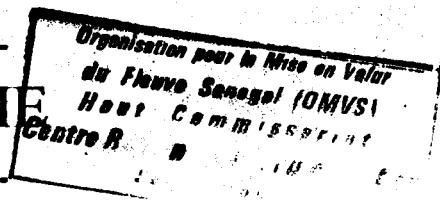


09971

# ORGANISATION POUR LA MISE EN VALEUR DU FLEUVE SENEgal

(O.M.V.S)

PROJET ENERGIE



## MISSION D'EVALUATION DES BAILLEURS DE FONDS

-----oooooo-----

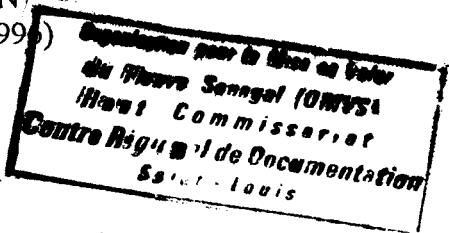
## AIDE-MEMOIRE

DU 27 NOVEMBRE AU 13 DECEMBRE 1996

09971

PROJET ENERGIE DE MANANTALI  
MISSION D'EVALUATION  
(27 novembre - 13 décembre 1996)

AIDE MEMOIRE



Introduction

1. La mission d'évaluation du projet Energie de Manantali, organisée par le Haut Commissariat de l'Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal (OMVS) avec l'appui des Gouvernements du Mali, de la Mauritanie et du Sénégal, s'est déroulée du 27 novembre au 14 décembre 1996. Les travaux ont eu lieu au Mali du 27 au 30 novembre, en Mauritanie du 2 au 4 décembre et au Sénégal du 5 au 13 décembre. La mission était composée de représentants des bailleurs de fonds suivants: Agence Canadienne de Développement International, Banque Africaine de Développement, Banque Ouest Africaine de Développement, Banque Islamique de Développement (qui a rejoint la mission à Dakar), Banque Européenne d'Investissement, Banque mondiale, Caisse Française de Développement (coordonnateur), Fonds d'Aide et de Coopération et Kreditanstalt für Wiederaufbau. De plus, un représentant de la Coopération belge a participé à la réunion de coordination sur la ligne Ouest.
2. La mission a été reçue en audience au Mali par S.E. M. Yoro Diakité, Ministre d'Etat, Ministre de l'Intégration Africaine, S.E.M. Soumaïla Cissé, Ministre de l'Economie et des Finances et S.E. M. Cheickna Seydi Ahmadi Diawara, Ministre des Mines, de l'Energie et de l'Hydraulique; en Mauritanie par S.E. Mohamed Yeslem Ould Elvil, Ministre de l'Hydraulique et de l'Energie, S.E. M. Camara Ali Gueladio, Ministre des Finances et S.E. M. Ahmed Killy Ould Cheick Sidya, Ministre du Plan; et au Sénégal par S.E. M. Habib Thiam, Premier Ministre, S.E. Pape Ousmane Sakho, Ministre de l'Economie, des Finances et du Plan, S.E. M. Mamadou Faye, Ministre de l'Hydraulique et S.E. M. Magued Diouf, Ministre de l'Energie, des Mines et de l'Industrie. La liste des participants à la mission et des personnes rencontrées figure en Annexe 1.
3. La mission tient à remercier vivement les autorités maliennes, mauritaniennes et sénégalaises, ainsi que le Haut Commissariat de l'OMVS, pour l'organisation des travaux ainsi que pour l'appui et la collaboration fournis lors de la mission d'évaluation.
4. Le présent Aide mémoire résume les conclusions de la mission d'évaluation, et rappelle les conditions et les actions préalables aux négociations et à la mise en place des financements du projet. Pour la plupart des bailleurs des fonds, les conclusions et recommandations de l'Aide Mémoire feront l'objet d'une confirmation de leurs directions respectives.

Aspects examinés par la mission

5. Les principaux aspects examinés par la mission sur la base des documents préparés par l'OMVS, dont la liste figure en Annexe 2, sont les suivants:
  - i) *Barrage de Manantali:* productible, état du mur et équipements électromécaniques du barrage;

- ii) *Montage institutionnel*: mise en place de la SOGEM, restructuration de l'OMVS, recrutement de l'opérateur privé, mise en oeuvre du projet et mesures d'accompagnement;
- iii) *Aspects environnementaux*: plan d'atténuation et du suivi des impacts sur l'environnement; programme d'optimisation de la gestion des réservoirs, santé ~~consultation pour les parties prenantes officielles et des~~  
~~du Fleuve Sénégal (OMVS)~~  
~~Haut Commissariat~~  
~~Centrale hydroélectrique de Manantali~~, calendrier de réalisation, avancement des marchés;
- iv) *Contenu et coûts du projet*: composantes physiques, ~~composante institutionnelle~~, calendrier de réalisation, avancement des marchés;
- v) *Financement*: intentions et termes de financement, plan d'affectation, participation des Gouvernements;
- vi) *Rentabilité économique*: taux de rentabilité différentielle et interne, coûts et bénéfices pour les parties concernées, analyse de risques;
- vii) *Protocole de tarification et évaluation financière*: mécanismes et principes tarifaires, viabilité de la SOGEM, allocation économique de l'électricité de Manantali et échanges d'électricité entre pays;
- viii) *Viabilité financière des sociétés nationales d'électricité (SNE)*: restructuration et réforme des secteurs, situation et prévisions financières des SNE, mesures d'assainissement financier des SNE;
- ix) *Mécanismes de garanties*: atténuation des risques de non paiement.

### Résultats de l'évaluation

#### Barrage de Manantali:

6. La mission est satisfaite de la méthodologie suivie (en particulier concernant l'estimation des pertes par évaporation ou infiltration) et des résultats obtenus pour le calcul du productible à partir du barrage de Manantali, c'est-à-dire 804 GWh en moyenne sur la série 1950-1994 et 565 GWh en moyenne sur la série 1970-1994 (voir annexe 3). Ces valeurs moyennes ont été utilisées pour les deux scénarios de base de l'étude économique. L'étude financière et tarifaire prend elle en compte le cas extrême d'une succession d'années sèches. Il convient de rappeler qu'en l'absence de base scientifique irréfutable sur le changement climatique dans la région (en particulier dans la région du Fouta Djalon) et malgré la série hydrologique sèche récente et prolongée, il n'y pas une probabilité plus grande d'occurrence d'une série hydrologique sèche qu'une série humide dans le futur. La mission a également noté qu'une étude récente réalisée sur la crue artificielle dans la vallée (voir annexe sur le rapport de la commission environnement) a indiqué la possibilité d'un productible de 654 GWh à Manantali en moyenne sur la série hydrologique sèche, par le biais de l'optimisation de la crue artificielle; cette étude a par ailleurs confirmé que la diminution de la possibilité de crue artificielle est minime avec le projet par rapport au scénario où le barrage de Manantali continuerait à être utilisé seulement pour l'irrigation et l'agriculture de décrue.

7. L'OMVS a présenté à la satisfaction de la mission les résultats de l'inspection réalisée récemment par deux experts indépendants sur le barrage et les équipements électromécaniques du barrage. L'expertise a conclu que le barrage est dans un état excellent, dispose d'une instrumentation suffisante (mais avec un manque de pièces de rechange), et est entretenu par une équipe d'exploitation adéquate en nombre et expérimentée. Le comportement du barrage ne révèle pas de phénomènes substantiels anormaux ou critiques et la sécurité vis-à-vis des crues se base sur des modèles conservateurs. Le lot génie civil du projet inclut les travaux de réfection nécessaires sur le bassin d'amortissement. Comme indiqué par l'expert, la Structure Provisoire d'Exploitation du Barrage de Manantali (SPEBM) devra réaliser un suivi strict de la zone de pélite sous la fondation du barrage et contrôler l'évolution dans le temps des déformations du barrage en béton.

8. Les équipements électromécaniques du barrage se trouvent en bon état de fonctionnement et aucune anomalie inquiétante n'a été constatée; l'équipe d'entretien est bien formée, en nombre adéquat et les opérations d'entretien sont réalisées correctement. Un certain nombre d'équipements mineurs devraient être réparés ou remplacés, le problème principal résidant dans l'insuffisance du budget d'entretien et d'équipement de la SPEBM. Les montants adéquats devront être inclus dans le budget de la SOGEM, qui sera chargée de l'exploitation et entretien du barrage pendant la construction du projet (avec une partie du personnel de la SPEBM).

Montage institutionnel (voir annexes 4 et 5):

9. La mission a discuté des projets de textes relatifs à la SOGEM et à la SOGED, a revu le calendrier et les modalités de mise en œuvre des différentes entités juridiques du projet (Haut Commissariat restructuré, SOGEM, SOGED), et a également examiné le mode de recrutement de l'opérateur privé qui sera chargé de l'exploitation et entretien des installations de la SOGEM.

10. Le contenu et budget de l'appui aux nouvelles structures (SOGEM, Haut Commissariat restructuré, SOGED), les coûts de fonctionnement de ces structures et les coûts de restructuration de l'OMVS ont été estimés par l'OMVS et ses consultants pendant la mission d'évaluation. Ces estimations devront être justifiées sur la base d'une analyse des fonctions et de l'organisation prévues pour ces nouvelles structures. Elles devront être affinées rapidement afin de permettre la préparation du budget final du projet (à utiliser dans les projections financières de SOGEM et la modélisation tarifaire). Les frais relatifs à la SOGED ne seront pas comptabilisés dans le coût du projet Energie.

11. La mission a fait des commentaires sur les projets de convention relatifs à la création de la SOGEM et de la SOGED, dans l'esprit des conclusions de l'Atelier de réflexion sur le cadre institutionnel tenu à Dakar en juin 1996. Ces commentaires ont principalement porté sur : la tutelle de la SOGEM, la Charte d'utilisation des ressources en eau (à définir par le biais de l'étude d'optimisation de la gestion des réservoirs de Manantali et de Diamal), le protocole tarifaire pour la détermination des tarifs de l'énergie de Manantali et des conditions d'enlèvement et d'échange. L'OMVS a indiqué que le projet final de convention sera soumis à l'approbation du Conseil des Ministres avant d'être signé et ratifié. Il a été convenu que la SOGEM exercera ses missions dans le cadre d'un cahier des charges approuvé par le Conseil des Ministres.

12. Le projet de statuts de la SOGEM a fait l'objet d'observations de la mission sur le rôle, la structure et les compétences du Conseil d'Administration et sur l'autonomie de gestion de la Direction Générale, conformément aux règles de fonctionnement des sociétés à caractère industriel et commercial. Le profil et le mode de recrutement envisagés pour le Directeur Général de la SOGEM seront préparés par l'OMVS et soumis pour avis aux bailleurs de fonds concernés, étant entendu que le choix reste du ressort des Etats Membres.

13. Il a été convenu que l'OMVS soumettra aux Bailleurs de Fonds, avant le 31 décembre 1996, de nouveaux projets de statuts intégrant les observations formulées pendant la mission et tenant compte des nouveaux projets de convention, pour commentaires éventuels avant le 15 janvier 1997.

14. Il a été retenu de créer de façon concomitante la SOGEM et la SOGED et que le Haut Commissariat soit restructuré au plus tard avant la mise en vigueur des financements.

15. Concernant le recrutement de l'opérateur privé, les projets de contrat d'exploitation et de cahier des charges devraient être prêts au plus tard le 15 février 1997. Un projet de termes de références pour le recrutement de consultants pour préparer et appuyer le processus d'appel d'offres et de sélection de l'opérateur a été communiqué pendant la mission.

#### Aspects environnementaux (annexe 6):

16. La mission a analysé la documentation la plus récente sur les aspects environnementaux et de santé du projet. A l'issue de cet examen, un consensus s'est dégagé sur l'évaluation environnementale du projet, sur le programme d'atténuation des impacts sur l'environnement (PASIE), sur le programme d'optimisation de la gestion des réservoirs et sur les modalités de mise en oeuvre de ces programmes (coûts, financement, contrôle). Ces programmes sont résumés dans l'annexe 6. Il a été convenu que le PASIE sera finalisé pour la fin février 1997 et que sa mise en oeuvre se fera en consultation avec les populations concernées.

#### Contenu et coûts du projet (annexe 5):

17. La mission a examiné le contenu détaillé du projet proposé par l'OMVS dans le Plan de Mise en Oeuvre du Projet (PMOP), en portant une attention particulière aux postes et lignes de transport et à la composante d'appui institutionnel (cette dernière ayant seulement été ébauchée en fin de mission). Concernant la ligne Est, la limite de propriété et d'exploitation du projet sera le poste de Sirakoro, avec des points de comptage aux postes de Kita, de Kodialian et Sirakoro. Concernant la ligne ouest, rive gauche, la limite de propriété et d'exploitation sera le point de comptage au poste de Sakal; les investissements pour les postes de Sakal et de Tobène seront financés dans le cadre du projet par un des cofinanceurs des postes des lignes ouest, et ces ouvrages pourraient être rétrocédés à la Senelec.

18. Concernant la configuration de la ligne ouest rive droite, les bailleurs de fonds ont rappelé leur position, qui se définit comme suit : la tension de service sera à définir entre les Etats, l'OMVS et le bailleur de fonds qui financera cette ligne; néanmoins, la réalisation de cette ligne en 225 kV par rapport à la tension prévue de 132 kV conduit à un surcoût estimé, en première approche, à 6 millions de US\$. Ce surcoût, qui succède à d'autres surcoûts, conduira

nécessairement à réduire le taux de rentabilité du projet et à augmenter le prix de cession de l'énergie. Par ailleurs, les bailleurs de fonds ont recommandé, quelque soit le choix de la tension d'opération de la ligne, que le poste prévu à Djeder el Moghen soit déplacé à Rosso. Ils ont ajouté qu'en l'absence de décision, le projet ne pourrait être présenté à leurs instances de décision dans les délais initialement prévus. Le Haut Commissariat a souligné que l'étude de ce changement de tension n'est pas satisfaisante, parce qu'elle ne permet pas d'apprécier les avantages qui en découlent. Il a mentionné son intention de faire reprendre cette étude dans ce sens. Il a demandé aux bailleurs de fonds de retenir le projet avec la configuration suivante : Dagana-Rosso en 225 kV et Rosso-Nouakchott en 132 kV.

19. La composante institutionnelle du projet comprendra les éléments suivants: appui à la SOGEM et au Haut Commissariat restructuré, frais de fonctionnement de la SOGEM et du Haut Commissariat restructuré pendant la durée du projet, frais de restructuration de l'OMVS, programme d'atténuation et de suivi des impacts environnementaux et sur la santé, programme d'optimisation de la gestion des réservoirs, appui au recrutement de l'opérateur privé, études diverses en rapport avec le projet. Cette composante devra être définie en détail au plus tard un mois avant les négociations (voir estimation préliminaire du contenu et des coûts de cette composante en annexe 5).

20. Le coût total du projet est estimé à 224 milliards de FCFA (hors intérêts intercalaires et frais SOGED), dont 198 milliards de FCFA pour les composantes physiques (hors supervision). La contribution des Etats aux coûts du projet a été estimée à 8.6 milliards de FCFA (avant intérêts intercalaires), c'est-à-dire environ 4 %. Sous réserve de l'approbation du projet et de la mise en vigueur des conventions de financement suivant le calendrier en annexe, les travaux se dérouleraient entre, au plus tard, septembre 1997 et octobre 2001 (date de la mise en service de la cinquième turbine). Le calendrier détaillé des travaux a été actualisé par l'OMVS et ses consultants dans le cadre du PMOP, à la satisfaction de la mission; les éléments sous-tendant l'analyse de sensibilité du taux de rentabilité économique aux retards éventuels dans les travaux ont également été confirmés. L'état d'avancement des marchés est le suivant: (i) lot électromécanique: marché attribué depuis novembre 1996; (ii) lots génie civil: évaluation des offres finalisée et proposition d'attribution transmise aux bailleurs de fonds concernés; (iii) ligne Est: DAO finalisés, appel d'offres lancés en novembre - décembre 1996; (iv) ligne Ouest: APD à finaliser et DAO à préparer; (v) centre de commande: DAO à finaliser, (vi) maîtrise d'oeuvre : contrat signé depuis mars 1995.

21. Les bailleurs de fonds ont rappelé qu'ils ont demandé à l'OMVS et à l'ingénieur-conseil de préciser les estimations de coûts en distinguant la part de ceux-ci payable en devises, de celle payable en monnaie locale, d'une part, et en les éclatant de sorte à faire apparaître les coûts de base, les provisions pour hausse de prix et les provisions pour imprévus.

#### Financement:

22. Les intentions et termes de financement communiqués par les bailleurs de fonds, ainsi que le plan d'affectation correspondant (y compris les niveaux et affectations des participations financières des Gouvernements), figurent en annexe 5. Les bailleurs de fonds feront connaître en janvier 1997 à l'OMVS, par l'intermédiaire de leur coordonnateur, le calendrier provisoire de la

mise en place de leurs financements au vu des résultats de la mission d'évaluation et du plan d'affectation provisoire des financements.

23. La Banque Islamique de Développement a indiqué que son financement sera sous forme de prêt aux trois pays membres et que les projets d'accord standard ont été remis aux représentants des trois pays membres, qui feront connaître leurs observations, s'il y a lieu, à la BID.

24. Les conclusions d'une réunion spécifique ayant eu lieu entre l'OMVS et les bailleurs de fonds concernés au sujet de la répartition des sous-lots des lignes ouest sont les suivantes:

- ligne ouest rive gauche : CFD/BEI/UE
- postes ouest rive gauche : KfW/Belgique
- lignes ouest rive droite : FADES/FAD
- dispatching : CFD

25. Après une concertation rapide, il est envisagé que le premier tronçon (Manantali Kayes) soit financé par la CFD, le second (Kayes Matam) par le FAD. Le reste de cette ligne (Matam, Dagana Sakal) pourrait être financé par la BEI (à concurrence maximum de 15 millions d'écus) et par la Communauté Européenne, conformément à leurs engagements antérieurs.

#### Rentabilité économique:

26. L'étude économique réalisée par l'OMVS et ses consultants (y compris le rapport complémentaire de septembre 1996) a confirmé la rentabilité économique du projet et sa solidité aux principaux paramètres de sensibilité. Ainsi le taux de rentabilité différentiel du projet, obtenu en comparant les parcs de production avec et sans le projet, s'établit à 22% dans le cas de base, démontrant ainsi les bénéfices importants du projet.

