaires.

➤ *Avantages*

Cette structure présente plus d'avantages que d'inconvénients.

Elle est, en effet, la plus conforme à l'esprit BOT, la société de projet étant au centre de toutes les relations contractuelles avec en plus le concept de co-développement par le biais d'un partenariat public / privé qui implique un rééquilibrage du partage des risques et des responsabilités.

Par ailleurs, le cofinancement public / privé évite l'écueil de la mise sous tutelle bancaire du projet. Néanmoins, les prêteurs du développeur privé peuvent exiger que le partenaire public concessionnaire soit minoritaire dans la société de projet.

Enfin le co-développement est intéressant car il responsabilise la puissance publique dans le projet. Toutefois celui-ci ne peut se développer que dans des pays ayant un cadre juridique solide et une stabilité économique et politique.

En conséquence, il ne paraît pas anormal d'envisager que la personne publique devienne un partenaire du concessionnaire et que, par son engagement, elle contribue à la mise en place d'un schéma de financement satisfaisant. La solidarité financière entre le partenaire public et le partenaire privé permet à ce dernier d'attendre, de la puissance publique, le respect de son équation financière, et à tout le moins la garantie de l'équilibre économique du projet.

La participation du partenaire public peut d'ailleurs prendre plusieurs formes :

- de subvention (d'équipement, d'exploitation),
- de garanties (des risques de souveraineté, de niveau de recettes minimales),
- de financements privilégiés (notamment d'avances remboursables),
- de fonds publics et de prêts institutionnalisés,
- d'avantages fiscaux ou douaniers,
- de mise à disposition des terrains.

Enfin, il serait préférable d'un point de vue juridique que le partenaire public soit un organisme public indépendant de la SOGEM si celle-ci est l'autorité concédante.

➤ *Inconvénients*

Ce schéma peut avoir l'inconvénient de ne pas être suffisamment attractif pour des investisseurs (et notamment les privés) puisqu'il mutualise des risques (risque géologique, hydrologique, construction) que l'investisseur privé n'est pas nécessairement prêt à assumer.

Pour contourner cette difficulté on peut imaginer que certains risques (hydrologique en particulier) soient considérés comme cas de force majeure et éventuellement couverts par la puissance publique (en totalité ou en partie) comme cela a été le cas de certains projets hydroélectriques développés par des investisseurs privés en Turquie (Birecik 672 MW et Lamas 45 MW).

Enfin, il faut rappeler que les risques géologiques et de construction sont très faibles, tant pour Férou que pour Gouina, compte tenu de la nature des travaux à réaliser et du contexte géologique favorable.

5.2.4. *Recommandations*

Au vu de l'analyse ci-dessus et compte tenu des spécificités des projets de Férou et de Gouina, il est recommandé de retenir le schéma 3 (Structure avec une Société de Projet) pour le développement du projet, qui suivra les étapes suivantes :

- lancement du processus de sélection du développeur par le Haut-Commissariat de l'O.M.V.S.,
- recrutement du développeur privé et signature d'un contrat (« mandat de développement ») lui assurant l'autorisation exclusive de développer le projet pendant une durée donnée (« période de développement »), et définissant les activités à réaliser par les signataires pendant cette période,
- constitution de la Société de Projet avec actionnariat mixte public/privé,
- activités de développement du projet, dont : mise au point du cadre contractuel et bouclage financier, études d'avant-projet détaillé (APD), reconnaissances, étude d'impact environnemental (EIE), etc.,
- réalisation du projet,
- mise en service et exploitation pendant la durée de la concession.

5.3. Allocation des risques en fonction de la formule de développement

Deux remarques générales s'imposent :

- i) Les risques peuvent être totalement ou partiellement transférés de l'autorité concédante au(x) concessionnaire(s). Ces risques sont les risques de projet (validité et qualité des données naturelles, risque de conception, risque d'exécution, risques liés à l'occurrence de phénomènes naturels exceptionnels, risque de défaut de performance, risques de délais et de coûts d'exécution supplémentaire, etc.), des risques sur les contrats de vente de l'énergie, des risques découlant de l'impact du projet sur l'environnement, des risques politiques, des risques économiques, etc.
- ii) Toutefois, le projet ne pourra être développé que si suffisamment de garanties peuvent être mises en place de manière à ce que les risques puissent être maîtrisables (donc appréciés et couverts) par le développeur privé, ses actionnaires ainsi que les prêteurs pour les inciter à lancer l'opération.