27. Par ailleurs, la Banque mondiale a communiqué lors de la mission les résultats de son évaluation économique du projet comme suit:

a) Le taux de rentabilité interne (TRI), du projet est estimé à 15%, sur la base des hypothèses suivantes: (i) coût du projet (y compris 10% des imprévus) tel que défini au para.20; (ii) chronique hydrologique de 1950-94; (iii) taux moyen de pertes de transport de 6%; (iv) valeur économique de l'énergie de 63 FCFA/kWh (le tarif moyen haute tension pour les trois pays). Les pertes de production agricole dues à une baisse de la superficie moyenne disponible pour les cultures de décrue ont été considérées comme un coût supplémentaire du projet dans ce calcul. Etant donné l'écart entre les deux chroniques hydrologiques, le TRI a aussi été calculé sur la base du productible moyen de la période 1970-94, les autres paramètres restant inchangés. Dans ces conditions défavorables, le TRI est estimé à 10%, ce qui confirme la robustesse de la rentabilité du projet.

b) Une analyse des risques du projet a été menée dans le but d'estimer la probabilité des résultats ci-dessus. Des risques cumulés de dépassements de coûts, de retards de construction, de pertes de superficies d'agriculture de décrue et de variations du productible énergétique ont été simulés avec un logiciel d'analyse de risques. Cette simulation a démontré que le TRI peut varier entre 11% et 17%, avec une probabilité de 20% que le taux soit inférieur à 12%. Dans le scénario

de mauvaise hydraulicité (1970-94), le TRI se situe entre 7% et 11% avec une probabilité de 90% d'un taux inférieur à 10%.

Protocole de tarification et évaluation financière (voir annexe 7):

28. Les mécanismes et principes tarifaires du projet ont été examinés durant la mission sur la base des notes préliminaires préparés lors de l'atelier de Dakar (juin 1996) et par le consultant de l'OMVS (octobre et novembre 1996). Le système tarifaire a pour but de répondre aux objectifs suivants: (i) viabilité financière de la SOGEM et versement d'une redevance aux Etats, tout en conservant un tarif acceptable par les sociétés d'électricité, et (ii) allocation économiquement optimale de l'électricité.

29. Les travaux réalisés pendant la mission ont inclus l'analyse du compte d'exploitation de la SOGEM, l'évaluation des besoins en financement et la détermination des emplois de fonds de la SOGEM. Ceci a permis d'estimer un tarif binôme (prime fixe et prix proportionnel par kWh) basé sur certaines hypothèses de répartition du risque hydrologique et permettant d'assurer le remboursement au moins des charges dites de premier rang de la SOGEM. Les simulations réalisées lors de la mission n'ont pas pu tenir compte de toutes les hypothèses résultant des accords de la mission et devront donc être remises à jour sur la base de ces données (en particulier, coûts du projet et plan d'affectation des financements). Les simulations réalisées ont permis de confirmer que le premier objectif ci-dessus peut être atteint.

30. Par ailleurs, une réflexion a été amorcée sur les mécanismes de concertation entre les SNE et la SEM pour la répartition optimale de l'énergie de Manantali et les ventes d'électricité entre SNE (lien entre les centres de conduite des quatre systèmes).

31. Il a été convenu que les SNE, la SOGEM et les Gouvernements signeront au plus tard lors des négociations des conventions de financement, un protocole tarifaire. Ce protocole définira les niveaux du tarif binôme de la part de l'énergie de Manantali allouée à chaque Etat et établira également les mécanismes de concertation entre SNE et SEM, ainsi que les mécanismes de négociation entre les SNE, qui conduiront à l'allocation optimale de l'énergie de Manantali. Le protocole s'appuiera sur les éléments suivants à établir, en les testant sur le scénario d'hydraulicité contraignante utilisé pendant la mission: niveaux de remboursement de la dette du mur du barrage et des charges diverses, versements au fonds de renouvellement des équipements, et constitution d'un fonds suffisant pour aléas d'hydraulicité.

Viabilité financière des sociétés d'électricité:

32. La mission a préparé un document provisoire joint en annexe 8 présentant la situation financière des SNE et un constat des mesures d'assainissement financier envisagées à court terme par ces sociétés, ainsi que des plans actuels des Gouvernements pour la restructuration et la réforme des secteurs de l'électricité.

33. Les Etats devront s'engager à maintenir les conditions (techniques, économiques, financières,...) permettant aux agents économiques en charge du transport et de la distribution de l'électricité de respecter les accords signés lors de la réalisation du projet d'électrification du barrage de Manantali : principalement, l'enlèvement de la part nationale de la production et le

règlement de son prix déterminé annuellement par amortissement des charges du projet sur le productible.

34. Il s'agit essentiellement d'obtenir la garantie que, quelle que soit l'évolution du secteur, quels que soient ses acteurs, quelles que soient les réformes institutionnelles qui seront engagées et les règles du jeu qui seront fixées, les obligations issues du projet seront transférées aux agents économiques du secteur et que les Etats veilleront à ce qu'aucune entrave ne soit mise au respect de ces obligations.

35. La viabilité des clients de Manantali est une des conditions nécessaires à son succès. Comme précédemment, de nombreux changements de diverse nature sont susceptibles de modifier les fragiles équilibres que des plans d'actions à court terme pourraient tenter de rétablir. Si le pari de la libéralisation est d'améliorer l'efficacité de ces secteurs et de réduire les coûts de l'énergie, les conditions d'environnement qui, in fine, dépendent aujourd'hui encore des Etats, restent déterminantes pour leur équilibre financier et leur capacité contributive aux charges de Manantali.

36. On notera, en particulier, que la fixation des tarifs reste encore du ressort des Etats et que cette variable politique sensible n'est ajustée, le plus souvent, que trop tardivement. On notera également que les modifications brutales de fiscalité (en particulier des droits de porte sur les investissements et sur les carburants) sont aussi susceptibles de compromettre les équilibres financiers des entreprises du secteur à court et moyen terme.

37. L'engagement attendu porte sur la stabilisation des conditions d'exercice de la profession de producteur, distributeur d'énergie électrique, lorsque cela dépend des Etats. Ceci passe en particulier par la mise en place d'un cadre légal et réglementaire adéquat pour le secteur.

38. Parmi les actions attendues à court terme, la mission d'évaluation souhaite souligner les suivantes, qui devront être réalisées:

- Avant les négociations:

\* communication du plan de travail de réorganisation institutionnelle des secteurs électriques des trois pays: contenu et calendrier des actions envisagées

- Avant juillet 1997 :

\* réalisation de l'audit des comptes 1995 et 1996 de Senelec (suivant les normes internationales d'audit)

\* communication de l'audit comptable (exercice 1996) et de l'audit de gestion d'EDM

39. Pour le suivi du secteur à moyen et le long terme, il sera demandé aux opérateurs du secteur de présenter, chaque année, leurs projections financières et l'évolution de ratios financiers et de gestion préétablis. Au cas où ces ratios ne seraient pas satisfaisants, les sociétés devraient définir et mettre en oeuvre les mesures nécessaires.

#### Mécanismes de garantie:

40. Dans le but de contribuer au processus de réflexion des gouvernements, des SNE et de l'OMVS à ce sujet, l'annexe 9 présente plusieurs mécanismes d'atténuation des risques de non paiement et de sécurisation des flux financiers entre les entités impliquées dans le projet.

41. Les bailleurs de fonds se concerteront et transmettront à l'OMVS une proposition des mécanismes de garantie qu'ils envisagent, en rapport avec les conventions de leurs financements respectifs, et en tenant compte des dispositions contenues dans les mécanismes institutionnels et financiers du projet, tels que le protocole tarifaire, le contrat de l'opérateur privé et les textes constitutifs de la SOGEM.

Actions et accords nécessaires

42. Il a été convenu du calendrier suivant d'actions pour permettre la mise en place des financements:

ACTIONS	DATES	RESPONSABLES
Signature et ratification des conventions SOGEM et SOGED	Janvier- février 1997	HC/Etats Membres
Mise en place SOGEM, SOGED (statuts adoptés, Conseil d'administration désigné et DG nommé)	Avant fin février 1997	OMVS
Projet de protocole tarifaire	Fin février 1997	SOGEM, SNE, Etats Membres
Finalisation du PASIE	Fin février 1997	OMVS
Signature du protocole tarifaire	Au plus tard lors des négociations des financements	SOGEM, SNE, Etats Membres
Restructuration effective du Haut Commissariat	Avant mise en vigueur des conventions de financement	OMVS
Signature des accords de rétrocession des financements entre les Etats et la SOGEM	Avant mise en vigueur des conventions de financement	Etats Membres et SOGEM
Projet de contrat d'exploitation et de cahier des charges entre la SOGEM et la SEM Approbation du cahier des charges entre OMVS et SOGEM et entre OMVS et SOGED	Avant le 15 février 1997 Avant mise en vigueur des conventions de financement	OMVS/Ingénieur Conseil Conseil des Ministres de l'OMVS
Remise d'exemple de demande d'expression d'intérêt par la Banque Mondiale	Fin décembre 1996	BM
Publication de demande d'expression d'intérêt des opérateurs	Avant fin février 1997	HC

43. L'OMVS précisera aux bailleurs de fonds avant le 20 décembre 1996 la nature et le calendrier des étapes spécifiques prévues (et les moyens associés) pour réaliser les principales actions mentionnées ci-dessus

44. Il a été convenu du calendrier suivant pour certaines étapes importantes du projet

ACTIONS	DATES	RESPONSABLES
Préparation du dossier d'appel d'offres pour le choix de l'opérateur	1998-1999	SOGEM/Consultant
Disponibilité du manuel de gestion des eaux	Mars 1999	HC
Adoption de la Charte d'utilisation des eaux	Mars 1999	Conseil des Ministres
Lancement de l'appel d'offres pour le recrutement de l'opérateur	Avril 1999	SOGEM
Mise en place de l'opérateur	Avril 2000	SOGEM/Opérateur
Mise en service du premier groupe	Octobre 2000	

Dakar, 14 décembre 1996

Liste des Annexes:

1. Liste des participants et des personnes rencontrées
2. Liste des documents préparés par l'OMVS
3. Note sur le productible et l'utilisation des ressources en eau
4. Rapport de la commission sur les aspects institutionnels
5. Estimation des coûts et plan de financement (plan de financement et d'affectation à finaliser)
6. Rapport de la commission sur les aspects environnementaux
7. Note sur les aspects tarifaires: équilibre financier de la SOGEM et allocation optimale de l'énergie
8. Redressement durable des secteurs de l'électricité: note préliminaire sur la situation, les objectifs et les mesures envisagées
9. Note de travail sur la sécurisation du remboursement des emprunts

ANNEXE I

I. PERSONNALITES RENCONTREES

MALI

S.E.	Mr.	Yoro	DIAKITE	:	Ministre d'Etat, Ministre de l'Intégration Afrcaine
S.E.	Mr.	Soumaila	CISSE	:	Ministre de l'Economie et des Finances
S.E.	Mr.	Cheickna Seydi Hamady	DIAWARA	:	Ministre des Mines, de l'Energie et de l'Hydraulique

MAURITANIE

S.E.	Mr.	Mohamed Yeslee	Ould ELVIL	:	Ministre de l'Hydraulique et de l'Energie
S.E.	Mr.	Camara Ali	OUELADIO	:	Ministre des Finances
S.E.	Mr.	Ahmed	KELLY	:	Ministre du Plan

SENEGAL

S.E.	Mr.	Habib	THIAM	:	Premier Ministre
S.E.	Mr.	Mamadou	FAYE	:	Ministre de l'Hydraulique
S.E.	Mr.	Magued	DIOUF	:	Ministre de l'Energie, des Mines et de l'Industrie
S.E.	Mr.	Pape Ousmane	SACKO	:	Ministre de l'Economie des Finances et du Plan

II. LISTE DES PARTICIPANTS

CAISSE FRANCAISE DE DEVELOPPEMENT

Mr.	Dominique	LOGEAY
Mr.	Valéry	JOST
Mme	Marie	BOULEY

MINISTERE DE LA COOPERATION

Mr.	Jean-Jacques	COURTANT
		<u>A.C.D.I.</u>

Mr.	Richard	PELLETIER
Mr.	Michel	LESSARD

Kf.W

Mme Dr.	Régine	FRECHEN
Mr.	Heinz Peter	LÜLL
Mr.	Denis	CASSAT
Mr.	Manfred	PRIGGE

BANQUE MONDIALE

Mr.	Philippe	DURAND
Mr.	Bocar	THIAM
Mr.	Philippe	CASTANET
Mme	Janine	LEYGONIE
Mr.	Michel	CAMBOULIVE
Mr.	Serge	PAGNUCCO
Mr.	Sunil	MATHRANI
Mr.	Sidi	BOUBACAR
Mr.	Michel	KERF
Mr.	Robert	ROBELUS
Mr.	François	GADELLE
Mme	Laurence	BOISSON DE CHAZOURNES

BANQUE EUROPENNE D'INVESTISSEMENT.

Mr.	Jack	REVERSADE
Mr.	René	VAN ZONNEVELD
Mr.	Armin	RIESS

BANQUE ISLAMIQUE DE DEVELOPPEMENT

Mr.	Ali	DEMBRI
Mr.	Mohamed	BOUKILI
Mr.	Saïdou	BARRY

BANQUE OUEST AFRICAINE DE DEVELOPPEMENT

Mr.	Wilfrid	AJAVON
Mr.	Nicolas	KOFFI

BANQUE AFRICAINE DE DEVELOPPEMENT

Mr.	Habib	KAMOUN
Mr.	J.S.	MATONDO FUNDANI

MALI

Mr.	Housseini	DICKO
Mr.	Amadou	TANDIA
Mme	Fatimata	TAMBADOU
Mr.	Jean Pierre	NOUALY
Mr.	Sory	KAMISSOKO
Mr.	Daouda	KANE
Mr.	Seydou	KONATE

MAURITANIE

Mr.	Moustapha	Ould MAOLOUD
Mr.	Sidi	Ould RIHA
Mr.	Seyid	Ould GHAYLANI
Mr.	Dah	Ould EHMEDINE
Mr.	Ousmane	TALL
Mr.	Abdallah	Ould CHEIKH SIDIYA

SENEGAL

Mr.	Antoine Diokel	THIAW
Mr.	Alioune	FALL
Mr.	Saloum	CISSE
Mme	Mame Sail	DIOUF
Mr.	Cheikh	KONTE
Mr.	Mamadou Moustapha	LO
Mr.	Adama	NDIAYE
Mr.	Cheikhou	CISSE
Mr.	Massata	SENE
Mr.	Diatourou	NDIAYE
Mr.	Mamadou	FAYE
Mr.	Waly	SECK
Mr.	Boubacar	SY
Mr.	Youssoupha	CAMARA

## HAUT-COMMISSARIAT DE L'OMVS

Mr.	Baba	Ould SIDI ABDALLAH
Mr.	Karim	DEMBELE
Mr.	Mohamed Lémine	Ould SAABALLA
Mr.	Oumar	BA
Mr.	Djibril	SALL
Mr.	Dendou	Ould TAJIDINE
Mr.	Mamadou	BA
Mr.	Mamadou	KONATE
Mr.	Mountaga	DIALLO
Mr.	Mamadou Abdoul	WANE
Mr.	Jean Pierre	GALLOIS
Mr.	Heinz	FEIGL

### **Consultant**

Mr.	E. Babaly	DEME
-----	-----------	------

## INGENIEURS-CONSEILS

### **Coyne & Bellier**

Mr.	Christian	COEN
Mr.	Jean Pierre	HERRIOU

### **Fichtner/Lahmeyer**

Mr.	M. J.	SUPP
Mr.	Rodrigues	PATRICH

### **Tecsult**

Mr.	Normand	McNEIL
Mr.	Pierre	DUMAS

### **EDF**

Mr.	Jean Pierre	ROUX
Mr.	Frédéric	BOUJOT

### **Tractebel**

Mr.	F.	LINARD
-----	----	--------

ANNEXE II

ETUDES	AUTEUR	ANNEE
Structure d'exploitation du centre de conduite du système Rapport Final	EDF	Août 1994
Avant projet détaillé des systèmes de conduite et de télécommunications de Manantali - Rapport Final	EDF	Juin 1995
Etude de conception du système de conduite et de télécommunication - Rapport Final	EDF	Août 1994
Etude de la tarification de l'énergie électrique H.T. complément méthodologique au rapport « collecte de données »	EDF	Novembre 1994
Production et transport de l'énergie de la centrale hydroélectrique de Manantali « Etude de la tarification de l'énergie électrique »	EDF	Juillet 1995
Etudes Economique et Financière	EDF	Septembre 1996
Note sur les principes de tarification	EDF	Novembre 1996
Production et transport de l'énergie de la centrale hydroélectrique de Manantali « calcul du productible de la centrale de Manantali	EDF	Novembre 1996
Dossiers d'Appel d'Offres lignes et postes du système Est	Fichtner Lamheyer	Octobre 1995
APD ligne et postes système Est	Fichtner Lahmeyer	Novembre 1995
APD postes système Ouest	Fichtner Lahmeyer	Août 1995
APD lignes système Ouest (Version finale n°1)	HQI/Dessau/Snc.Shawinigan	Juillet 1995

ETUDES	AUTEUR	ANNEE
Projet Energie Manantali - Etude institutionnelle et financière - Rapport de phase 1 (version définitive )	Alexander Gibb & Partners	Mars 1994
Projet Energie Manantali - Etude institutionnelle et financière - Rapport de phase II (version définitive)	Alexander Gibb & Partners	Février 1995
Projet Energie Manantali - Etude institutionnelle et financière phase III - composante 1 - Modalités de mise en oeuvre du principe d'une gestion privée	Alexander Gibb & Partners	Juin 1995
Projet Energie Manantali - Etude institutionnelle et financière phase III - composante 2 - Etude de restructuration du Haut-Commissariat	Alexander Gibb & Partners	Septembre 1996
Projet Energie Manantali - Etude institutionnelle et financière phase III - Composante 3 Proposition du schéma institutionnel Rapport final	Alexander Gibb & Partners	Septembre 1996
Actualisation de l'étude du marché de l'énergie	Groupement Manantali	Juillet 1985
Projet Energie Manantali - Mise à jour des études économiques du réseau 225 kV de la centrale de - Rapport Final	Groupement Manantali/Tractebel	Décembre 1991
Projet Energie Manantali - Production et transport de l'énergie hydroélectrique de la centrale de Manantali - Mise à jour des études économiques - Rapport final et annexes	Groupement Mannatali/Tractebel	Mars 1996
Projections financières 1995-2005 Projections financières 1995-2005 version révisée Projections financières 1995-2005 Troisième contrat programme entre le Gouvernement mauritanien et SONELEC	SENELEC EDM SONELEC SONELEC	Octobre 1996 Septembre 1996
Etude de prévision de la demande électrique à Nouakchott et Nouadhibou aux horizons 2000-2005 Rapport final	I.E.D.	Juin 1996
Etude du réseau de transport 225 kV de l'énergie de la centrale de Manantali - Rapport Final	Association Momentanée - Groupement Manantali/Tractebel Hydro-Québec International/Dessau/EDF	Avril 1996
Finalisation des Dossiers de la Centrale		
Centrale hydroélectrique de Manantali - Etude de la structure d'exploitation provisoire « production d'énergie »	Groupement Manantali	Juin 1993
Dossiers d'Appel d'Offres lots 4 et 5	Groupement Manantali/Tractebel	Mai 1994
Dossiers d'Appels d'Offres lot 3A et lot 3B	Groupement Manantali/Tractebel	Mai 1995

Etude du plan d'Alerte (première phase) offre de service	Groupement Manantali	Mars 1992
Projet de production de transport de l'énergie de la centrale de Manantali « Plan de mise en oeuvre PMOP	Groupement Coyne & Bellier Fichtner Tecnsult	Novembre 1996
Addendum au PMOP	Groupement Coyne & Bellier-Fichtner-Tecnsult	Novembre 1996
Programme d'Atténuation et de Suivi des Impacts sur l'Environnement (PASIE - Manantali)	Groupement Coyne & Bellier-Fichtner-Tecnsult	Novembre 1996
Synthèse des études environnementales	Coyne & Bellier-Fichtner-Tecnsult	Octobre 1996
Evaluation environnementale - rapport final Etude d'optimisation de la Gestion des réservoirs de Manantali Mise à jour de la bibliographie	ERM E. Babaly DEME	Septembre Juillet 1995
Inventaire et analyse des images satellitaires existantes dans la vallée du fleuve Sénégal	Centre de Suivi Ecologique	Octobre 1996
Mission d'inventaire des images satellitaires existantes dans la vallée du fleuve Sénégal Revue des activités de suivi par télédétection Rapport provisoire	CEMAGREF	Novembre 1996
Note sur l'état du Barrage de Manantali	SPEB.M/ OMVS	Décembre 1996
Inspection technique du Barrage de Manantali fait par deux experts indépendants	Dr. Ing. HARALD KREUZER / Ing. GERHARD WEDAM	Juin / Juillet 1996
Réunion OMVS/Bailleurs de fonds - Document final		PARIS Mai 1996
Atelier sur la gestion des réservoirs - Document final	OMVS	Dakar. Novembre 1995
Atelier sur les aspects institutionnels - Document final	OMVS	Juin 1996

13. Decembre 1996

**NOTE SUR LE PRODUCTIBLE ET L'UTILISATION  
DES RESSOURCES EN EAU.**

**1. CALCUL DU PRODUCTIBLE**

En se basant sur les données hydrologiques fournies par l'ORSTOM, EDF a calculé le productible ainsi que la puissance disponible aux bornes H.T des transformateurs à Manantali à l'aide d'un modèle de simulation (appelé PARSIFAL) permettant la prise en compte des contraintes et règles de gestion résultant des exigences d'ordre environnemental et d'efficience économique en fonctionnement interconnecté de la future centrale de Manantali avec les moyens de production et les réseaux des trois pays membres.

Ces règles de gestion et ces contraintes ont été définies le 9 Juillet 1996 et ont trouvé l'accord des bailleurs de Fonds. Selon les simulations de EDF et les données de base y afférentes, la puissance installée sera de  $5 \times 40 = 200$  MW et la puissance garantie (avec une probabilité de dépassement de 90% sur la période de référence 1950-1994) sera d'environ 120 MW.

Le productible moyen annuel serait d'environ 800 GWh pour la période 1950-1994, respectivement 550 Gwh pour la période 1970-1994. Le productible avec une probabilité de dépassement 90% serait d'environ 310 GWh pour la série 1950-1994 respectivement d'environ 280 GWh pour la série 1970-1994.

Certains Bailleurs de Fonds ont recommandé d'affiner les simulations à l'avenir en calibrant les apports et les pertes volumétriques sur les valeurs déduites de résultats gestion effective du réservoir de Manantali commencé en Juillet 1987.

**2. UTILISATIONS DES RESSOURCES EN EAU**

Les règles contraignantes d'ordre environnemental ordonnant la gestion de l'eau visent l'arbitrage équilibré entre des utilisations concurrentielles de la ressource eau dans la vallée

du Fleuve Sénégal. A l'horizon 2000 il n'y aura pratiquement pas de concurrence en année normale entre l'utilisation de l'eau du Fleuve Sénégal pour l'alimentation en eau, l'irrigation, la production d'énergie électrique à Manantali, la navigation et la protection contre les crues exceptionnelles. Toutes utilisations peuvent être satisfaites en année normale en garantissant un débit minimale dans la Basse vallée d'environ 200 m<sup>3</sup>/s durant toute la saison sèche. Selon les simulations de EDF, cette condition serait toujours satisfaite pour la série 1950-1994, si il n'y avait pas d'autres contraintes.

La contrainte de soutenir une crue annuelle dite crue utile, qui est nécessaire pour la sauvegarde de la culture de décrue traditionnelle et à laquelle sont attribué d'autres effets environnementaux positifs importants, implique en année normale une concurrence avec la production d'énergie électrique et en année sèche, avec toutes les autres utilisations de l'eau évoquées ci-dessus à l'exception de la réduction des crues exceptionnelles. Cette concurrence se manifeste par le fait, qu'en année sèche il faille réduire le débit garantie dans la Basse Vallée pendant la saison sèche à 100 m<sup>3</sup>/s, ce qui imposera de très importantes restrictions quant aux superficies irrigables.

Compte tenu de cette concurrence, l'OMVS, les Etats Membres et les Bailleurs de Fonds sont convenus d'adopter la règle suivante pour soutien de la crue annuelle,

- a) en année normale, le soutien de la crue naturelle par des lâchures à Manantali commence dix jours avant l'arrivée du maximum des débits cumulés des apports naturels non-régularisés (principalement Bakoye et Falémè)
  
- b) les lâchures de Manantali seront réglées de façon à ce que à la station de bakel au moins l'onde de crue normalisées, dite crue utile est garantie.

- c) une année sèche est définie comme une année, où au moment du début des lâchures de crue à Manantali, le volume y stocké ne suffit pas pour garantir la crue utile, soit un volume inférieur à 2.350 mn-m<sup>3</sup> (niveau du réservoir inférieur à la côte 195 m IGN).
- d) en année sèche ainsi définie, seuls les apports naturels à Manantali seront lachés pendant la période de crue utile qui est de 42 jours, ce qui revient à reconstituer la crue naturelle qui se serait formée à Bakel sans l'existante du barrage de Manantali. La pénurie d'eau qui s'en suit de cette règle impose en année sèche ainsi définie de réduire le débit garantie à la station Bakel pendant la saison sèche qui suit les 42 jours de crue à 100 m<sup>3</sup>/s.

Les règles de gestion ainsi définies seront examinées plus en détail, quant à leurs impacts environnementaux dans le cadre de l'étude d'optimisation de la gestion des réservoirs et pourront être affinées, au cas où ces études établissent la justification du point de vue économique et environnemental pour un tel ajustement.

**ORGANISATION POUR LA MISE EN VALEUR DU FLEUVE SENEgal**

**HAUT COMMISSARIAT**

**PROJET ENERGIE DE MANANTALI**

**Mission d'évaluation des Bailleurs de Fonds**  
**Dakar, 9 - 13 décembre 1996**

**Compte rendu de la Commission sur le dispositif institutionnel**

Dans le cadre des travaux de la mission d'évaluation du Projet Energie, la Commission sur le dispositif institutionnel s'est réunie du 9 au 12 décembre 1996 à l'hôtel Sofitel Teranga et dans les locaux du Haut Commissariat de l'OMVS à la rue Carnot.

L'OMVS (Haut Commissariat et les Etats-Membres) et les Bailleurs de Fonds ont participé à ces réunions qui étaient présidées par le Haut Commissariat.

La liste des participants est donnée en annexe.

La Commission a examiné les points suivants :

- Schéma institutionnel
- Calendrier et modalités de mise en œuvre du schéma institutionnel
- Recrutement de l'opérateur.

**1. Schéma institutionnel**

Le nouveau cadre institutionnel comprendra désormais :

- la Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement
- le Conseil des Ministres
- le Haut Commissariat restructuré
- la Société de Gestion de l'Energie de Manantali (SOGEM)
- la Société d'Exploitation de Manantali (SEM)
- la Société de Gestion du Barrage de Diama (SOGED)

La Commission a examiné les projets de convention relatives à la création de la SOGEM et de la SOGED adoptés par le Conseil des Ministres lors de sa 42<sup>ème</sup> session tenue à Nouakchott.

Malgré l'urgence de la signature de ces conventions, la Commission, à la demande des Bailleurs de Fonds, a souligné la nécessité de faire adopter des conventions reflétant davantage l'esprit des conclusions de l'Atelier de réflexion sur le cadre institutionnel tenu à Dakar en juin 1996.

L'OMVS a demandé aux Bailleurs de fonds de lui communiquer leurs observations sur l'étude Gibb de restructuration du Haut Commissariat au plus tard le 31 décembre 1996. L'OMVS devra mener cette opération dans les délais requis par le planning de mise en œuvre globale du projet.

Il a été retenu de mettre en place de façon concomitante la SOGEM, la SOGED et le Haut Commissariat restructuré. Certains Bailleurs de fonds en ont fait une conditionalité avant négociation de leurs financements.

L'Ingénieur Conseil, en rapport avec le Haut Commissariat, doit proposer un projet de budget pour la SOGEM.

## 2. Calendrier et modalités de mise en œuvre du schéma Institutionnel

Le Haut Commissariat a rappelé le calendrier de mise en œuvre du schéma institutionnel tel qu'adopté par l'Atelier de réflexion sur le schéma institutionnel de l'OMVS de Dakar.

Après discussion, le nouveau calendrier suivant a été établi en fonction des contraintes de réunion des instances de décision de différents Bailleurs de Fonds (avril ou mai pour la CFD et la Banque Mondiale) :

OPERATIONS	DATES
Signature des conventions SOGEM, SOGED	Décembre 1996 / Janvier 1997
Ratification des conventions SOGEM, SOGED	Fin février 1997
Mise en place : - SOGEM, SOGED (statuts adoptés, Conseil d'administration désigné et DG nommé) - Haut Commissariat restructuré	Fin février 1997 au plus tard
Signature des accords de rétrocession des concours financiers entre les Etats et la SOGEM	Avant mise en vigueur des conventions de financement
Remise par l'Ingénieur Conseil du projet de contrat d'exploitation et de cahier des charges entre la SOGEM et la SEM	Le 15 février 1997 au plus tard
Remise du projet de dossier d'appel d'offres pour le choix de l'opérateur	Après remise du projet de cahier des charges SOGEM / SEM
Approbation du cahier des charges entre OMVS et SOGEM et entre OMVS et SOGED	Avant mise en vigueur des conventions de financement
Remise d'un modèle de demande d'expression d'intérêt par la Banque Mondiale	Fin décembre 1996
Publication de demande d'expression d'intérêt des opérateurs	Avant fin février 1997
Disponibilité du manuel de gestion des eaux	Juin 1999
Disponibilité de la Charte d'utilisation des eaux	Juillet 1999
Lancement de l'appel d'offres pour le recrutement de l'opérateur	Juillet 1999
Mise en place de l'opérateur	Avril 2000
Mise en service du premier groupe	Octobre 2000

## LISTE DES PARTICIPANTS

Amadou Tandia	DNHE/DE Mali
Housseline Dicko	Ministère d'Etat Intégration Africaine Mali
Moustapha O/Maouloud	MHR Mauritanie
Seyid O/Ghayiani	D.L. Premier Ministère Mauritanie
Diockel Thiaw	Ministère de l'Hydraulique Sénégal
Saloum Cissé	MEI Sénégal
Karim Dembélé	SG HC OMVS
Saad Balla	CJ OMVS
Djibril Sall	DIR OMVS
Mamadou Lakh	DCPEB HC OMVS
Mamadou Ba	SAC HC OMVS
Dominique Logeay	CFD
Marie Claire Boulay	CFD
Jean Jacques Courtant	MCAC Dakar
J. Reversade	BEI
Sidi Boubacar	BM
Michel Camboulive	BM
R. Frechen	KFW
Boukili	BID
Ageovon	BOAD

PLAN DE FINANCEMENT DU PROJET ENERGIE

Intentions de Financement	5.1
Estimations des besoins en financement	5.2
Autres besoins en financement	5.3.
Plan de financement et d'affectation	5.4 – 5.5
Plan de décaissement annuel par lot	5.6 – 5.7
Total des décaissements par bailleur de fonds	5.8
Echéancier de règlement des Intérêts intercalaires	5.9
Note sur le Budget estimatif des mesures d'accompagnement décolant de la restructuration du Haut-Commissariat de l'OMVS	5.10

PROJET ENERGIE DE L'OMVS - ESTIMATION DES BESOINS EN FINANCEMENT  
 EN MILLIONS XOF - 16 Décembre 1996 Rév. 8 .

COMPOSANTES	LOT	ESTIMATION DES COUTS	IMPREVUS		TOTAUX	% EN DEVISES
			INFLATION	IMPREVUS		
Génie Civil Centrale	3A	13 160	933	1 410	15 503	75
Génie Civil Postes et Divers	3B	17 750	1 259	1 900	20 909	75
Electromécanique Centrale	4+5	37 363	3 367	2 037	42 767	96
<b>TOTAL CENTRALE</b>		<b>68 273</b>	<b>5 559</b>	<b>5 347</b>	<b>79 179</b>	
Système Est- Pylones et montage lignes	6A1	11 588	1 117	1 271	13 976	75
Système Est- Fourniture lignes	6A2	4 717	404	512	5 633	100
Système Est -Postes	6A3	4 632	398	504	5 534	85
<b>S/TOTAL SYSTEME EST</b>		<b>20 937</b>	<b>1 919</b>	<b>2 287</b>	<b>25 143</b>	
Système Ouest - Lignes en rive gauche	6B1	33 508	3 195	3 670	40 373	70
Système Ouest - Postes en rive gauche	6B1	18 713	2 109	2 082	22 904	85
Système Ouest - Lignes en rive droite	6B2	9 204	818	1 002	11 024	70
Système Ouest - Postes en rive droite	6B2	4 361	455	482	5 298	85
Fibre Optique (Manantali-Dagana)	6B1	3 000	286	329	3 615	100
<b>S/TOTAL SYSTEME OUEST</b>		<b>68 786</b>	<b>6 863</b>	<b>7 565</b>	<b>83 214</b>	
Dispatching	7	8 664	770	943	10 377	95
<b>TOTAL RESEAU</b>		<b>98 387</b>	<b>9 552</b>	<b>10 795</b>	<b>118 734</b>	
Supervision + Formation (Ingénierie)		7 787	900	434	9 121	90
<b>GRAND TOTAL</b>		<b>174 447</b>	<b>16 011</b>	<b>16 576</b>	<b>207 034</b>	<b>84</b>

**PROJET ÉNERGIE: Plan de financement et d'affection (en Mo XOF)**

16 décembre 1996 Rév. 8

SOURCES COMPOSANTES	OMVS	CFD	RFA	CANADA	BEI	CE	FAD	BIRD (IDA)	BELG.	BOAD	BID	FADES	TOTAUX
Budget SOGEM	4 510,00												4 510,00
Assist SOGEM (b)		400,00	400,00					400,00					1 200,00
Restructuration OMVS									1 300,00				1 300,00
Budget Haut-Commissariat	2 390,00												2 390,00
Assist. Haut-Commissariat	100,00		100,00					200,00					400,00
<b>S/Total Institution</b>	<b>7 000,00</b>	<b>400,00</b>	<b>500,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1 900,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>9 800,00</b>
Mesures d'atténuation (c)	1 500,00							50,00					1 550,00
Surveillance construction				550,00									550,00
Formation et coordination								75,00					75,00
Suivi environnemental			100,00	75,00									175,00
Mesures d'accompagnement								2 575,00					2 575,00
<i>Incluant Plan d'elect. rurale et électrification rurale</i>													0,00
Factibilité aménag. hydroélec.								450,00					450,00
<i>Félou et Gouina</i>													
Mise en oeuvre Plan d'alerte			600,00										600,00
Optimisation gestion réserv.	600,00			450,00				125,00					1 175,00
<b>S/Total Environnement</b>	<b>2 100,00</b>	<b>0,00</b>	<b>700,00</b>	<b>1 075,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>3 275,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>7 150,00</b>
<b>TOTAL 2</b>	<b>9 100,00</b>	<b>400,00</b>	<b>1 200,00</b>	<b>1 075,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>5 175,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>16 950,00</b>
<b>GRAND TOTAL 1 +2</b>	<b>20 454,90</b>	<b>46 460,30</b>	<b>32 495,10</b>	<b>12 364,70</b>	<b>24 042,00</b>	<b>19 224,00</b>	<b>13 688,49</b>	<b>20 678,00</b>	<b>12 364,10</b>	<b>10 000,00</b>	<b>10 909,00</b>	<b>14 946,51</b>	<b>237 627,10</b>
Intentions de financement	20 454,90	50 000,00	35 427,00	12 364,70	24 042,00	19 224,00	19 141,12	20 678,00	13 729,04	10 000,00	11 957,00	14 946,51	251 984,27

(d)

(b) L'assistance est proposée à la RFA (1AT), à la Banque Mondiale et à la CFD (équipements, recrutement, opérateur et système comptable).

(c) Ces mesures concernent les expropriations et les indemnisations.

(d) Ne comprend pas les montants mobilisés par ailleurs dans le cadre du PPF.

PROJET ÉNERGIE: Plan de décaissement annuel par lot  
16 décembre 1996

5.6.