Le tableau ci-après reprend la liste des risques auxquels s'exposent les parties impliquées dans le développement du Projet et expose comment, pour chaque formule envisageable, ils peuvent être alloués soit à l'Autorité Concédante (AC), soit au Développeur Privé (DP), soit aux deux à travers la société commune ou association créée entre eux (SSCE) soit enfin à chacun des deux suivant la nature de leurs implications respectives (AC&DP).

Type de Risque	Propriété Divisée (Schéma 1)	Co-Propriété (Schéma 2)	SSCE Propriétaire (BOT) (Schéma 3)	SSCE non propriétaire (BOT) (Schéma 3)
Apports courants inférieurs aux prévisions (risque hydrologique)	AC	AC	AC	AC
Données géologiques & topographiques défavorables (risques sur les données naturelles)	AC(*)	DP(*)	SSCE(*)	SSCE(*)
Risque de conception	AC(*)	DP(*)	SSCE(*)	SSCE(*)
Risques d'exécution (délais et quantités supplémentaires)	AC(*)	DP(*)	SSCE(*)	SSCE(*)
Défauts de performance	AC&DP(*)	DP(*)	SSCE(*)	SSCE(*)
Risques découlant de l'impact sur l'environnement	AC(**)	AC(**)	AC(**)	AC(**)
Risque découlant des cas de Force Majeure	AC ^(4*)	DP ^(4*)	SSCE ^(4*)	AC&SSCE ^(4*)
Risques sur le Contrat de Vente de l'Electricité	DP(***)	DP(***)	DP(***)	DP(***)
Risques politiques et économiques	DP(***)	DP(***)	DP(***)	DP(***)

Notas : (*) ces risques sont généralement transférés vers l'entrepreneur EPC
 (**) risques acceptables pour les prêteurs si l'EIE est établie en conformité avec les recommandations de la Banque Mondiale
 (***) risques couverts par les garanties souveraines, les comptes de réserve du service de la dette « offshore », les comptes séquestres, les organisations multilatérales et bilatérales, etc.
 (4*) risque partagé avec l'entrepreneur EPC

ANNEXE

CADRE RÉGLEMENTAIRE ET CONTRACTUEL

Tableau 1 - Convention relative au statut du fleuve Sénégal¹⁰I Principes et définitions

Le fleuve Sénégal est déclaré fleuve international y compris ses affluents.
Etroite coopération entre "Etats contractants".
Exploitation rationnelle des ressources du fleuve Sénégal.
Liberté de navigation et égalité de traitement des utilisateurs.
L'exploitation du Fleuve Sénégal est ouverte à chaque Etat contractant.

II Exploitation agricole et industrielle

L'exécution des projets modifiant le régime du fleuve doit être approuvés par les Etats contractants.
Les projets devront faire mention des impacts sur le régime du fleuve.
Les Etats contractants doivent être informés en temps utile de tout projet.
Une convention spéciale est nécessaire pour tout ouvrage d'intérêt commun.

III Navigation et Transport

La navigation sur le fleuve et ses affluents est libre et ouverte.
Engagement des états à maintenir le fleuve navigable.
Mode de financement à définir par conventions pour les travaux et l'entretien.
Les taxes seront représentatives du service rendu.
Réglementation commune pour le cabotage.
Routes, chemins de fer, canaux latéraux considérés comme des dépendances de la navigation fluviale. Ils seront ouverts au trafic international de même que les lacs.
Péages équitables calculés sur les dépenses de construction, d'entretien, et d'administration et sur les bénéfices dus aux entrepreneurs.
Régime commun visant à faciliter la circulation des navires et embarcations.

IV Application

Création d'un organisme commun de coopération.
Statut faisant l'objet d'une convention particulière.