ANNÉE	1997	1998	1999	2000	2001	TOTAL
<b>COMPOSANTES</b>						
Génie Civil Lot 3A						
Répartition en %	30%	30%	20%	20%		
BIRD(IDA)	4.651	4.651	3.101	3.101		15.503
SOUS-TOTAL	4.651	4.651	3.101	3.101		15.503
Génie Civil Lot 3B						
Répartition en %	30%	30%	20%	20%		
BOAD	3.000	3.000	2.000	2.000		10.000
BID	3.273	3.273	2.182	2.182		10.909
SOUS-TOTAL	6.273	6.273	4.182	4.182		20.909
Électromécanique Lot 4+5						
Répartition en %	25%	30%	30%	15%		
CFD	4.277	5.132	5.132	2.566		17.107
RFA	4.277	5.132	5.132	2.566		17.107
CANADA	2.138	2.566	2.566	1.283		8.553
SOUS-TOTAL	10.692	12.830	12.830	6.415		42.767
TOTAL CENTRALE	21.615	23.754	20.113	13.697		79.179
Système Est - Pylônes et montage des lignes Lot 6A1						
Répartition en %		30%	40%	20%	10%	
BEI		4.193	5.590	2.795	1.398	13.976
Système Est - Fournitures Lignes Lot 6A2						
Répartition en %		60%	30%	5%	5%	
CE		3.380	1.690	282	282	5.633
Système Est - Postes Lot 6A3						
Répartition en %		30%	40%	20%	10%	
CE		1.660	2.213	1.107	553	5.534
TOTAL SYSTEME EST		9.233	9.494	4.184	2.233	25.143
Système Ouest - Lignes en rive gauche						
Répartition en %		30%	30%	30%	10%	
Matam-Kayes+fibre optique CFD		4.066	4.066	4.066	1.355	13.552
Matam-Sakal CE		2.417	2.417	2.417	806	8.057
Matam-Sakal BEI		3.020	3.020	3.020	1.006	10.066
Kayes-MatamFAD		3.694	3.694	3.694	1.231	12.313
SOUS-TOTAL		13.197	13.197	13.197	4.399	43.988
Système Ouest - Postes en rive gauche						
Répartition en %		10%	40%	30%	20%	
RFA		1.145	4.581	3.436	2.290	11.452
BELGIQUE		1.145	4.581	3.436	2.290	11.452
SOUS-TOTAL		2.290	9.162	6.871	4.581	22.904

**PROJET ÉNERGIE: Plan de décaissement annuel par lot**  
16 décembre 1996

5.7.

<b>ANNÉE</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>TOTAL</b>
<b>COMPOSANTES</b>						
Système Ouest - Lignes en rive droite						
Répartition en %		40%	30%	20%	10%	
FADES		4.410	3.307	2.205	1.102	11.024
SOUS-TOTAL		4.410	3.307	2.205	1.102	11.024
Système Ouest - Postes en rive droite						
Répartition en %		10%	60%	15%	15%	
FAD		138	825	206	206	1.375
FADES		392	2.354	588	588	3.922
SOUS-TOTAL		530	3.179	795	795	5.298
<b>TOTAL SYSTEME OUEST</b>		<b>20.426</b>	<b>28.844</b>	<b>23.067</b>	<b>10.876</b>	<b>83.214</b>
Dispatching						
Répartition en %		40%	30%	20%	10%	
CFD		4.151	3.113	2.075	1.038	10.377
<b>TOTAL RESEAU</b>		<b>33.810</b>	<b>41.451</b>	<b>29.326</b>	<b>14.147</b>	<b>118.734</b>
Supervision + Formation						
Répartition en %	20%	20%	20%	20%	20%	
CFD	547	547	547	547	547	2.735
RFA	547	547	547	547	547	2.735
CANADA	547	547	547	547	547	2.735
BELGIQUE	183	183	183	183	183	915
<b>TOTAL SUPERVISION ET FORMATION</b>	<b>1.824</b>	<b>1.824</b>	<b>1.824</b>	<b>1.824</b>	<b>1.824</b>	<b>9.120</b>
<b>TOTAL PROJET ENERGIE MANANTALI</b>	<b>23.440</b>	<b>59.388</b>	<b>63.388</b>	<b>44.848</b>	<b>15.971</b>	<b>207.033</b>
Commission et intérêts intercalaires						
Répartition						
OMVS	540	1.752	2.918	3.855	2.290	11.355
CFD	85	352	599	773	479	2.288
SOUS-TOTAL	625	2.104	3.517	4.628	2.769	13.643
<b>TOTAUX GÉNÉRAUX</b>	<b>24.065</b>	<b>61.492</b>	<b>66.905</b>	<b>49.476</b>	<b>18.740</b>	<b>220.676</b>

Le Cabinet SIR ALEXANDER GIBB & Partners, chargé de l'étude Institutionnelle et Financière phase III - Composante 2 « Etude de restructuration du Haut-Commissariat » a produit un deuxième rapport provisoire en Septembre 1996. Ce rapport qui n'a pas tenu compte de toutes les observations formulées par le Haut-Commissariat, observations faites sur le premier rapport provisoire a, dans ses conclusions, proposé une nouvelle configuration structurelle de l'OMVS, en perspective de la réalisation du Projet Energie.

Le Haut-Commissariat et les Etats-membres n'ayant pas encore pris de position sur le nouveau dispositif institutionnel notamment la restructuration du Haut-Commissariat, il ya lieu de préciser ici et maintenant, que la présente note s'est basée sur les conclusions consignées dans le rapport provisoire de GIBB :

- a) nouvel organigramme du Haut-Commissariat,
- b) effectifs envisagés
- c) budget estimatif après la restructuration pour dégager l'incidence financière des mesures d'accompagnement découlant du licenciement du personnel concerné par la restructuration du Haut-Commissariat, les structures provisoires d'exploitation des barrages n'étant pas couvertes par l'étude.

## **1°/ ORGANIGRAMME DU HAUT-COMMISSARIAT PROPOSE EN 1997 (voir Annexe 1)**

## **2°/ EFFECTIFS**

2.1 Les effectifs (1995) retenus comme base d'analyse comportant des erreurs, la présente note se réfère aux effectifs réels de 1996, non compris le personnel de la Cellule Provisoire d'Exploitation des Barrages à Rosso, sensé être confondu dans les effectifs des Structures d'Exploitation des Barrages, donc non concerné par l'analyse.

Ainsi, le personnel du Haut-Commissariat (postes budgétisés) est le suivant :

- Cadres	35
- Agents d'exécution	70
TOTAL	105

### **2.2 Situation après restructuration (étude GIBB)**

- Cadres	24
- Agents d'exécution	43
D'où une différence de	- 11 (Cadres) - 37 (Agents d'exécution)

2.3 Evolution des effectifs de l'OMVS (Haut-Commissariat et Structures Provisoires d'Exploitation des Barrages) (voir annexe 2 /1986-1996)

### **3°/ BUDGETS ET FINANCEMENT**

#### **3.1 Budgets**

Sur la base des effectifs retenus, les budgets provisoires ont été préparés pour le Haut-Commissariat en vue de donner une indication des implications sur les coûts de la restructuration proposée.

Les budgets ont été préparés pour 1997 et 1998 (voir annexe 3).

Le budget du Haut-Commissariat en 1995 était de 690 Millions F CFA et, en raison du coût de la restructuration, il n'est prévu pratiquement aucune réduction (688 Millions de F CFA en 1997, au prix 1995).

Cependant, une fois les modifications apportées, l'estimation du budget 1998 sera réduite à 576 Millions F CFA.

#### **3.2 Evolution budgets Haut-Commissariat et Structure Provisoire d'Exploitation des Barrages (voir annexe 4)**

#### **3.3 Financement Futur**

Le nouveau dispositif institutionnel ayant conduit à la création de nouvelles structures, les financements correspondants sont les suivants :

- SOGEM (y compris la SEM) : ventes électricité
- SOGEF : redevances d'eau plus complément (à rechercher).
- Haut-Commissariat : contributions des Etats-membres (avances consenties par Etats-membres ; les remboursements seront effectifs dès que les revenus d'exploitation des ouvrages communs le permettront ; cette possibilité ne pouvant également intervenir que lorsque les dettes correspondant aux investissements, auront été entièrement remboursées).

### **4°/ BUDGET LICENCIEMENT DU PERSONNEL CONCERNÉ PAR LA RESTRUCTURATION DU HAUT-COMMISSARIAT (BASE : RAPPORT PROVISOIRE DE GIBB, SEPTEMBRE 1996)**

L'OMVS ayant son siège au Sénégal, et d'une manière générale, le Haut-Commissariat devra nécessairement et obligatoirement se conformer aux lois et règlements en vigueur en matière de compression du personnel.

Par ailleurs, si l'on se réfère à la pratique, les mesures de compression de personnel appliquées à certains organismes similaires à l'OMVS (OMVG, ASECNA etc....), le règlement des droits aux établissements sociaux (Caisse de Sécurité Sociale, Retraite et Impôts dus au Trésor), est un élément clef de réussite de toute restructuration envisagée. Les organismes cités, ont également, par

reconnaissance, aux loyaux et bons services fournis par le personnel touché par la compression d'une part, et afin de permettre à ce même personnel, en attendant de trouver un nouvel emploi, d'autre part, décidé de verser en plus des indemnités de licenciements et de préavis, une indemnité de départ qui varie selon le degré d'ancienneté de l'agent.

En outre et comme cela a été préconisé par le bureau d'étude, et dans la pratique, une provision est nécessaire pour les départs volontaires tant cadres qu'agents d'exécution.

Enfin, l'apurement de la totalité de l'endettement de l'OMVS vis à vis des fournisseurs, avec l'avènement des nouvelles structures proposées ; permettra à l'Organisation de repartir sur de nouvelles bases évitant ainsi de traîner sur plusieurs années encore, un passif sans aucun lien avec les structures mises en place.

#### 4.1 Nombre de personnes à déflater

Cadres	11
Agents d'exécutions	37

#### 4.1.1 Droits de licenciements et Préavis

4.1.1.1	Cadres	45.979.223 F CFA
4.1.1.2	Agents d'Exécution	103.620.721 F CFA
	Sous Total	149.599 944 F CFA

#### 4.1.2 Indemnités de départ définitif et d'intéressement

4.1.2.1	Cadres	49.992.310 F CFA
4.1.2.2	Agents d'exécution	80.191.025 F CFA
	Sous Total	130.183.335 F CFA

**GRAND TOTAL (4.1.1. + 4.1.2)** 279.783.280 F CFA

| 4.1.3 Indemnité particulière journalière à verser aux cadres Maliens et Mauraniens ainsi qu'aux membres de leurs familles respectives, à l'occasion de leur retour définitif dans leur pays d'origine (dispositions du Statut Particulier du personnel de l'OMVS).

#### 4.1.3.1 **MALI :**

2 cadres, 2 épouse et 12 enfants  
356250 x 2 712.500 FCFA

#### 4.1.3.2 **MAURITANIE :**

6 cadres, 6 épouses et 12 enfants  
356.250 x 6 2.137.500 F CFA

#### **4.1.4 Transport Cadre et leurs familles (Maliens et Mauraniens)**

4.1.4.2 Mali : Trajet : Dakar - Bamako (voie aérienne)

800.000 x 2, 1.600.000 F CFA

4.1.4.3 Mauritanie : Trajet : Dakar - Nouakchott

(voie aérienne)

650.000 x 5

3.900.000 F CFA

**TOTAL TRANSPORT PERSONNEL**

5.500.000 F CFA

#### **4.1.5 Transport bagages et effets personnel cadres Maliens et Mauraniens**

4.1.5.1 Mali (voie ferroviaire)

1.000.000 x 2 2.000.000 FCFA

4.1.5.2 Mauritanie (voie terrestre)

800.000 x 6 4.800.000 F CFA

**TOTAL TRANSPORT BAGAGES** 6.800.000 F CFA

### **5°/ CRÉANCES DUES AUX ÉTABLISSEMENTS SOCIAUX**

- Cotisations IPRES	160.220.613F CFA
- Caisse retraite Mali	13.000.000F CFA
- Fonds National de retraite Sénégal	9.978.062F CFA
- Retenues Impôts/Trésor	150.000.000F CFA
- Caisse retraite Mauritanie	15.000.000F CFA
	-----
	348.198.675F CFA

### **6°/ PROVISION POUR LES DEPARTS VOLONTAIRES**

(cadres et agents d'exécution) 250.000.000F CFA

### **7°/ ENDETTEMENT HAUT-COMMISSARIAT**

Arriérées Factures fournisseurs Haut-Commissariat et Structures Provisoires Exploitation barrages 338.334.554F CFA

Passif CIERDA (Comité Inter-Etat de Recherche et de Développement Agricole) 50.508.670F CFA

**TOTAL** 725.541.909F CFA

## **RÉCAPITULATIF DES BESOINS EN FINANCEMENT DÉCOULANT DE LA RESTRUCTURATION DU HAUT-COMMISSARIAT**

1.	Droits de licenciement et Préavis	149.599.944 F CFA
2.	Indemnités de départ et d'intéressement	130.183.336 F CFA
3.	Indemnités particulière journalière	2.850.000 F CFA
4.	Transport cadres et familles	5.500.000 F CFA
5.	Transport bagages cadres et familles	6.800.000 F CFA
6.	Créances dues aux Établissements Sociaux	348.198.675 F CFA
7.	Provision départs volontaires (cadres et agents d'exécution)	250.000.000F CFA
8.	Arriérés factures fournisseurs et passif CIERDA	388.843.234F CFA
<hr/>		
	TOTAL	1. 281.975.189 F CFA

## **ANNEXE VI**

### **ORGANISATION POUR LA MISE EN VALEUR DU FLEUVE SENEGAL**

#### **HAUT - COMMISSARIAT**

---

#### **PROJET ENERGIE MANANTALI**

**Mission d'évaluation des  
Bailleurs de fonds**

**Dakar, du 9 au 13 décembre 1996**

---

**Rapport de la Commission  
sur l'Environnement et la Gestion des réservoirs  
le 12 décembre 1996**

---

#### **INTRODUCTION**

La Mission d'Evaluation des Bailleurs de fonds a décidé, le 9 décembre, de former une Commission sur l'environnement et la gestion des réservoirs afin d'examiner la documentation la plus récente concernant les aspects environnementaux du Projet Energie, de dégager un consensus sur l'évaluation environnementale du projet, sur le PASIE, sur le Programme d'optimisation de la gestion des réservoirs et sur les modalités de mise en oeuvre de ces programmes (coûts, responsabilités, financement, contrôle).

La Commission a distingué les impacts environnementaux imputables au Projet Energie (centrale et lignes) de ceux dus aux projets précédents. Elle reconnaît aussi que le Projet Energie et la nouvelle Gestion des eaux qui y est associée offrent l'opportunité de réduire les impacts négatifs et de viser à une optimisation de l'utilisation des ressources du bassin du Fleuve Sénégal.

## **1. L'EVALUATION ENVIRONNEMENTALE DU PROJET**

La Commission a pris connaissance des conclusions préliminaires de la mission canadienne de validation, communiquées par l'ACDI, et estime que :

- les études environnementales effectuées en regard du projet Energie en particulier et sur l'ensemble du bassin en général sont satisfaisantes et sont conformes aux standards internationaux ;
- le projet Energie a été bien optimisé et ses impacts sont limités ;
- l'élaboration des mesures d'atténuation a été bien menée et les actions proposées sont satisfaisantes ;
- c'est au niveau de l'optimisation de la gestion des Eaux que des améliorations doivent être apportées, même indépendamment du projet Energie.

## **2. LE PROGRAMME D'ATTENUATION ET DE SUIVI DES IMPACTS SUR L'ENVIRONNEMENT**

Les membres de la Commission ont pris connaissance des documents suivants préparés par le Maître d'Oeuvre :

- Synthèse des évaluations environnementales et orientations relatives à l'élaboration du *PAS/E*, novembre 1996 ;
- *PAS/E*, version préliminaire du 10 décembre 1996 ;
- Estimation des coûts du *PAS/E*, version préliminaire du 10 décembre 1996.

La Commission approuve globalement ces documents et exprime sa satisfaction de constater que les préoccupations environnementales, les mesures d'atténuation, leurs procédures d'application et les coûts correspondants ont très bien été intégrés au projet Energie.

Il a été convenu que le *PAS/E* sera finalisé pour la fin de février 1997. Dans ce cadre, la Commission demande au Maître d'Oeuvre de tenir compte des conditions suivantes :

- s'assurer de la compatibilité des activités et modalités de réalisation du projet avec les instruments législatifs et réglementaires dans chacun des trois Etats;
- sur la base des rapports présentés par le Maître d’Oeuvre, finaliser un plan d'expropriation et d'indemnisation en collaboration avec les autorités responsables des trois Etats ;

Par ailleurs la Commission demande au Maître d’Oeuvre, d'inclure dans les objectifs de suivi, celui de l'érosion des berges en aval de la centrale ainsi que de la stabilité du pont de Mahina et du radier de Kayes.

### **3. PROGRAMME D'OPTIMISATION DE LA GESTION DES RESERVOIRS**

La Commission a pris connaissance des principaux documents récents suivants sur ce sujet :

- l'avis préliminaire de la Mission d'évaluation canadienne ;
- la note sur l'intrusion d'eau de mer dans le réservoir de Diama ;
- la proposition de l'ORSTOM pour la prévision des débits et l'optimisation de la crue.

La Commission a noté que les activités de la phase préliminaire du programme d'optimisation sont presque toutes achevées. La note sur l'intrusion d'eau de mer dans la retenue du barrage de Diama a été déposée fin octobre, le Haut-Commissariat vient de recevoir le rapport provisoire de l'inventaire des images satellitaires et la synthèse hydroéologiques de la vallée est bien avancée.

La Commission a ensuite examiné les différentes composantes du programme d'optimisation.

#### **Prévision des débits et optimisation de la crue**

L'examen de cette composante a été basé sur la proposition de l'ORSTOM relative aux activités que la France a prévu de financer et sur l'Avis Préliminaire de la Mission de Validation Environnementale du Projet Energie de l'ACDI.

La proposition de l'ORSTOM (1,2 M \$ US) couvre une grande partie des activités à réaliser. Cependant, pour que l'optimisation de la crue soit complète, il est nécessaire d'assurer un suivi-évaluation de terrain tel que proposé dans le rapport préliminaire de la Mission de Validation Canadienne, notamment en ce qui concerne la santé ainsi que les processus et ressources bio-écologiques dans le réservoir et en aval de la centrale.

Le coût de ces activités doit être affiné pour tenir compte des complémentarités avec l'intervention de l'ORSTOM, des données déjà disponibles (en particulier images-satellites) et des autres projets et programmes en cours de préparation (programme de pêche de l'ORSTOM).

### **Intrusion d'eau de mer dans le réservoir du barrage de Diama**

La Commission a été informée des conclusions de la note qui a été élaborée sur cette question. Compte tenu d'une part des nombreuses contraintes liées à l'opération prévue et, d'autre part, du fait qu'il ne s'agit que d'une solution parmi d'autres pour atteindre les objectifs visés, la Commission recommande de ne pas maintenir cette composante dans le programme d'optimisation.

### **Problèmes de santé**

S'agissant de la fluctuation des niveaux des réservoirs, la Commission a constaté que pour l'étude de cette question complexe, il manque encore beaucoup d'éléments d'appréciation sur la faisabilité des opérations prévues. Elle a noté que des fluctuations importantes existent de fait dans le réservoir de Manantali et que l'impact de celles-ci sur les mollusques pourrait être évalué dans le cadre des activités de suivi-évaluation de terrain du programme d'optimisation.

En ce qui concerne les autres zones de la vallée et du delta, la Commission a pris note que les résultats préliminaires de l'étude sur des projets pilotes et les vecteurs des maladies ne sont pas satisfaisants. Elle a été informée que des dispositions nécessaires seront prises pour que l'étude se conforme aux Termes de Référence.

Pour cette composante santé, la Commission recommande :

- que l'évaluation de l'impact sur les vecteurs de maladies de fluctuations du réservoir de Manantali soit prévue dans les activités de suivi-évaluation de terrain du programme d'optimisation (activité F.4.) ;
- que l'étude de projets pilotes soit finalisée en vue d'identifier des mesures concrètes et pratiques à réaliser dans le cadre du *PASIE*, en complément aux actions intégrées de lutte menées au niveau des pays (activité C.3.).

### **Etablissement du programme d'optimisation**

La Commission recommande :

- 1 que le contenu du programme d'optimisation soit restreint aux activités suivantes :
  - prévision des débits et optimisation de la crue,
  - simulation de scénarios de gestion,
  - analyse coûts-avantages des différents scénarios de gestion,
  - élaboration d'un manuel de gestion.
2. que des dispositions soient prises pour démarrer l'étude le plus tôt possible afin d'établir une première crue optimisée pour l'hivernage 1997 et en assurer le suivi et l'évaluation sur le terrain.

A cet effet, une réunion technique devrait être organisée au plus tard au début du mois de janvier 1997 pour harmoniser les interventions, affiner les coûts et arrêter les modalités pratiques de réalisation du programme d'optimisation, y compris la coordination.

### **Renforcement du suivi environnemental**

La Commission prend note que l'OMVS met en place un Observatoire de l'Environnement pour le suivi de la qualité des eaux et de l'environnement dans le bassin du fleuve Sénégal. Celui-ci permettra le renforcement des capacités pour assurer le suivi environnemental, incluant la problématique de la santé.

#### **4. LES COUTS ET LE FINANCEMENT**

Le tableau de la page suivante présente la mise à jour recommandée par la Commission de l'ensemble des coûts reliés à la mise en application du PAS/E. La Commission estime que les coûts des mesures d'accompagnement ne devraient pas être comptabilisés dans le projet Energie. Ces mesures devraient cependant retenir l'attention des parties intéressées.

Le tableau fait ressortir les montants qui devraient être mobilisés très rapidement afin de respecter l'échéancier de réalisation du projet, pour :

- finaliser les plans de base nécessaires aux expropriations et indemnisations ;
- assurer le démarrage de l'étude d'optimisation (optimisation et suivi-évaluation de la crue de 1997).

## Sommaire des coûts des activités du PASIE (\$US)

Activités			Coût global	Financement acquis	Financement à acquérir		
					1er trim. 1997	1997	Après 1997
<b>Activités dont les coûts relèvent du Projet Énergie</b>							
Mesures d'atténuation	A.1	Ingénierie de détail	(1)				
	A.2	Expropriation	1 770 000		45 000	1 725 000	
	A.3	Indemnisation	1 339 000		125 000	1 214 000	
	A.4	Construction des ouvrages	(1)				
	A.5	Exploitation et entretien des ouvrages	0				
Surveillance de la construction	B.1	Surveillance	1 050 000			200 000	850 000
	B.2	Programme de formation	50 000			50 000	
CCL	D.1	Formation et coordination	150 000			50 000	100 000
Optimisation de la Gestion	E.1	Phase 1	70 000	70 000			
	E.2	Optimisation de la crue	1 200 000	1 200 000			
	E.3	Images satellitaires	550 000				
	E.4	Suivi terrain	1 000 000				
	E.5	Coordination OMVS	150 000				
Suivi environnemental	F.1	Bassin du Fleuve Sénégal	0				
	F.2	Réservoir de Manantali	100 000				
	F.3	Cours aval	100 000				
	F.4	Conditions santé réservoir	150 000				
Sous-total			7 679 000	1 270 000	720 000	4 039 000	1 650 000
							6 409 000

### Mesures d'accompagnement dont les coûts ne relèvent pas du Projet Energie

Mesures d'accompagnement	C.1	Plan de mise en valeur environnementale	4 400 000			4 400 000	
	C.2	Plan directeur d'électrification rurale	500 000			250 000	250 000
	C.3	Programmes pilotes santé	250 000			250 000	250000
Sous-total			5 150 000	0	0	250 000	4 900 000
Grand total			12 829 000	1 270 000	720 000	4 289 000	6 550 000
							11 559 000

(1) Les coûts imputés à ces rubriques sont compris dans les prix soumis par les entrepreneurs.

**Mission d'évaluation  
des Bailleurs de fonds  
Commission sur l'Environnement**

---

**ANNEXE 1**

---

**Liste des membres de la Commission**

---

- Président : Dendou Ould TAJEDINE, DDC / OMVS
- Représentants :
  - Bailleurs de fonds :

Robert Robelus,	Banque Mondiale
Laurence Boisson de Chazourmes,	Banque Mondiale
François Gadelle,	Banque Mondiale
J.S. Matondo - Fundani,	BAD
Richard Pelletier,	ACDI
  - États membres :

Seydou Konaté,	Cellule OMVS / Mali
Sory Kamissoko,	Cellule OMVS / Mali
Mustapha Ould Maouloud,	Mauritanie
Abdallah O. Cheikh-Sidia,	Mauritanie
Waly Seck,	CAB / Sénégal
Youssoupha Kamara	Cellule OMVS / Sénégal
  - OMVS :

Jean-Pierre Galois,	Conseiller technique
Samba Dia,	Expert env./télé dét./santé
  - Maître d’Oeuvre :

Normand McNeil,	Tecsult
-----------------	---------
  - ORSTOM :

Jean-Pierre Lamagat,	Hydro Consult
----------------------	---------------
  - Rapporteurs :

E. Babaly Deme,	Consultant, OMVS
Pierre Dumas,	Maître d’Oeuvre

## **ORGANISATION POUR LA MISE EN OEUVRE DU FLEUVE SENEgal (OMVS) Haut-Commissariat**

---

**Mission d'évaluation des Bailleurs de Fonds du projet Energie de Manantali  
Dakar 9-13 décembre 1996  
(Compte rendu de la commission tarification)**

---

### **Equilibre financier de la SOGEM et de la SEM dans le cadre du projet de Manantali**

---

Les développements ci-après font suite à la note "Principes de tarification" d'EDF datée du 14 novembre 1996 et sont le résultat des réflexions de la sous-commission tarifaire de la mission d'évaluation du projet avec la participation du Consultant. La note qui suit présente l'analyse des charges du projet Energie de Manantali ainsi que les mécanismes de répartition de ces coûts sur les différents partenaires du projet (SOGEM, SNE, Etats) de façon à répondre aux objectifs suivants:

- \* Viabilité financière de la SOGEM, et notamment garantie de couverture des charges financières minimales pour chaque année, quelle que soit l'hydrologie;
- \* Tarif attractif pour les sociétés d'électricité;
- \* Versement d'une redevance aux Etats leur permettant de couvrir tout ou partie du service de la dette du barrage;
- \* Allocation économiquement optimale de l'énergie;

Dans ce souci, il est proposé la démarche suivante:

- I. Détermination des charges du système SOGEM + SEM (compte d'exploitation de la SOGEM);
- II. Détermination des besoins en financement (Tableau des flux financiers);
- III. Détermination du Tarif et prise en compte du risque hydrologique
- IV. Par ailleurs, il importe de définir désormais avec précision les mécanismes de concertation entre SNE et SEM pour la répartition de l'énergie produite à Manantali et les échanges d'énergie entre compagnies.

Les points ainsi énumérés sont développés dans ce texte en l'état actuel des réflexions et des simulations. Ces propositions doivent conduire avant les négociations des conventions de financement à un engagement de chacune des parties (SNE et Ministères de tutelle). Des modifications relatives au plan de financement et au coût du projet rendent nécessaire une mise à jour de ces calculs avant que les décisions afférentes ne puissent être prises (Voir annexe 1).

Les calculs sont menés sous l'hypothèse de péréquation des investissements et de prise compte de pertes en réseau différenciées suivant les points de livraison de l'énergie. Cette hypothèse devra également être définitivement confirmée. A ce sujet, L'OMVS communiquera le prix de revient que l'on obtiendrait si les coûts du transport de l'énergie étaient différenciés (dépéréquation sur les investissements).

**I. Détermination des charges du système SOGEM + SEM  
(compte d'exploitation de la SOGEM)**

Le compte d'exploitation comprend les postes suivants :

- \* Rémunération contractuelle de la SEM (Cf. ci-joint, budget estimatif de la SEM, à réviser à partir du cahier des charges de la SEM restant à définir)
- \* Frais de fonctionnement de la SOGEM (Budget à préciser lors de la mission d'évaluation)
- \* Dotation aux amortissements
- \* Dotation éventuelle à un fonds de renouvellement
- \* Frais financiers liés au financement du projet Energie (dette directe à la SOGEM et dette rétrocédée par les Etats)
- \* Redevance aux Etats dans les conditions convenues<sup>2</sup>

L'objectif est d'équilibrer le compte d'exploitation en moyenne sur la période considérée et d'atteindre un équilibre annuel des flux financiers. L'objectif recherché n'est pas que la SOGEM fasse des bénéfices au profit des Etats mais qu'elle honore le paiement des charges convenues (exploitation et dette); cela revient à rechercher un bon compromis entre le remboursement de ces charges et un prix raisonnable pour les SNE.

<sup>1</sup> : une provision pour renouvellement est nécessaire pour pallier l'érosion monétaire ou l'insuffisance des amortissements dans l'objectif de doter convenablement un fonds de renouvellement. On retient comme hypothèse que cette provision ne concerne que les équipements de la centrale et les lignes et postes qui doivent être renouvelés en totalité à l'horizon 2030. Cette dotation en cumulé est donc égale à l'écart entre la valeur de renouvellement à cette date et la valeur historique.

<sup>2</sup> : Cette charge peut recouvrir: (i) les échéances annuelles du service de la dette sur le mur du barrage à partir de la mise en service du projet Energie à hauteur de x% ou de tout autre pourcentage qui dans ce cas devrait être décidé immédiatement sur la base de ces simulations financières, (ii) la participation éventuelle de la SOGEM au budget annuel du Haut Commissariat restructuré, section Energie.

Le pourcentage de référence de la dette du barrage à prendre en charge doit être calculé/décidé sur la base d'un productible moyen estimé (804 GWh). En cas de productible supérieur, la redevance annuelle versée par la SOGEM aux Etats permettrait de couvrir une part plus importante de cette dette. Dans le cas inverse, la redevance serait réduite par rapport à la prévision moyenne. Cependant, il est nécessaire de tester la possibilité d'un mécanisme de lissage de ces variations annuelles potentielles et par ailleurs il sera sans doute nécessaire que ces mécanismes soient revus périodiquement (tous les 5 ans par exemple) pour tenir compte des écarts enregistrés entre les prévisions et la situation réelle rencontrée.

## II. Détermination des besoins en financement (Tableau des flux financiers)

Les emplois de fonds de la SOGEM sont classées en deux catégories :

**Emplois de fonds de “premier rang” à couvrir par la SOGEM en toutes circonstances:**

- \* Rémunération contractuelle de la SEM
- \* Frais de fonctionnement de la SOGEM
- \* Augmentation du besoin en fond de roulement de la SOGEM<sup>1</sup>
- \* Service de la dette sur le projet Energie (dette directe à la SOGEM et dette rétrocédée par les Etats)
- \* Service de la dette sur les renouvellements futurs d’installations du projet

**Autres emplois de fonds de la SOGEM**

- \* Versement éventuel au fonds de réduction du risque hydrologique<sup>2</sup>
- \* Redevance aux Etats dans les conditions convenues<sup>3</sup>
- \* Versement éventuel au fonds de renouvellement<sup>4</sup>
- \* Remboursement, dans des conditions à convenir, de charges liées au projet et acquittées par les Etats antérieurement à la mise en service du barrage<sup>5</sup>

<sup>1</sup> : Augmentation des créances clients liée à la progression de la facturation annuelle sur la base d'un délai constant de règlement;

<sup>2</sup> : En fonction de l'hydrologie et après couverture des emplois de premier rang, ce fonds sera doté en priorité à concurrence d'un niveau maximum souhaité (qui découle des simulations sur des cas contraignants);

<sup>3</sup> : Comme expliqué et pris en compte dans le compte d'exploitation, ces flux financiers peuvent recouvrir: (i) les échéances annuelles du service de la dette sur le mur du barrage à partir de la mise en service du projet Energie à hauteur de 43,8 % ou de tout autre pourcentage qui dans ce cas devrait être décidé immédiatement sur la base de simulations financières (ii) la participation éventuelle de la SOGEM au budget annuel du Haut Commissariat restructuré, section Energie. Cette redevance sera payée à hauteur des fonds disponibles après couverture de la dotation au fonds de risque hydrologique;

<sup>4</sup> : il est proposé que ce fonds soit constitué pour couvrir la part à autofinancer par la SOGEM des renouvellements, c'est à dire, sur la base d'un taux d'autofinancement de 30% (objectif financier qui serait donné à la SOGEM), un montant en 2030 équivalent à 30% de la valeur de renouvellement de ces équipements. En revanche compte tenu du fait qu'aucun renouvellement majeur n'est à envisager dans les premières années, cette dotation sera constituée après dotation du fonds pour risque hydrologique et en fonction des disponibilités de trésorerie.

<sup>5</sup> : Il peut s'agir : (i) des échéances 1982 à 2000 du service de la dette sur le mur du barrage à hauteur de 43,8 % ou de tout autre pourcentage qui dans ce cas devrait être décidé immédiatement sur la base de ces simulations financières, (ii) des intérêts intercalaires pris en charge par les Etats pendant la période de construction, (iii) les frais de fonctionnement de la SOGEM financés par les Etats pendant la période de construction (dans le cas d'avance à rembourser et non de dotations en capital) (à décider avant fin évaluation)

### III. Estimation d'un tarif de l'énergie en sortie de la centrale de Manantali

#### Partage du risque hydrologique

##### *1. Introduction*

Le partage du risque hydrologique du Projet Energie Manantali est un point incontournable de la détermination du tarif de l'énergie.

Quelques rappels sont faits au §2 puis un partage du risque hydrologique est proposé au §3. Le calcul du tarif en sortie de la centrale est présenté au §4. Des simulations financières avec ce tarif font l'objet du §5.

##### *2. Rappels*

L'étude EDF sur le calcul du productible de Manantali (rapport de novembre 1996) indique que sur la chronique d'années historiques 1950-94, dont les données hydroclimatiques ont été observées ou reconstituées, le productible moyen sur les 45 années est de 807 GWh. D'autre part, 11 années sèches sont observées et le productible maximal sur ces années est de 500 GWh, valeur qui correspondrait donc à un risque hydrologique de l'ordre de 25%.

##### *3. Proposition de partage du risque hydrologique*

Un calage est fait sur l'année 2007. D'après le rapport de l'avenant n°3 d'EDF (septembre 1996), c'est en effet l'année où les charges de la SOGEM, déterminées à partir de ses contraintes et objectifs financiers, sont les plus élevées.

- a) Il est proposé que, dans le cas du risque hydrologique 25%, les SNE payent en 2007 le kWh produit à Manantali à un coût permettant de couvrir les charges de premier rang du Projet Energie (soient les frais de fonctionnement de la SOGEM, la rémunération de la SEM, les variations du BFR et le service de la dette de la centrale et des réseaux).
- b) Naturellement, pour le productible moyen, l'ensemble des charges du projet, tel que résultant du rapport précité, et rappelé aux points I et II de cette note, doit être couvert.

Pour les SNE, le risque porte sur le prix moyen de l'énergie, qui peut être élevé en cas d'année sèche. Pour la SOGEM, la conséquence est que le tarif risque de ne pas assurer la couverture, une année donnée, des charges prévues de la dite année. Un fonds pour risque hydrologique sera constitué pour parer à ce risque ; il sera alimenté par les excédents de trésorerie dégagés en particulier pendant les années d'hydraulicité favorable. Toutefois, notamment en cas de série climatique défavorable, ce fonds peut être d'un montant insuffisant. Dans ces conditions, des mesures seront prises par la SOGEM pour faire face à cette situation. En premier lieu, la dotation au fonds de renouvellement sera réduite et donc différée. En second lieu, une part du risque sera transférée aux Etats : les redevances aux Etats (qui doivent couvrir au moins 43,8% des dettes du barrage) seront réduites et différées.

##### *4. Calcul du tarif*

Le tarif est binôme, avec une part fixe et une part proportionnelle aux kWh vendus. Il est déterminé pour répondre aux deux exigences définies au point 2. Les valeurs obtenues sont exprimées en francs CFA (acronyme : XOF) de 1996 et servent de point de calage. En se basant sur l'évolution des charges de la SOGEM, le tarif annuel évolue comme l'inflation jusqu'en 2007 et est pris constant en monnaie courante au delà de 2007.

Le premier calcul présenté ci-après représente le prix d'achat pour les SNE hors pertes, il est donc identique pour les trois SNE.

Le prix de vente de l'énergie aux bornes de Manantali en 2007 s'écrit:

$A + B * X$ , avec :

A la prime fixe (en millions XOF 1996)

B le prix proportionnel (en XOF 1996/kWh)

X le productible annuel (en GWh).

A et B sont les paramètres à déterminer.

La recette prévisionnelle de la SOGEM en 2007 est de 25 153 millions XOF 2007 et les charges de premier rang se montent à 20 957 millions XOF 2007. L'hypothèse d'inflation est de 3% par an. Pour le productible correspondant à l'hydrologie moyenne sur 1950-94, soit 807 GWh, les ventes d'énergie doivent couvrir cette recette, soit :

$$(1) \quad A + B * 807 = 25\ 153 / (1,03)^{11} = 18\ 171 \text{ millions XOF 1996}$$

D'autre part, l'hypothèse de partage de risque du §3 donne la relation :

$$(2) \quad A + B * 500 = 20\ 957 / (1,03)^{11} = 15\ 140 \text{ millions XOF 1996}$$

De (1) et (2), on tire :

$$A = 10\ 203 \text{ millions XOF 1996}$$

$$B = 9,87 \text{ XOF 1996/kWh}$$

Un graphique présentant l'évolution du prix du kWh (en XOF 1996) en fonction du productible est joint.

Pour un productible de 800 GWh, le prix du kWh est de 23 XOF 1996.

Pour un productible de 600 GWh, le prix du kWh est de 27 XOF 1996.

Pour un productible de 400 GWh, le prix du kWh est de 35 XOF 1996.