V Dispositions diverses

Ratification de chaque Etat Contractant.
Mise en vigueur dès dépôt du dernier instrument de ratification.
Admission de nouveaux membres.
Révision de la Convention.
Dénonciation après un délai de 99 ans.
Différends réglés par conciliation, médiation ou par la Cour de La Haye.

10 Signée à Nouakchott le 11 mars 1972 par les chefs d'Etat et de Gouvernement de la République du Mali, la République Islamique de Mauritanie et la République du Sénégal.

Tableau 2 - Convention portant création de l'Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal (OMVS)¹¹

Titre - Objet et Contenu

I Préambule

Référence à l'article 11 de la convention sur le statut du fleuve.

II But

Création de l'OMVS chargée de:

1. l'application de la Convention du 11 mars 1972 relative au statut du fleuve Sénégal,
2. la promotion et de la coordination des études et travaux de mise en valeur,
3. toute mission technique et économique confiée par les états membres.

L'OMVS jouit de la personnalité juridique:

Contracter - Acquérir et céder des biens meubles et immeubles - Recevoir des dons, subventions, etc. - Souscrire à des emprunts - Faire appel à l'assistance technique - Ester en justice

III Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement

Instance suprême de l'OMVS.

Session ordinaire une fois par an.

Session extraordinaire à la demande de son Président ou d'un Etat membre.

Décisions à l'unanimité s'imposant à tous les Etats membres.

Présidence de la Conférence assurée à tour de rôle pour une durée de deux ans.

IV Organes Permanents

Les organes permanents sont:

1. Le Conseil des ministres. (CDM)
2. Le Haut Commissariat. (HC)
3. La Commission Permanente des Eaux. (CPE)

V Le Conseil des Ministres (CDM)

Organe de conception et de contrôle de l'OMVS. Il élabore la politique générale d'aménagement du fleuve Sénégal. Composé de ministres à raison d'un par Etat membre. Les programmes d'aménagement doivent être approuvés par le Conseil des Ministres de l'OMVS avant tout début d'exécution.

Le CDM définit les opérations prioritaires. Il fixe les contributions des Etats membres au financement du budget de fonctionnement et des travaux et études dont il approuve les budgets.

Les décisions du CDM ont force obligatoire pour les Etats membres. Elles sont prises à l'unanimité.

Présidence tournante de deux ans assurée par chacun des Etats membres.

Le CDM rend compte à la Conférence des chefs d'Etat et de gouvernement.

Le CDM approuve le règlement intérieur du Haut Commissariat.

VI Le Haut Commissariat (HC)

Le HC est l'organe d'exécution de l'OMVS. Il est dirigé par un Haut Commissaire nommé par la Conférence pour une durée de quatre ans renouvelable. L'organigramme du HC est fixé par le CDM. Le Haut Commissaire représente l'OMVS entre deux sessions du CDM. Il est chargé de rassembler les données de base intéressant le fleuve Sénégal. Il soumet au CDM le programme commun des travaux. Il est responsable de l'exécution des études et travaux.

¹¹ Signée à Nouakchott le 11 mars 1972.

Le Haut Commissaire examine les projets d'aménagements hydro-agricoles élaborés par les Etats membres. Il demande l'avis motivé de la CPE. Il soumet ces projets au CDM. Il peut être chargé, par un ou plusieurs Etats de l'exécution des études et du contrôle des travaux.

Le Haut Commissaire peut être chargé de la recherche de financements. Il représente l'OMVS dans ses relations avec les institutions. Il est l'ordonnateur des opérations financières de l'OMVS. Il est responsable devant le CDM. Le CDM nomme le Secrétaire général, les directeurs et conseillers. Le Haut Commissaire recrute le reste du personnel de l'OMVS.

VII La Commission Permanente des Eaux (CPE)

La CPE définit les principes et modalités de la répartition des eaux du fleuve Sénégal entre les Etats et entre les secteurs d'utilisation de l'eau: industrie, agriculture, transport.

La CPE est composée par les représentants des Etats membres de l'OMVS. Elle émet un avis consultatif à l'adresse du CDM. Elle se réunit sur convocation du HC.

VIII Budgets

IX Dispositions diverses

Tableau 3 - Convention relative au statut juridique des ouvrages communs¹²

Titre - Objet et Contenu
<p style="text-align: center;"><u>I Définitions</u></p>
<p style="text-align: center;"><u>II De la Propriété Commune et Indivisible</u></p>
<p>Les ouvrages communs ci-dessous sont et demeurent propriété commune des Etats membres de l'OMVS:</p> <p>Le barrage de Manantali. Le barrage de Diama. Le port fluvio-maritime de Saint Louis. Le port fluvial de Kayes. Les escales portuaires et les ouvrages d'aménagement du chenal navigable. Les ouvrages annexes et accessoires.</p> <p>Les Etats copropriétaires ont un droit individuel à une quote-part indivisible. Ils ont un droit collectif d'usage, de jouissance et d'administration de l'ouvrage commun, de ses annexes, de ses accessoires.</p> <p>L'ouvrage commun est exempt de toute perquisition, réquisition, etc.</p> <p>L'Etat copropriétaire sur le territoire duquel se trouve tout ou partie d'un ouvrage commun ne met aucun obstacle à l'exercice de leurs droits par les autres Etats copropriétaires.</p>
<p style="text-align: center;"><u>III Des conditions d'exécution des ouvrages communs</u></p>
<p>Ces conditions feront l'objet, par ouvrage pris individuellement, d'un instrument juridique en fixant les composantes et les caractéristiques techniques.</p> <p>Les Etats prendront toutes mesures nécessaires pour mettre à la disposition du Maître d'Œuvre les terrains requis.</p> <p>Les Etats accordent à l'Entrepreneur et ses agents toutes facilités et exonérations prévues par le régime fiscal et douanier applicable aux projets et travaux de l'OMVS.</p> <p>Les Etats accordent le droit d'appui et de passage à l'Entrepreneur ainsi que le droit de passage libre des matériaux, matières premières, ... nécessaires à l'exécution des travaux.</p>
<p style="text-align: center;"><u>IV Des droits et obligations des Etats Copropriétaires</u></p>
<p>Ces droits et obligations sont fondés sur les principes d'égalité et d'équité.</p> <p>Les coûts d'investissement et les charges d'exploitation sont répartis sur la base des bénéfices que chaque copropriétaire retire de l'exploitation des ouvrages communs.</p> <p>Cette répartition peut être ajustée périodiquement sans effet rétroactif.</p> <p>Les Etats copropriétaires garantissent le remboursement du principal, le service des intérêts et autres charges afférentes aux prêts contractés par l'OMVS en vue de la construction des ouvrages communs.</p>
<p style="text-align: center;"><u>V De l'Exploitation et de la Gestion des Ouvrages Communs</u></p>
<p>La gestion des ouvrages communs est confiée à des agences de gestion placées sous tutelle de l'OMVS.</p>

12 En date du 21 décembre 1978.

Les agences peuvent être chargées notamment de la gestion de l'eau, de la navigation, de l'énergie hydroélectrique, et du fonctionnement et de l'entretien des ouvrages communs.

L'Instrument Juridique relatif à l'ouvrage commun définit les conditions d'exploitation et notamment les attributions respectives de l'OMVS, organe de tutelle, et agence de gestion.

Les agences de gestions sont des entreprises inter-étatiques ou mixtes dotées de la personnalité morale et de l'autonomie financière.

Une convention spéciale porte création de chaque agence de gestion.

Le Haut Commissariat est chargé de la coordination des programmes d'exploitation, des plans d'entretien des ouvrages, des mesures urgentes. Le HC consulte régulièrement la CPE dont l'avis motivé est requis.

VI Des Privilèges et Immunités accordés aux Agences de Gestion

Droit d'appui et de passage raisonnables.

Exonération de droits et taxes à l'importation.

Passage libre.

Etc...