##### *5. Simulations financières intégrant le tarif en sortie de la centrale*

Sur la base des tarifs du §4, deux simulations financières sont effectuées pour tester la robustesse de ce tarif au regard de l'équilibre des comptes de la SOGEM: un cas de base avec un productible de 800 GWh sur la période d'étude et une variante avec une série d'années défavorables, en l'occurrence les années 1978-94, reproduites à partir de l'année 2002, soit sur 17 ans un productible moyen de 438 GWh. Ces simulations intègrent un fonds pour risque hydrologique.

Pour le cas de base, les objectifs financiers de la SOGEM sont atteints sans difficultés en moyenne, mais le fonds pour risque hydrologique est nécessaire pour passer les mauvaises années (lissage).

Par contre, pour la série d'années sèches considérée, le risque hydrologique apparaît clairement. Pendant six années (2004, 2005, 2007, 2008, 2009 et 2010), les charges de premier rang ne sont pas couvertes. Le déficit total se monte à 7,2 milliards XOF. D'autre part, les redevances aux Etats sont nulles pendant ces années. Les tableaux de flux de trésorerie correspondant aux deux simulations sont joints.

En conclusion, si l'objectif est de garantir un fonctionnement de la SOGEM dans un cas aussi défavorable que la situation simulée le tarif obtenu précédemment doit encore être ajusté.

### *6. Ajustement du tarif calculé*

Le tarif présenté ci-dessus ne permet pas de couvrir les charges de premier rang certaines années dans le cas de la série hydrologique 1978-94. Une partie du service de la dette du Projet Energie devrait alors être prise en charge par les Etats. Afin d'éviter cette charge supplémentaire aux Etats (elle s'ajoute aux remboursements de la dette du barrage qui ne sont pas non plus couverts par la SOGEM ces années là), il est proposé d'ajuster légèrement le tarif de l'énergie à la hausse dans des cas d'hydraulicité défavorable. Par rapport au tarif calculé au §4, une hausse de 10% du prix moyen en XOF 1996 est retenue dans le cas d'un productible de 500 GWh. Un système d'équations analogue s'en déduit et on a cette fois :

$$A = 14183 \text{ MM XOF 1996}$$

$$B = 4,94 \text{ XOF 1996/kWh}$$

Un graphique présentant l'évolution du prix du kWh (en XOF 1996) en fonction du productible est joint.

Pour un productible de 800 GWh, le prix du kWh est de 23 XOF 1996.

Pour un productible de 600 GWh, le prix du kWh est de 29 XOF 1996.

Pour un productible de 400 GWh, le prix du kWh est de 40 XOF 1996.

Le tableau de flux de trésorerie correspondant à la simulation sur les années 1978-94 est joint. Cette fois, les charges de premier rang sont bien couvertes chaque année. Toutefois, le tarif ajusté ne permet pas de rembourser en permanence 43,8% des dettes du barrage.

## IV. Mécanismes de concertation entre SNE et SEM et de fixation des échanges d'énergie.

### Rappel sur les principes proposés :

*(Ces principes doivent être considérés comme acquis avant de plus amples discussions)*

- \* L'énergie sera tarifée au coût de revient y compris le coût des pertes qui sera différencié suivant les points de livraison;
- \* Une première attribution de l'énergie de Manantali sera faite sur la base de la part de chaque pays dans le projet Energie ("take or pay" suivant la clé de répartition entre les Etats retenue pour le projet Energie);
- \* Chaque pays, connaissant parfaitement ses coûts de production alternatifs et leur distribution, décidera lui-même du placement de sa part d'énergie et se rapprochera des autres pays pour d'éventuels échanges d'énergie;
- \* La SEM jouera un rôle de facilitateur (et non de décideur) de ces échanges dans la mesure où elle collectera les données des parcs de production et identifiera ainsi, en parallèle avec les SNE, toutes les possibilités de placement optimal de l'énergie; ces gains économiques potentiels seront la base de négociations éventuelles entre les SNE qui doivent se conclure par des gains financiers pour chacun des parties prenantes; l'existence de ces gains potentiels est une garantie que par un fonctionnement libre du marché entre les SNE on aboutira à une répartition économiquement optimale des quantités d'énergie.

### Modalités pratiques

La concertation des apports sur une courte période du deuxième semestre de l'année doit permettre d'afficher une gestion prévisionnelle relativement précise dès la semaine 47. En fait, en moyenne sur les aléas d'hydraulique, 90% des apports à Manantali sont rassemblés entre la semaine 28 et la semaine 47 soit sur 38% du temps.

Ces caractéristiques hydrologiques du site pèsent sur la conception des procédures d'élaboration du programme de production et donc sur la tarification, les SNE s'engageant à enlever la production optimisée de Manantali et à régler les factures correspondantes selon les clefs de répartition fixées à priori (Mali: 52%, Mauritanie: 15%, Sénégal: 33%). Ceci ne les empêche pas de prévoir et de réaliser des échanges entre elles dans la mesure où ces échanges ne perturbent pas l'exploitation de Manantali. Il s'agit donc s'assurer que peuvent être conçus et mis en place des procédures d'information, de notification et de coordination permettant de:

- \* décider d'une gestion prévisionnelle annuelle optimale de Manantali pour le système interconnecté des trois pays,
- \* vérifier l'adaptation des tarifs selon les principes convenus, permettant la viabilité financière durable de l'ouvrage,
- \* faciliter les échanges utiles entre SNE, lors de l'exploitation intra-annuelle et en temps réel, contribuant ainsi au dispatching économique de chacune des trois SNE.

Les principes essentiels de ces mécanismes sont les suivants :

(i) Avant la fin de chaque année civile, la SEM calcule le productible prévisionnel; (ii) le programme prévisionnel de production est celui qui permet d'obtenir le coût minimum de gestion prévisionnelle du système électrique interconnecté des trois SNE; (iii) chacune des SNE s'est engagée à retirer et payer sa part de l'électricité obtenue par application de la clé de répartition convenue; (iv) ces trois SNE sont libres de procéder entre elles aux échanges d'électricité qu'elles jugent souhaitables, sous réserve que l'opérateur puisse intégrer ces échanges à la gestion technique du réseau de transport dont il a la charge; (v) l'opérateur apportera aux SNE toutes les informations en sa possession qui pourront permettre de faciliter la réalisation des échanges d'électricité.

Le calcul du programme de production est réalisé par l'opérateur du barrage à l'aide d'un modèle de planification économique et d'optimisation de l'exploitation des moyens de production (thermiques et hydrauliques).

**Chaque année, au 15 octobre :**

- \* le Haut-Commissariat de l'OMVS notifiera à l'opérateur les contraintes d'irrigation définies dans le cadre du plan de gestion de l'eau à prendre en compte dans la gestion de l'ouvrage de Manantali ;
- \* La SOGEM notifiera à la SEM les données comptables et financières provisoires prévues par les règles et procédures d'ajustement du tarif ;
- \* Les trois SNE notifieront à l'opérateur les données provisoires d'entrée du modèle d'optimisation pour l'année suivante ; ces données concernent :
  - la demande aux point de livraison dont elles ont la charge,
  - pour chaque groupe de production alimentant le système interconnecté : puissance installée, coût variable du kWh produit, taux d'indisponibilité fortuite et programme prévisionnel de révision des unités de production.

**Au 20 novembre, au plus tard, l'opérateur indiquera/proposera à chaque SNE :**

- \* le programme de production de la centrale de Manantali obtenu à l'aide du modèle d'optimisation;
- \* les enlèvements contractuels pour chacune des SNE, calculés selon la clef de partition,
- \* la disponibilité de ses lignes de transport,
- \* les enlèvements minimaux (sur chaque semaine et mois de l'année) du fait des contraintes liées au plan de gestion de l'eau.

De plus il indiquera, aux trois SNE, l'estimation obtenue à l'aide du modèle d'optimisation quant aux enlèvements théoriques optimaux de chacune d'entre elles.

**Au 30 novembre au plus tard, chacune des SNE adressera sa notification définitive des données d'entrée du modèle pour l'année suivante. Les SNE communiqueront également à la SEM et aux autres SNE leur programme de production prévisionnel. L'ensemble de ces informations devront être accessibles aux différents partenaires (SNE). Une concertation entre les SNE et la SEM intervient alors dans l'objectif d'aboutir à une gestion prenant en compte l'ensemble des paramètres.**

**Au 20 décembre au plus tard, l'opérateur notifiera à chaque SNE :**

- \* Le programme de production optimal obtenu à l'aide du modèle d'optimisation,
- \* les enlèvements contractuels pour chacune des SNE, calculées selon la clé de répartition;
- \* la disponibilité de ses lignes de transport,

De plus il indiquera, aux trois SNE, l'estimation actualisée du modèle d'optimisation quant aux enlèvements théoriques optimaux de chacune d'entre elles. Il indiquera dans ce cadre l'estimation prévisionnelle des échanges susceptibles de se concrétiser. Une concertation en continu entre les SNE et SEM intervient ensuite dans le cadre de la gestion intra-annuelle.

### Procédure pour la gestion opérationnelle intra-annuelle

Lors de la gestion opérationnelle intra-annuelle, l'opérateur contribuera à faciliter la réalisation des échanges entre SNE dans la mesure où la réalisation de ces échanges ne perturbe pas son exploitation.

Pour ce faire :

- \* l'opérateur adressera mensuellement aux trois SNE le programme prévisionnel de disponibilité de ses lignes ; il tiendra à leur disposition le planning de consignation,
- \* les SNE notifieront à l'opérateur les caractéristiques techniques des échanges dont elles sont convenues, sous réserve de leur faisabilité technique,
- \* sauf si (48 h) avant l'échange, il en a notifié l'impossibilité technique, l'opérateur réalisera l'échange.

### Intérêt de ces procédures

La mise en oeuvre d'un tel mécanisme permet:

- \* une information de l'opérateur dès le début du dernier trimestre quant aux besoins qu'il peut économiquement satisfaire au cours de l'année suivante,
- \* une information préalable et fiable des SNE, une fois connus de façon déjà satisfaisante les apports de la saison des pluies, quant aux perspectives annuelles de production et à leurs conséquences en terme de budgets et de facturations trimestrielles,
- \* une première information des SNE avant fin novembre quant aux potentiels d'échanges de l'année suivante et une possibilité de réajuster, si nécessaire, certains des éléments de la gestion prévisionnelle de leur parc,
- \* une information confirmée quant aux potentiels d'échanges.

l'efficacité de ce mécanisme suppose :

- \* un respect strict des dates au plus tard,
- \* une bonne fiabilité des données technico-économiques fournies par les SNE et l'entité responsable de l'irrigation, une bonne fiabilité des données comptables financières fournies par la SOGEM,
- \* une capacité de l'opérateur à exploiter efficacement un modèle d'optimisation performant,
- \* l'existence de contrats appropriés de vente d'énergie,
- \* une transparence vis-à-vis des SNE en ce qui concerne la détermination du programme de production.
- \* l'efficacité du processus de concertation

**Simulations financières en vue des calculs tarifaires :**

- hypothèses à confirmer;
- mises à jour nécessaires des données de base;

**Des décisions sur les points suivants sont nécessaires à la finalisation des simulations tarifaires :**

1. Mise à jour du plan d'investissement (coûts du projet) et du plan de financement (montant des financements; calendrier prévisionnel des décaissements; échéancier du service de la dette).
2. Objectifs de remboursement par la SOGEM du service de la dette du barrage en année moyenne (800 Gwh), concernant :
  - les échéances futures (à partir de 2001);
  - les échéances déjà acquittées par les Etats ou à acquitter avant la mise en service de la centrale (1982 - 2000).
3. Objectifs de remboursement par la SOGEM des intérêts intercalaires du projet Energie.
4. Objectifs de remboursement par la SOGEM du budget de fonctionnement de la SOGEM pendant la période de construction.

NB : concernant les principes de remboursement pour les points 2, 3 et 4, il est suggéré de retenir que les échéances ne pouvant être honorées par la SOGEM par manque de disponibilités financières certaines années sèches soient différées sur des années meilleures, et non annulées. En effet, les besoins financiers de la SOGEM sont sensiblement réduits au delà de 2010.

**Autres hypothèses :**

**Fonds pour aléas hydrologiques** : il est suggéré d'inclure dans les objectifs financiers de la SOGEM, les années où l'hydrologie n'est pas défavorable, une dotation prioritaire au fonds pour aléas hydrologiques, qui serait payée avant la redevance aux Etats. Le niveau de cette dotation devrait être fonction de l'hydrologie. A contrario, les années d'hydrologie défavorable, ce fonds serait utilisé par la SOGEM pour payer le solde des emplois de premier rang non couvert par les recettes provenant des SNE.

**Renouvellement des ouvrages** : on retient l'hypothèse présentée dans cette note :

- renouvellement à l'horizon 2030 des équipements de la centrale et des lignes et postes;
- autofinancement de 30 % de ces renouvellements.

**Traitements des subventions d'équipement** : il est suggéré que les subventions prévues dans le plan de financement du projet Energie (subventions directes à la SOGEM, ou rétrocédées par les Etats) soient considérées comme des capitaux propres de la SOGEM et non comme des subventions à amortir.

**Annexe 2**

Les documents ci-joints consistent en les élément suivants:

1. Calcul du tarif selon les hypothèses décrites dans la partie III.4 (paiement des charges de premier rang jusqu'à 500 GWh, et paiement de 43,8% de la dette du barrage pour 800 GWh)
2. Simulation à partir de ce tarif pour un productible moyen de 800 GWh.
3. Simulation de ce même tarif sur une chronique d'hydraulicité contraignante (série d'années sèches).
4. Ajustement du tarif précédent pour combler le déficit de trésorerie enregistré dans la simulation sur les années sèches.
5. Tarif obtenu avec paiement des charges de premier rang seulement au-dessus de 600 GWh.

(Nota: Ce dernier tarif n'a pas été testé dans les simulations financières mais ne donnerait pas de résultats satisfaisants sur une chronique d'hydraulicité contraignante retenue.)

Africa Region  
A:\OMVS-TA1.DOC  
13/12/1996 - 9:39

## CALCUL TARIF

Ajustement sur l'année 2007

A : 14123.12 MM XOF 2007

B: 13.67 XOF 2007/kWh

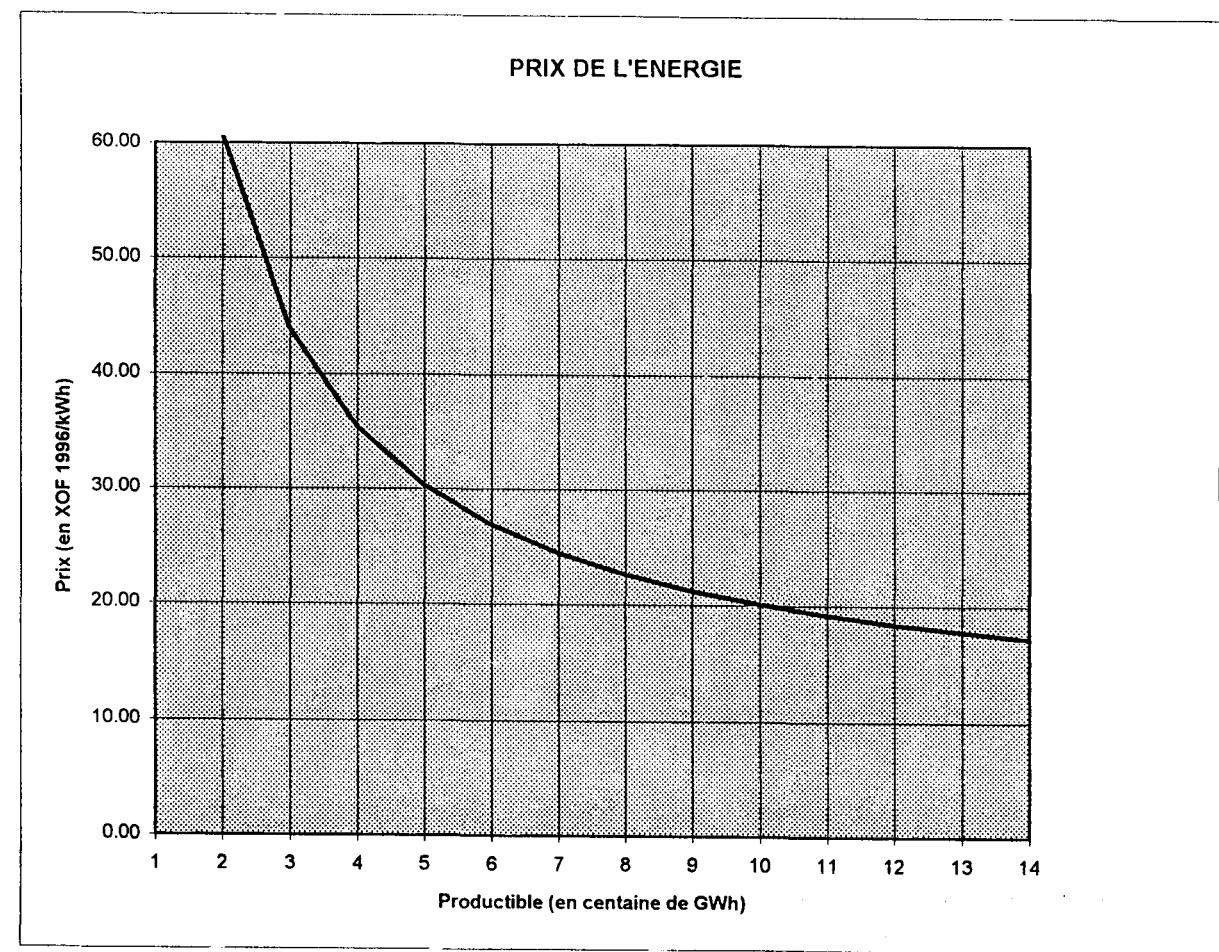
inflation : 1.384234

A : 10202.85 MM XOF 1996

B: 9.87 XOF 1996/kWh

Productible (en GWh/an)	Prix (en XOF 1996/kWh)
----------------------------	---------------------------

200	60.89
300	43.88
400	35.38
500	30.28
600	26.88
700	24.45
800	22.63
900	21.21
1000	20.08
1100	19.15
1200	18.38
1300	17.72
1400	17.16



# SOGEM

## SERIE D'ANNEES SECHES

### TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

(en millions FCFA courants)