VII Dispositions diverses

Tableau 4 - Convention Relative aux Modalités de Financement des Ouvrages Communs¹³

Titre - Objet et Contenu

I Définitions

II Des modalités de Financement

Chapitre 1. Des Subventions

Elles doivent être comptabilisées comme faisant partie des coûts de construction

Chapitre 2. Des emprunts contractés par l'OMVS

Les emprunts à contracter par l'OMVS sont soumis à l'approbation du CDM.

Chapitre 3. Des Garanties

Les engagements pris par les Etats-membres ou par tous autres garants en vue de garantir un prêt contracté par l'OMVS feront l'objet d'accords de garantie régis par la présente Convention.

Les garanties octroyées au titre de la présente Convention concernent le paiement des sommes suivantes :

- a) Le principal du prêt.
- b) L'intérêt payable au titre du prêt.
- c) Les commissions et autres charges financières prévues par l'accord de prêt.

Les mécanismes de garantie s'appliquent au moment où le Haut Commissaire informe les co-garants que l'OMVS ne peut plus honorer ses engagements.

Les Etats-membres de l'OMVS garantissent conjointement le remboursement du principal et le paiement des intérêts et autres charges au prorata de leur participation aux coûts et charges desdits ouvrages, selon la clé de répartition arrêtée par les Etats-membres.

L'OMVS et les Etats-membres peuvent faire appel à des institutions financières pour la garantie des emprunts.

Chapitre 4. Des Obligations des Etats Co-Garants

Au cas où les ressources de l'OMVS ne permettent pas d'honorer ses obligations. Chaque Etat Co-Garant contribuera aux finances de l'OMVS pour les besoins du service de la dette selon la clé de répartition.

Ces contributions représentent des avances faites à l'OMVS par les Etats Co-garants. Elles leur seront remboursées dès que les ressources de l'OMVS le lui permettront.

Chaque Etat Co-garant peut négocier directement avec le Prêteur de nouvelles conditions de prêt ou de garantie relatives à sa quote-part sous réserve de non préjudice à l'OMVS et aux autres Etats Co-garants.

L'Etat défaillant dans ses contributions pour le service de la dette doit supporter entièrement toutes charges financières découlant de ce retard, y compris les charges prévues aux marchés de travaux ou d'ingénierie relatifs à la réalisation des ouvrages communs.

III De l'Engagement Direct des Etats-Membres

Les Etats-membres peuvent contracter directement et conjointement des emprunts pour la réalisation ou le fonctionnement des ouvrages communs.

Les montants de ces prêts seront rétrocédés par les Etats-membres à l'OMVS.

IV Du Service de la Dette

Le service de la dette est financé par les revenus provenant de l'exploitation des ouvrages communs. Ce service est assuré soit par l'OMVS soit par les Etats-membres. Le HC est chargé de la gestion de l'ensemble de la dette contractée pour le financement dur programme de l'OMVS. Les Etats-membres accordent à l'OMVS toutes les facilités de change pour le service de la dette extérieure.

Si les revenus de l'OMVS dépassent les besoins (besoins ordinaires et services de la dette), l'excédent sera utilisé pour rembourser les contributions qu'ils ont versées.

Le HC peut être chargé par le CDM de négocier avec les créanciers de l'OMVS en vue de modifier les conditions et termes des emprunts. Le HC soumettra à l'approbation du CDM tout accord intervenu à ce sujet.

V Du Réajustement de la Clé de Répartition

La quote-part de la participation de chaque Etat-membre de l'OMVS aux coûts et charges des ouvrages communs peut être réajustée d'un commun accord entre les Etats-membres.

Chaque Etat-membre peut demander le réajustement. (Requête écrite au CDM)

En cas de non-accord du CDM, la requête est présentée à la Conférence des Chefs d'Etat et de gouvernement.

L'OMVS avisera les Prêteurs de la modification et engagera la procédure pour la signature des avenants nécessaires.

VI Des Dispositions Diverses

Les dispositions de la présente Convention s'appliquent aux agences de gestion sous tutelle de l'OMVS.

Toute demande de révision de la Convention devra être adressée au Président de la Conférence.

Etc...