Année	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<b>FLUX D'EXPLOITATION</b>													
ventes d'énergie	0	0	0	0	15272	18606	16688	17726	19030	20105	20695	17621	19506
<i>frais SOGEM et rémunération SEM</i>	0	0	0	0	-5279	-5438	-5601	-5769	-5942	-6120	-6304	-6493	-6688
redevances versées aux Etats	0	0	0	0	-435	-3397	-1726	0	0	-479	0	0	0
<i>frais financiers du Projet Energie</i>	0	0	0	0	-4885	-5651	-5327	-4905	-4483	-4061	-3614	-3166	-2719
<i>variation du BFR</i>	0	0	0	0	-4673	-548	315	-171	-214	-177	-97	505	-310
versements fonds risque hydrologique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL DES FLUX D'EXPLOITATION</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3572</b>	<b>4349</b>	<b>6881</b>	<b>8391</b>	<b>9268</b>	<b>10681</b>	<b>8467</b>	<b>9790</b>	
<b>FLUX D'INVESTISSEMENT</b>													
nouveaux investissements	-12405	-46726	-62241	-60824	-18560	0	0	0	0	0	0	0	0
versements fonds renouvellement	0	0	0	0	0	-1386	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL DES FLUX D'INVESTISSEMENT</b>	<b>-12405</b>	<b>-46726</b>	<b>-62241</b>	<b>-60824</b>	<b>-18560</b>	<b>-1386</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>FLUX DE FINANCEMENT</b>													
subventions et emprunts nouveaux	12405	46726	62241	60824	18560	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>remboursement dettes Projet Energie</i>	0	0	0	0	0	-2186	-4349	-9268	-9268	-9268	-10866	-10866	-10866
<b>TOTAL DES FLUX DE FINANCEMENT</b>	<b>12405</b>	<b>46726</b>	<b>62241</b>	<b>60824</b>	<b>18560</b>	<b>-2186</b>	<b>-4349</b>	<b>-9268</b>	<b>-9268</b>	<b>-9268</b>	<b>-10866</b>	<b>-10866</b>	<b>-10866</b>
<b>TOTAL DES FLUX DE TRESORERIE</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-2387</b>	<b>-877</b>	<b>0</b>	<b>-186</b>	<b>-2399</b>	<b>-1076</b>
<b>TOTAL DES CHARGES DE PREMIER RANG</b>													
<b>PRODUCTIBLE (en GWh par an)</b>					<b>14837</b>	<b>13823</b>	<b>14962</b>	<b>20113</b>	<b>19908</b>	<b>19626</b>	<b>20881</b>	<b>20020</b>	<b>20583</b>
					<b>301</b>	<b>545</b>	<b>341</b>	<b>384</b>	<b>444</b>	<b>482</b>	<b>481</b>	<b>256</b>	<b>394</b>

# SOGEM

## SERIE D'ANNEES SECHES

SUITE

### TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

(en millions FCFA courants)

Année	2010	2015	2020	2025	2030
<b>FLUX D'EXPLOITATION</b>					
ventes d'énergie	19793	21159	22321	22321	22321
<i>frais SOGEM et rémunération SEM</i>	-6889	-7986	-9258	-10732	-12441
redevances versées aux Etats	0	-1802	-1193	-458	-65
<i>frais financiers du Projet Energie</i>	-2272	-620	-243	-118	-67
<i>variation du BFR</i>	-47	-332	0	0	0
versements fonds risque hydrologique	0	-4097	-8446	-7832	-7320
<b>TOTAL DES FLUX D'EXPLOITATION</b>	<b>10586</b>	<b>6321</b>	<b>3181</b>	<b>3181</b>	<b>2428</b>
<b>FLUX D'INVESTISSEMENT</b>					
nouveaux investissements	0	0	0	0	0
versements fonds renouvellement	0	-1583	-1583	-1583	-1583
<b>TOTAL DES FLUX D'INVESTISSEMENT</b>	<b>0</b>	<b>-1583</b>	<b>-1583</b>	<b>-1583</b>	<b>-1583</b>
<b>FLUX DE FINANCEMENT</b>					
subventions et emprunts nouveaux	0	0	0	0	0
<i>remboursement dettes Projet Energie</i>	-10866	-4738	-1598	-1598	-845
<b>TOTAL DES FLUX DE FINANCEMENT</b>	<b>-10866</b>	<b>-4738</b>	<b>-1598</b>	<b>-1598</b>	<b>-845</b>
<b>TOTAL DES FLUX DE TRESORERIE</b>	<b>-280</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL CHARGES DE PREMIER RANG</b>	<b>20074</b>	<b>13677</b>	<b>11099</b>	<b>12448</b>	<b>13353</b>
<b>PRODUCTIBLE (en GWh par an)</b>	<b>415</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	<b>600</b>

# SOGEM

## SERIE D'ANNEES SECHES AVEC TARIF AJUSTE

### TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

(en millions FCFA courants)

Année	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<b>FLUX D'EXPLOITATION</b>													
ventes d'énergie	0	0	0	0	18166	20150	19515	20370	21367	22261	22922	21383	22327
<i>frais SOGEM et rémunération SEM</i>	0	0	0	0	-5279	-5438	-5601	-5769	-5942	-6120	-6304	-6493	-6688
redevances versées aux Etats	0	0	0	0	-2853	-3397	-3378	-1237	-1510	-2664	-2029	-1111	-1899
<i>frais financiers du Projet Energie</i>	0	0	0	0	-4885	-5651	-5327	-4905	-4483	-4061	-3614	-3166	-2719
<i>variation du BFR</i>	0	0	0	0	-5148	-326	104	-140	-164	-147	-109	253	-155
versements fonds risque hydrologique	0	0	0	0	0	-1569	619	950	0	0	0	0	0
<b>TOTAL DES FLUX D'EXPLOITATION</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3769</b>	<b>5932</b>	<b>9268</b>	<b>9268</b>	<b>9268</b>	<b>10866</b>	<b>10866</b>	<b>10866</b>	
<b>FLUX D'INVESTISSEMENT</b>													
nouveaux investissements	-12405	-46726	-62241	-60824	-18560	0	0	0	0	0	0	0	0
versements fonds renouvellement	0	0	0	0	0	-1583	-1583	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL DES FLUX D'INVESTISSEMENT</b>	<b>-12405</b>	<b>-46726</b>	<b>-62241</b>	<b>-60824</b>	<b>-18560</b>	<b>-1583</b>	<b>-1583</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>FLUX DE FINANCEMENT</b>													
subventions et emprunts nouveaux	12405	46726	62241	60824	18560	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>remboursement dettes Projet Energie</i>	0	0	0	0	0	-2186	-4349	-9268	-9268	-9268	-10866	-10866	-10866
<b>TOTAL DES FLUX DE FINANCEMENT</b>	<b>12405</b>	<b>46726</b>	<b>62241</b>	<b>60824</b>	<b>18560</b>	<b>-2186</b>	<b>-4349</b>	<b>-9268</b>	<b>-9268</b>	<b>-9268</b>	<b>-10866</b>	<b>-10866</b>	<b>-10866</b>
<b>TOTAL DES FLUX DE TRESORERIE</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	

**TOTAL DES CHARGES DE PREMIER RANG**

15313      13601      15172      20083      19857      19596      20892      20273      20428

**PART DES DETTES DU BARRAGE REMBOURSEE**

36,15%      43,80%      43,80%      16,33%      20,29%      38,03%      31,90%      18,92%      42,33%

**PRODUCTIBLE (en GWh par an)**

301      545      341      384      444      482      481      256      394

# SOGEM

## SERIE D'ANNEES SECHES AVEC TARIF AJUSTE

### TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

(en millions FCFA courants)

Année	2010	2015	2020	2025	2030
<b>FLUX D'EXPLOITATION</b>					
ventes d'énergie	22470	23154	23735	23735	23735
<i>frais SOGEM et rémunération SEM</i>	-6889	-7986	-9258	-10732	-12441
redevances versées aux Etats	-1895	-1802	-1193	-458	-65
<i>frais financiers du Projet Energie</i>	-2272	-620	-243	-118	-67
<i>variation du BFR</i>	-24	-166	0	0	0
versements fonds risque hydrologique	0	-6258	-9861	-9247	-8735
<b>TOTAL DES FLUX D'EXPLOITATION</b>	<b>11392</b>	<b>6321</b>	<b>3181</b>	<b>3181</b>	<b>2428</b>
<b>FLUX D'INVESTISSEMENT</b>					
nouveaux investissements	0	0	0	0	0
versements fonds renouvellement	-526	-1583	-1583	-1583	-1583
<b>TOTAL DES FLUX D'INVESTISSEMENT</b>	<b>-526</b>	<b>-1583</b>	<b>-1583</b>	<b>-1583</b>	<b>-1583</b>
<b>FLUX DE FINANCEMENT</b>					
subventions et emprunts nouveaux	0	0	0	0	0
<i>remboursement dettes Projet Energie</i>	-10866	-4738	-1598	-1598	-845
<b>TOTAL DES FLUX DE FINANCEMENT</b>	<b>-10866</b>	<b>-4738</b>	<b>-1598</b>	<b>-1598</b>	<b>-845</b>
<b>TOTAL DES FLUX DE TRESORERIE</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL CHARGES DE PREMIER RANG</b>	<b>20050</b>	<b>13511</b>	<b>11099</b>	<b>12448</b>	<b>13353</b>
<b>PART DES DETTES DU BARRAGE</b>	<b>43,80%</b>	<b>43,80%</b>	<b>43,80%</b>	<b>43,80%</b>	<b>43,80%</b>
<b>PRODUCTIBLE (en GWh par an)</b>	<b>415</b>	<b>499</b>	<b>562</b>	<b>520</b>	<b>367</b>

## CALCUL TARIF

Ajustement sur l'année 2007 avec 600 GWh

A : 8794.68 MM XOF 2007

B: 20.27 XOF 2007/kWh

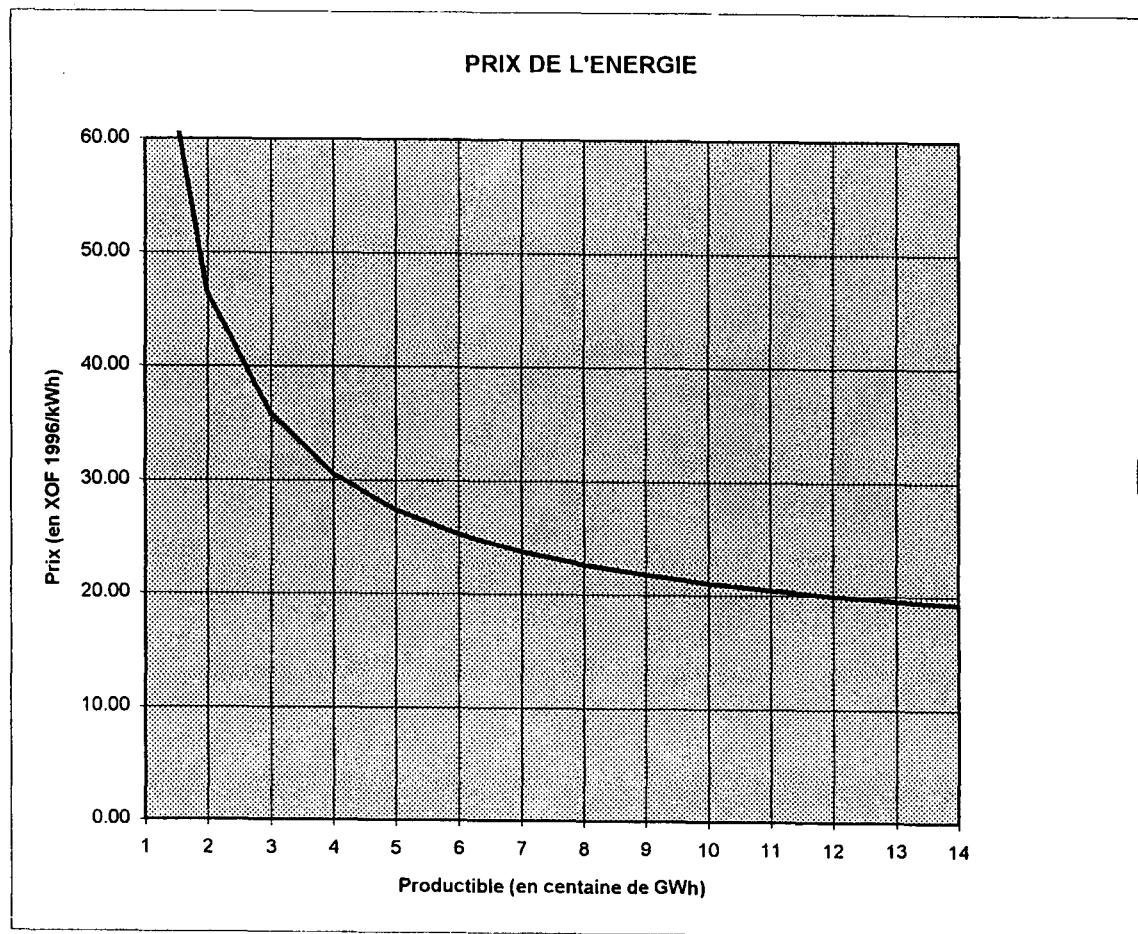
inflation : 1.384234

A : 6353.5 MM XOF 1996

B: 14.64 XOF 1996/kWh

Productible (en GWh/an)	Prix (en XOF 1996/kWh)
----------------------------	---------------------------

200	46.41
300	35.82
400	30.53
500	27.35
600	25.23
700	23.72
800	22.59
900	21.70
1000	21.00
1100	20.42
1200	19.94
1300	19.53
1400	19.18



**Redressement durable des secteurs de l'électricité (Mali, Mauritanie, Sénégal)  
Note préliminaire sur la situation, les objectifs et les mesures envisagées**

1. Un des risques importants du projet est le non-paiement de l'électricité de Manantali par les sociétés d'électricité des trois pays (SNE). Si les principes et mécanismes tarifaires - à établir entre les Gouvernements et les SNE - permettront d'assurer que le prix moyen de l'électricité de Manantali est attractif pour les SNE par rapport à leurs coûts d'opportunité, et si des mécanismes de garantie - envisagés par ailleurs - permettront de pallier les retards éventuels de paiement par les SNE, un préalable à la limitation du risque mentionné ci-dessus réside dans l'atteinte rapide de la santé financière des SNE et son maintien de façon durable.

2. En conséquence, il est d'une part nécessaire que les SNE confortent leur situation financière à court terme, en particulier afin d'être en mesure de réaliser les investissements qui leur permettront de tirer tout le bénéfice de l'apport de la centrale de Manantali. Mais, il est d'autre part extrêmement important que soient envisagées, définies et mises en oeuvre les mesures adéquates de restructuration et réforme des secteurs de l'électricité, qui seules permettront d'assurer le maintien durable de la viabilité financière des secteurs et de leurs opérateurs, ainsi que l'amélioration significative du service de l'électricité dans les trois pays.

3. Il a été convenu lors de la mission d'évaluation du projet que des assurances seront fournies par les Gouvernements et les SNE aux bailleurs de fonds, avant les négociations des financements, au sujet (i) de l'atteinte rapide de la santé financière des SNE; et (ii) de la réforme des secteurs de l'électricité.

4. La situation financière actuelle des SNE a été estimée pendant la mission d'évaluation, sur la base des éléments fournis par les SNE, et des projections financières détaillées ont été établies jusqu'en 2006 (voir tableaux en annexe), sur la base d'hypothèses tendancielles et en tenant compte des mesures de redressement prévues par les SNE à court/moyen terme. Il convient de noter qu'il reste nécessaire de lever un certain nombre d'incertitudes sur l'année de référence et sur les hypothèses des projections financières des trois SNE, comme suit:

*EDM:* ajustements tarifaires; amélioration effective de gestion/productivité; comptes clients (niveaux de recouvrement, arriérés et provisionnement); niveaux d'investissements; répartition des cahrges entre eau et electrcité; niveau des provisions pour renouvellement.

*SENELEC:* situation/valeur des immobilisations; niveau du fonds de renouvellement; conditions/mise en service du/des BOT; prix d'achat du combustible et hypothèses d'évolution de ce prix; comptes clients (niveaux et délais de recouvrement, arriérés et provisionnement, écarts entre comptabilité auxiliaire et comptabilité générale); niveaux d'investissements; ajustements tarifaires; amélioration effective de gestion/productivité.

*SONELEC:* ajustements tarifaires (tarif moyen et tarif eau vs tarif électricité); amélioration effective de gestion/productivité; comptes clients (niveaux et délais de

recouvrement, arriérés et provisionnement); séparation des comptes relatifs à l'activité des centres secondaires.

5. L'évaluation réalisée pendant la mission montre que les mesures d'assainissement financier suivantes semblent nécessaires à court terme:

*EDM*: mise en oeuvre des recommandations de l'auditeur (fichier des immobilisations, cohérence entre gestion clientèle et comptable, mise en place des procédures administratives et comptables, formation du personnel); maintien d'une provision de renouvellement des immobilisations; nettoyage du portefeuille clients; traitement des arriérés de l'état; investissements adéquats; réduction des coûts de combustible; ajustements tarifaires adéquats (sur la base de la remise à jour de l'étude tarifaire avant fin 1997); actualisation du budget 1997 et des projections financières (avant février 1997) audit opérationnel du contrat de délégation de gestion.

*SENELEC*: réalisation d'un audit suivant normes internationales et mise en oeuvre des recommandations à la Direction; inventaire/évaluation immobilisations; mise en cohérence de la comptabilité générale et de la comptabilité auxiliaire; nettoyage du portefeuille clients; mise en place d'un suivi des délais de règlement; importation directe et concurrentielle de combustible; investissements adéquats; ajustements tarifaires adéquats.

*SONELEC*: inventaire/évaluation immobilisations; nettoyage du portefeuille clients; investissements adéquats; ajustements tarifaires adéquats (eau/électricité); paiement factures Etat; diminution provisions pour créances douteuses; mise en place d'une comptabilité analytique séparant eau et électricité.

6. La mesure et le suivi de la performance des SNE dans le cadre du suivi du projet de Manantali ou d'autres projets pourrait s'appuyer sur les principaux ratios de performance (techniques, commerciaux et financiers) qui sont utilisés habituellement à cet effet (à quantifier dans les plans d'action qui seront présentés par les Gouvernements et les SNE), et en particulier les suivants:

*Ratios techniques*: employés/abonnés; capacité de réserve; taux de disponibilité; heures défaillance.

*Ratios de gestion*: taux de facturation; taux de recouvrement; encours clients; prix de revient électricité/eau.

*Ratios financiers*: rentabilité sur les actifs nets réévalués; taux d'autofinancement; couverture service dette long terme.

Restructuration et réforme des secteurs de l'électricité

7. Les objectifs généraux de la restructuration des secteurs de l'électricité sont d'augmenter l'autonomie et les incitations des opérateurs des secteurs, de favoriser la participation concurrentielle du secteur privé dans certains segments ou zones d'activités des secteurs, et d'augmenter la productivité et l'efficacité des secteurs, afin de permettre un service électrique meilleur en termes de qualité, prix et couverture, tout en diminuant la pression des secteurs sur les ressources publiques.