Tableau 5 - Ouvrages Communs du Patrimoine Energie de Manantali

Barrage	Centrale Hydroélectrique	Réseau Est	Réseau Ouest
Barrage (réalisé en 1988)	5 Turbines Kaplan (5x41MW) 5 Transfos (5x47MVA)	Ligne Manantali - Bamako en 225 kV ; 306 km en 30 kV : 20 km	Tronçon commun <u>Manantali-Kayes-Matam-Dagana</u> en 225 kV : 707 km
Micro-centrale	Bâtiment de la Centrale		
Alimentation électrique	Equipements auxiliaires		
Pompes de drainage	Magasin	Postes Est	Postes
Réseau de mise à la terre	Bureaux		Kayes
Réseau téléphonique local	Atelier	Kodialani	225/90/30 kV; 2x20 MVA
Ateliers mécaniques et électrique		225/150 kV, 2x75 MVA	Matam
Magasin de pièces de rechange	Un poste Transformateurs	Sirakoro	225/90/30 kV; 2x20 MVA
Bâtiments Administratifs	Un poste HT	Extension d'une travée 150 kV	Dagana
Garage	Deux départs de lignes 225 kV	Kita	225/30 kV, 1x20MVA
Réseau de stations de mesures		225/30 kV, 1x20MVA	
Plan d'alerte et d'annonce de crues			<u>RG - Dagana - Sakal</u> en 225 kV ; 114 km Postes Sakal - 225/30kV - 1x20MVA Tobène - 225/90 kV - 2x75MVA
			A partir de Matam en RD: <u>Matam-Kaédi-Boghé; 90 kV : 87 km</u>
			<u>Dagana-Rosso-Nouakchott</u> en 225 kV : 226 km
			Postes Kaédi - 90/15 kV - 1x10MVA Boghé - 90/15 kV - 1x10MVA Rosso - 225/30/15 kV - 1x20MVA Nouakchott - 225/33 kV - 1x75MVA

Tableau 6 - Exemple de Contrat d'Exploitation (Manantali)

Art.	Contenu	Art.	Contenu
1	Définitions – Interprétations		
	<u>Titre I : Régime général</u>		<u>Titre II : De l'Entretien et de l'Exploitation des Installations</u>
	<u>Chapitre 1 - Du Contrat d'Exploitation</u>		<u>Chapitre 1 - Manuels de Procédure</u>
2	Formation - Objet – Durée	19	Manuel de Procédures
	<u>Chapitre 2 - Des Biens de la Concession</u>		<u>Chapitre 2 - De l'Entretien et du Renouvellement</u>
3	Biens Existants	20	Entretien - Réparation - Renouvellement
4	Biens Initiaux mis à la disposition de l'Exploitant	21	Programmation des opérations
5	Mises à disposition de biens autres		
6	Inventaire du Patrimoine mis à disposition		<u>Chapitre 3 - De L'Exploitation des Installations de Production et Transport</u>
7	Bien Affectés par l'Exploitant	22	Contrat de Fourniture
8	Vérification des Inventaires	23	Association d'Interconnexion
9	Régime de la Mise à disposition par la SOGEM	24	Programmation des fournitures et services de transport
	<u>Chapitre 3 - De L'Exploitant</u>	25	Facturation et paiements
10	Obligations générales	26	Qualité de service et performances de l'Exploitant
11	Prescriptions encadrant l'activité de l'Exploitant		<u>Titre III : Conditions Financières</u>
12	Obligations particulières (Installations de Retenue)		<u>Chapitre 1 - Rémunération de l'Exploitant - Recettes</u>
13	Prestations préalables à la Date de Mise en Service	27	Tarif de l'énergie - Rémunération de l'Exploitant
14	Obligations particulières (Installations de Production et Transport)	28	Calcul et versement des Redevances dues à SOGEM
15	Consignation des Opérations	29	Gestion des Dotations
16	Situation d'Urgence	30	Rémunération pour prestations avant Date de Mise En Service
17	Responsabilité et assurance de l'Exploitant	31	Paiement des stocks
18	Prérogatives de l'Exploitant		<u>Chapitre 2 - Incitations Financières et Pénalités</u>
		32	Incitations financières
		33	Pénalités
			<u>Chapitre 3 - Garanties fournies par l'Exploitant</u>
		34	Garanties fournies par l'Exploitant

Tableau 7 - Energie de Manantali - Contenu du Protocole Tarifaire¹⁴

Article 1 - Définitions

Article 2 - Objet

Intégrer le patrimoine concédé à la SOGEM dans les plans de développement des secteurs de l'électricité des trois Etats-membres.

Garantir l'enlèvement de l'énergie de Manantali par les SNE et la livraison de cette énergie aux mêmes SNE.

Article 3 - Engagement des Parties

Les États participent en tant que garants du protocole afin :

D'assurer la pérennité du protocole.

De participer au lissage des coûts de l'énergie en fonction des aléas hydrauliques.

D'intégrer la dimension régionale dans les processus de planification du développement de l'énergie électrique de chacun des participants.

La SOGEM s'engage à :

Conclure un contrat pour confier l'exploitation et l'entretien des ouvrages à un Opérateur Privé.

Garantir à tout moment la fourniture d'électricité aux SNE. Cette garantie sera transmise à l'Opérateur Privé pour la durée de son contrat.

Les SNE s'engagent :

A enlever l'énergie de Manantali conformément aux règles de répartition. (Protocole d'interconnexion et contrats de cession)

Mettre en place les structures et outils de travail nécessaires à l'exploitation du SI.

Respecter les règles définies dans la protocole et signer le contrat de cession d'énergie.

Article 4 - Structure tarifaire

Le tarif est de type binôme avec une prime fixe et un prix proportionnel par kWh.

Le tarif et ses dispositifs connexes (fonds pour risque hydrologique etc.) garantissent la couverture des charges de premier rang.

Le prix moyen fluctuera en fonction de l'hydraulicité et en fonction des pertes.

Les SNE pourront utiliser l'infrastructure de transport du Projet Énergie pour des échanges entre elles sans payer aucune redevance.

Article 4 - Durée du protocole tarifaire

La durée est de trente (30) ans.

Article 5 - Révision du protocole tarifaire

Seuls les tarifs et les modalités sont révisés tous les 5 ans à partir de l'année 2000.

Annexes

Méthodologie tarifaire.

Simulations financières.

Projet type de contrat de cession d'énergie.

Projet de protocole d'interconnexion et ses annexes.

14 La protocole, son addendum, ses annexes ont été paraphés et signés en juin et décembre 1997.

Tableau 8 - Contenu du Protocole d'Interconnexion

Chapitre 1 - Champ d'Application

Chapitre 2 - Organisation mise en place

Comité directeur de l'interconnexion (CDI)

Organise le développement et le cadre général du système interconnecté

Se réunira au moins une fois par an.

Assure la coordination des activités de développement, planification et exploitation.

Entérine les critères techniques communs et les règles générales soumises par le CTPI.

Placé sous contrôle du CDM de l'OMVS, le CDI est le seul à pouvoir entériner des modifications du PI.

Présidence et secrétariat : SOGEM - Chaque SNE, la SEM, la SOGEM ont au plus 2 représentants.

Prise de décision à l'unanimité, sinon saisie du CDM.

Comité Technique Permanent de l'Interconnexion (CTPI)

Le CTPI est composé de 10 membres. (2 pour chacune des entités)

Le CTPI adoptera un règlement intérieur.

Définir et proposer au CDI les règles et procédures communes.

Adopter et proposer au CDI les modifications nécessaires.

Demander au CDI la mise en place de moyens supplémentaires.

Assurer la coordination entre exploitants. (Temps réel et court terme)

Veiller à la coordination entre la SEM et les SNE. (Planification à long terme)

Echanges d'informations

Les SNE, la SEM et la SOGEM échangeront toute information nécessaire.

Le CTPI procède à l'audit technique des installations de chacune des parties.

Le CTPI devra définir des échéanciers.