8. La mission a noté que les actions actuellement envisagées par les trois pays sont les suivantes:

*Mali:*

- \* Continuation de la délégation de gestion, avec extension du contrat pour un an (jusqu'en 1999)
- \* Démarrage des travaux de la Cellule pour le Développement Institutionnel du Secteur Electrique: définition de la nature et calendrier des travaux à réaliser sur 1997-1999 (pendant premier trimestre 1997)
- \* Mise en place des réformes institutionnelles: avant fin 1999

*Sénégal:*

Dans le but de contribuer à la promotion du secteur privé et à la réduction du coût des facteurs, le Gouvernement a indiqué les objectifs spécifiques suivants pour le secteur de l'électricité dans le Document Cadre de Politiques macro-économiques, signé pour la période 1995-1999 entre le Gouvernement, le FMI et la Banque mondiale (avec une remise à jour réalisée en novembre 1996): (i) la privatisation de la Senelec; et (ii) la modification du cadre réglementaire afin d'encourager le secteur privé à investir dans la production et la distribution d'électricité.

Dans ce cadre, les principales actions envisagées sont les suivantes:

- \* Signature de la Lettre de Politique de Développement Sectoriel (avant le 31/3/1997)
- \* Mise en place du Comité de Pilotage du Projet Energie II et de la Cellule de Préparation du projet (avant janvier 1997), pour une réflexion sur les options de restructuration et privatisation et pour la préparation du projet Energie II.
- \* Réalisation des études sur PPF/autres fonds, pour définir en particulier le contenu détaillé et le calendrier de la restructuration et privatisation du secteur (avant septembre 1997)
- \* Préparation de la nouvelle loi de l'électricité (avant fin 1997)
- \* Réalisation de la restructuration du secteur (à partir de 1998)
- \* Réalisation des opérations de privatisation (calendrier à définir)

*Mauritanie:*

- \* Renouvellement du contrat de plan et amélioration des objectifs de performance (rendement, recouvrement, créances irrecouvrables, délais de paiement, effectifs)
- \* Continuation de la réflexion en cours sur la restructuration de la Sonelec (atelier réalisé en 1996; prochaine étape à définir)

9. Il a été convenu que les Gouvernements actualiseront ces informations et prépareront des plans d'actions détaillés avant les négociations. Ces plans d'actions pourraient prendre la forme

EDM - projections

EDM - Version du 6 / 12 / 1996 -		1995 real	1996 budget	1997 projection	1998 --- >	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>KEY FIGURES</b>												
<b>ACTIVITY</b>												
<b>TOTAL Energy</b>	GWh	313	332	361	384	408	434	470	515	564	619	678
Energy generation	GWh	313	332	361	384	408	379	265	267	269	271	281
Energy purchase	GWh					55	205	248	295	347	397	
Global efficiency	%	77,5%	80,1%	81,2%	82,3%	83,4%	84,4%	85,4%	85,4%	85,4%	85,4%	85,4%
<b>Energy sales</b>	GWh	243	266	293	316	340	367	402	440	482	528	579
Average Tarif	CFAF/kW	71,6	71,6	71,6	73,6	75,4	77,3	79,4	79,4	79,4	79,4	79,4
Year increase					2,6%	2,6%	2,6%	2,6%				
<b>Water production</b>	M m3	29,4	30,2	30,8	31,4	32,3	33,0	34,7	35,4	36,2	37,1	37,1
Global efficiency	%	69,9%	72,0%	74,0%	76,0%	78,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%
<b>Water sales</b>	M m3	20,7	21,7	22,8	24,0	25,2	26,4	27,7	29,1	30,6	32,1	33,7
Average Tarif	CFAF/m3	190,1	195,1	247,8	254,2	260,8	267,6	274,6	274,6	274,6	274,6	274,6
Year increase				2,6%	27,0%	2,6%	2,6%	2,6%				
<b>FINANCIAL PERFORMANCE</b>												
<b>Total Revenues</b>	B CFAF	23,3	25,5	29,2	32,1	35,3	38,8	43,2	47,0	51,1	55,5	60,4
Energy Revenues		17,4	19,1	21,0	23,2	25,7	28,4	31,9	34,9	38,2	41,9	45,9
Water Revenues		3,9	4,2	5,7	6,1	6,6	7,1	7,6	8,0	8,4	8,8	9,3
<b>Total Operating Income</b>	B CFAF	2,7	3,4	3,8	3,6	4,8	4,7	4,8	5,2	5,3	4,6	5,0
Operating Income Energy		2,9	3,5	3,1	3,3	4,6	3,8	2,6	3,1	3,2	3,7	4,6
Operating Income Water		-0,2	-0,1	0,7	0,4	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1	0,2	0,4
<b>Net Income</b>	B CFAF	0,8	1,2	1,0	0,9	0,9	0,2	-1,5	-1,6	-1,6	-1,1	-0,2
<b>Gross Internal Cash Generated</b>	B CFAF	6,1	7,9	9,8	11,8	13,3	13,6	13,1	14,3	15,2	16,4	18,0
<b>Net Internal Cash Generated</b>	B CFAF	4,0	7,8	5,6	6,4	8,3	7,5	3,9	4,0	3,9	4,1	1,7
Equity	B CFAF	48,7	71,7	79,8	81,8	82,8	83,0	81,4	79,9	78,2	77,1	77,0
<b>FINANCIAL INDICATORS</b>												
Operating Income as % of Revenues		12%	13%	13%	11%	14%	10%	6%	7%	7%	7%	8%
Net Income as % of Revenues		4%	5%	3%	2%	3%	0%	-4%	-3%	-3%	-2%	0%
Rate Base (average net fixed assets)	B CFAF	81,4	93,5	122,6	145,8	156,5	167,2	180,0	191,5	199,1	204,5	209,3
Rate of return on Rate Base	%	8%	8%	8%	8%	9%	8%	7%	7%	8%	8%	9%
Debt Service Coverage Ratio		3,6	2,7	3,3	3,7	3,9	3,0	2,1	2,0	1,9	1,9	1,9
Self-financing Ratio	%	62%	26%	14%	31%	45%	34%	16%	19%	22%	23%	9%
Debt Equity Ratio		0,8	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,4	1,4
Current Ratio		1,5	1,8	1,4	1,4	1,3	1,1	0,8	0,5	0,3	0,1	0,0
<b>OTHER INDICATORS</b>												
Suppliers	months	21,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Inventories (hors gasoil)	months	5,3	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Receivables	months	9,0	3,2	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Taux de recouvrement	%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%

SENELEC - projections

SENELEC - Version du 18/11/1996 -			1995 real	1996 budget	1997 projection	1998 projection	1999 projection	2000 projection	2001 projection	2002 projection	2003 projection	2004 projection	2005 projection
<b>KEY FIGURES</b>													
<b>ACTIVITY</b>													
<b>TOTAL Energy</b>		GWh	1 086	1 198	1 251	1 307	1 363	1 428	1 493	1 562	1 644	1 731	1 822
Energy generation		GWh	1 086	1 198	1 251	1 108	967	1 029	878	783	910	1 045	1 184
Energy purchase		GWh			200	399	399	615	779	734	685	685	638
<i>Global efficiency</i>		%	82,7%	82,0%	82,5%	83,0%	83,5%	84,0%	84,5%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%
<b>Energy sales</b>		GWh	695	982	1 032	1 085	1 141	1 208	1 262	1 328	1 397	1 471	1 549
Average Tarif		CFAF/kWh	70,6	72,4	74,3	76,2	78,2	80,2	81,3	82,3	83,4	84,6	85,6
Year increase				2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
<b>FINANCIAL PERFORMANCE</b>													
Total Revenues		(B CFAF)	66,2	74,3	80,1	86,3	93,2	100,5	107,1	114,2	121,7	129,8	138,4
Energy Revenues			63,4	71,1	76,6	82,7	89,2	96,2	102,5	109,3	116,5	124,2	132,5
Operating Income			5,0	3,8	3,5	5,6	5,7	7,7	8,3	10,0	11,2	12,5	13,7
Net Income before special reserve(*)			2,1	1,2	1,0	3,3	3,6	5,6	6,3	8,2	9,3	10,5	11,5
Gross Internal Cash Generated			17,6	16,4	16,9	19,3	19,7	22,1	23,0	25,2	26,8	28,6	30,3
Net Internal Cash Generated			-10,3	5,6	4,2	8,6	11,8	10,5	10,0	3,9	18,8	23,9	24,7
Equity			62,1	63,3	64,3	67,6	71,0	76,7	83,0	91,2	100,5	111,0	122,5
<b>FINANCIAL INDICATORS</b>													
Operating Income as % of Revenues			8%	5%	4%	7%	6%	8%	8%	9%	9%	10%	10%
Net Income as % of Revenues			3%	2%	1%	4%	4%	6%	6%	7%	8%	8%	8%
Rate Base (average net fixed assets)	B CFAF		119,3	126,2	125,7	125,0	124,5	124,5	124,8	125,5	126,6	128,2	130,4
Rate of return on Rate Base	%		15%	13%	13%	15%	16%	18%	18%	20%	21%	22%	23%
Debt Service Coverage Ratio			0,6	1,3	1,3	1,6	1,6	1,8	1,8	1,9	4,5	6,2	5,6
Self-financing Ratio	%		-62%	29%	34%	66%	85%	73%	65%	24%	109%	133%	130%
Debt Equity Ratio			1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Current Ratio			1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,6	2,1	2,5	2,9
<b>OTHER INDICATORS</b>													
Customers per employee													
Receivables	months		5,9	4,0	3,3	2,7	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Taux de recouvrement	%		100%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%

SONELEC - projections

SONELEC - Version du 18 / 11 / 1996 -			1995 real	1996 budget	1997 projection	1998 --->	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>KEY FIGURES</b>													
<b>ACTIVITY</b>													
<b>TOTAL Energy</b>	GWh	162	180	197	217	229	242	255	269	284	299	316	
Energy generation	GWh	162	180	197	217	229	242	183	161	175	191	207	
Energy purchase	GWh							72	109	109	109	109	
<i>Global efficiency</i>	%	88,5%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	
<b>Energy sales</b>	GWh	144	158	174	191	202	213	224	237	250	264	278	
Average Tarif	UM/kWh	29,8	22,6	24,1	26,5	26,8	27,9	28,9	29,9	29,9	29,9	29,9	
<i>Year Increase</i>			-8,0%	7,0%	6,0%	5,0%	4,0%	3,5%	3,5%				
<b>Water production</b>	M m3	14,7	16,3	16,5	23,2	23,2	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	
<i>Global efficiency</i>	%	76,2%	77,0%	78,0%	79,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	
<b>Water sales</b>	M m3	11,2	12,6	12,9	18,3	18,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	
Average Tarif	UM/m3	120,4	130,1	130,2	147,5	154,9	161,1	165,8	172,6	178,6	184,9	191,1	
<i>Year Increase</i>			8,0%	7,0%	6,0%	5,0%	4,0%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	
<b>FINANCIAL PERFORMANCE</b>													
Total Revenues	B UM	5,3	5,3	6,1	7,7	8,4	9,9	10,6	11,4	11,9	12,5	13,1	
Energy Revenues		3,0	3,6	4,2	4,9	5,4	5,9	6,5	7,1	7,5	7,9	8,3	
Water Revenues		1,3	1,6	1,8	2,7	2,9	3,8	3,9	4,1	4,2	4,4	4,5	
Total Operating Income	B UM	0,6	0,3	0,4	1,0	1,0	1,7	1,7	1,9	1,7	1,5	1,3	
Operating Income Energy		-0,6	0,0	0,2	0,5	0,6	0,7	0,7	0,9	0,9	1,0	1,0	
Operating Income Water		0,0	0,3	0,2	0,6	0,5	1,0	1,0	1,0	0,8	0,5	0,3	
Net Income	B UM	0,1	0,1	0,1	0,4	0,4	0,7	0,7	0,8	0,8	0,4	0,2	
Gross Internal Cash Generated	B UM	2,1	1,2	1,4	2,0	2,2	2,8	2,9	3,0	3,2	3,3	3,5	
Net Internal Cash Generated	B UM	0,9	1,1	0,8	0,8	0,9	1,5	1,3	1,1	0,8	0,4	0,7	
<b>FINANCIAL INDICATORS</b>													
Operating Income as % of Revenues		-11%	5%	7%	13%	12%	17%	16%	16%	14%	12%	10%	
Net Income as % of Revenues		2%	1%	2%	6%	4%	7%	7%	7%	5%	3%	1%	
Rate Base (average net fixed assets)	B UM	9,9	10,7	13,3	17,2	20,9	22,9	23,2	25,2	29,6	34,2	39,0	
Rate of return on Rate Base	%	21%	11%	11%	12%	11%	12%	12%	12%	11%	10%	9%	
Debt Service Coverage Ratio		3,0	2,3	2,2	2,6	2,6	2,9	2,4	2,1	1,8	1,7	1,8	
Self-financing Ratio	%	63%	47%	17%	17%	19%	75%	97%	20%	12%	7%	10%	
Debt Equity Ratio		0,9	1,1	1,6	2,0	2,3	2,2	2,0	2,2	2,4	2,7	3,1	
Current Ratio		1,8	1,7	1,5	1,5	1,4	1,6	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	
<b>OTHER INDICATORS</b>													
Customers per employee													
Suppliers	months	9,8	6,0	5,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Inventories (hors gasoil)	months	15,1	15,0	13,3	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	
Receivables	months	4,1	3,2	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
Taux de recouvrement	%	90%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	

**Projet d'électrification  
du barrage de Manantali**

**Note de travail sur la sécurisation des  
remboursements des emprunts**

**Objet :** Garanties mobilisables pour des concours en risque direct (prêt à la SOGEM sans garantie des Etats ou d'autres tiers)

La sécurisation du remboursement des concours se fonde habituellement sur une analyse détaillée des risques entourant chaque projet. Dans le cas du projet de Manantali, cette analyse ne pourra être achevée, et l'importance des risques ne pourra être correctement appréciée, qu'après un examen approfondi de l'ensemble des dispositions contractuelles ou conventionnelles qui constitueront le cadre de fonctionnement du projet. A ce stade, la liste des garanties et sécurités qui pourraient être demandées figurant ci-après, n'est qu'indicative et devra être précisée ultérieurement.

Par ailleurs, il convient de souligner que certaines des dispositions destinées à assurer la sécurité des concours figureront dans les textes ou accords ou contrats régissant le fonctionnement de ce projet ; l'évaluation de ces dispositions contribuera à déterminer le dispositif final des garanties.

**1 - Les garanties et sécurités relevant des accords, protocoles ou contrats conclus ou à conclure  
dans le cadre du projet**

**1.1 - Couverture des risques « SNE » ou secteur électrique**

- autorisation de coupure mentionnée explicitement dans les contrats de vente (règle de coupure à préciser)
- pour mémoire : il convient de prévoir dans les contrats de vente entre les SNE et la SOGEM le règlement d'intérêts moratoires en cas de retard de paiement des factures.

**1.2 - Couverture des risques liés à la SEM**

- modalités de rupture du contrat SEM - SOGEM à préciser
- réduction de la part de rémunération de l'opérateur (clause de bonus-malus) en cas d'entretien périodique insuffisant (en référence du cahier des charges à établir et à annexer au contrat et après mise en demeure) ;
- insuffisance d'efforts de recouvrement : idem ;
- obligation de souscrire une assurance professionnelle ;
- constitution d'un dépôt de garantie sur un compte bloqué ou caution bancaire d'un montant équivalent au profit de la SOGEM, mobilisables totalement ou partiellement en cas de défaillance de l'opérateur (cas à préciser) ;

Pour mémoire : il convient de prévoir dans le contrat «entre la SEM et la SOGEM des intérêts moratoires en cas de retard de règlement de la redevance.

Dans tous les cas, l'importance de la rédaction du contrat pour sécuriser le règlement de la redevance due par la SEM à la SOGEM et permettre à cette dernière d'honorer le service de sa dette, implique que les bailleurs de fonds émettent un avis de "non-objection" sur le contrat liant SEM et SOGEM, avant la signature de ce dernier.

**1.3 - Couverture des risques techniques**

- garanties constructeurs / fournisseurs...
- provisions pour gros entretien et réparation à constituer ;

## **2 - Garanties et sécurités extrinsèques**

### **2.1 - Couverture des risques liés aux SNE ou aux secteurs énergie**

- lettre de politique sectorielle ou lettre de « confort » précisant notamment que :

\* les Etats feront ce qui est en leur pouvoir pour faire respecter les modalités de fonctionnement du projet (répartition de l'énergie, calcul du prix d'enlèvement, ...) et que rien ne pourra être modifié de ces modalités sans concertation avec les bailleurs de fonds du projet ; tout ceci concerne aussi les éventuelles réformes institutionnelles ;

\* les Etats se portent garants, pour ce qui les concerne, du maintien des conditions de viabilité des secteurs électriques nationaux (structure des prix de vente, fiscalité, ...)

- versement d'une avance sur consommation par la SNE ou caution bancaire d'un montant équivalent, jusqu'à échéance des prêts contractés pour la réalisation du projet (montant de l'avance à préciser en fonction de l'estimation des facturations).

- délégation de créances de quelques gros clients des SNE (liste à mentionner dans le contrat de vente de l'énergie et à actualiser régulièrement) à la SEM en cas de retard de paiement (délai à préciser) ou, identiquement, possibilité pour la SEM de vendre directement l'énergie de Manantali à ces mêmes clients avec un droits de passage sur le réseau transport/distribution des secteurs électriques.

- accords des Etats donnés à la SOGEM pour lui régler directement la consommation des administrations publiques en cas de défaillance des SNE.

### **1.2 - Couverture des risques liés à la SOGEM**

- versement des sommes dues à la SOGEM par la SEM sur un compte domiciliaire ; ouverture d'un compte séquestre nanti au profit des bailleurs concernés ;

### **1.3 - Couverture des risques généraux**

- mécanisme de concertation obligatoire avec bailleurs de fonds concernés, la SOGEM, et les autorités politiques de l'OMVS en cas d'événements affectant la viabilité du projet et menaçant la sécurité des remboursements.

- souscription d'une police d'assurance ;

### **1.4 - Couverture des risques financiers**

pour la SEM, la SOGEM et les SNE (risques de change, de convertibilité, .... )

- garanties de transfert et de changes pour les parties concernées du projet.

### **1.5 - Autres garanties**

- traitement pari-passu de la dette de tous les bailleurs de fonds ;

- clause de « négative pledge » : obtention des garanties demandées par d'autres bailleurs de fonds et non prévues ci-dessus (sauf la garantie des Etats).