Chapitre 3 - Définition des ouvrages de l'interconnexion

Centrale hydroélectrique de Manantali

Réseau de transport de l'OMVS

Centre de conduite du réseau de l'OMVS

Caractéristiques des ouvrages de l'interconnexion

Exploitation et Maintenance de l'interconnexion

Conférées à la SEM

Chapitre 4 - Obligations générales et procédures

Notions techniques et règles en découlant

Participation au réglage de la fréquence

Gestion prévisionnelle

Elle se fera au niveau annuel et au niveau hebdomadaire.

Production de la Centrale de Manantali

Optimisation à l'échelle annuelle et à l'échelle mensuelle.

Échange d'énergie entre SNE

La SEM communiquera les disponibilités du réseau de transport.

Les SNE sont libres de négocier entre elles.

Les dispositions techniques seront communiquées à la SEM en temps utile.

Le CTPI décrira les règles à appliquer.

Rémunération du Service Transport

La SEM ne demandera pas de rémunération aux SNE au titre des échanges d'énergie.

Traitement des Pertes d'Énergie pour les échanges entre SNE

Le CTPI décrira les règles et procédures à appliquer.

Comptage et Décomptes des Énergies échangées

La SEM en est chargée.

Traitement des écarts par rapport aux programmes

Facturation des Énergies échangées

La SEM en est chargée.

Paiements

Les paiements relatifs aux enlèvements des SNE sur la production de Manantali seront effectués à la SEM selon les contrats SEM / SNE.

Chapitre 6 - Procédures d'urgence pour l'exploitation

Situations d'urgence

Elles seront définies par la CTPI.

Responsabilité en situation d'urgence

Le dispatching de la SEM doit être habilité à prendre et faire appliquer par les SNE toute disposition nécessaire suivant les règles et procédures établies par le CTPI.

Chapitre 7 - Dispositions diverses

Force majeure

Responsabilités

Droit Applicable

Cession – Transfert

Révision du Protocole

Seul le CDI est habilité pour cela.

* Annexes

Mécanismes de concertation entre SNE et SEM

Manuel de Procédures

Tableau 9 - Exemple de Contrat de Cession d'Énergie - Cas de Manantali**I - Objet du Contrat**

Conditions techniques de fourniture par la SEM de l'énergie.
Conditions économiques et financières de livraison (SEM), de paiement (SNE)
de l'énergie fournie aux différents points de livraison.

II - Conditions techniquesClef de Répartition

Mali : 52%.
Mauritanie : 15%.
Sénégal : 33%.

Énergies mises à disposition

Déterminées pour chaque année suivant les modalités prévues par le CTPI.
Application du mécanisme de concertation du PI.
Les écarts par rapport à la clef sont rattrapés pendant la période suivante.

Conditions techniques de la fourniture

Respect du Protocole d'Interconnexion. (PI)

Prélèvements de l'énergie

Selon le programme et suivant le PI.

Décompte de l'énergie

La SEM tiendra les décomptes hebdomadaires et mensuels.

III - Conditions financièresMonnaie de compte

Chaque SNE réglera les factures de la SME dans la monnaie de son pays.

Prix de vente initial de l'énergie

Tarif de type binôme.
Fluctuation du tarif selon l'hydraulicité et les pertes.

Indexation des prix

Indice d'actualisation In basé sur le taux de change du FCFA, le coût de
la main d'œuvre et les prix de détail dans les Etats-membres.

Révision des prix

Au cours de la quatrième année, la SOGEM, la SEM et les SNE négocieront
les conditions applicables pour les années 6 à 10.

Ensuite, révision tous les 5 ans.

Facturation

La facturation de la SEM aux SNE est bimestrielle.

Garantie de paiement**IV - Dispositions Diverses**

Force majeure : Le CTPI définira les cas de force majeure.

Sauvegarde

Confidentialité

Langue du Contrat

Droit applicable

Différends – Arbitrage

Assurances

Cession - Transfert

Exploitation Commerciale

Phase transitoire

Date d'effet du contrat - Durée : 30 ans

Annexes

Copie de la résolution n°188 du CDM de l'OMVS du 16 octobre 1985

Protocole d'interconnexion - y compris Mécanisme de concertation
