

11090

ORGANISATION POUR LA MISE EN VALEUR DU FLEUVE SENEgal

O.M.V.S.

Evaluation économique du programme
d'aménagement du Fleuve Sénégal

Barrages de DIAMA et de MANANTALI

Notes Complémentaires

HAUT COMMISSARIAT

Ingénieurs Conseils :

Sir Alexander GIBB & PARTNERS

Groupement MANANTALI

OCTOBRE 1979

PREAMBULE

Ce document a été préparé en réponse aux questions soulevées au cours de la réunion des sources de financement qui s'est tenue à DAKAR les 26, 27 et 28 septembre.

Ces questions se résument comme suit :

- comment s'expliquent les différences constatées entre le Rapport d'Evaluation Globale de juillet 1978 et l'Evaluation Economique d'août 1979 ?
- quels sont les risques de déficit aux différentes cotes de retenue du barrage de MANANTALI, notamment entre 208 mètres et 195 mètres IGN ?
- n'y a-t-il pas de sources d'approvisionnement plus économiques pour BAMAKO et KAYES que les centrales thermiques introduites dans l'Evaluation d'août 1979 ?
- quelles justifications peut-on donner aux prévisions relatives à la demande d'énergie dans les agglomérations de BAMAKO et de KAYES ?
- comment s'explique le coût élevé du kWh thermique introduit dans l'analyse de rentabilité ? Est-il justifié de prévoir qu'il augmentera plus vite que les taux d'inflation moyens ?
- quel est le coût exprimé en valeurs 1979, d'un barrage à la cote 208, 204, 200 ou 195 m IGN ?

Le présent document répond à ces questions dans l'ordre suivant :

- une première note expose et explique les différences qui existent entre le Rapport d'Evaluation Globale de juillet 1978 et l'Evaluation Economique d'août 1979.
Elle est établie par Sir Alexander Gibb & Partners;

- une deuxième note répond aux questions soulevées à propos du barrage de MANANTALI dans le chapitre 3 de l'Evaluation Economique d'août 1979 :
 - . évaluation et comparaison des déficits aux différentes cotes de retenue du barrage de MANANTALI,
 - . informations sur les sites hydroélectriques au Mali,
 - . justification des prévisions de la demande en énergie à BAMAKO et à KAYES,
 - . justification du coût du kWh thermique introduit dans l'analyse de rentabilité de la centrale de MANANTALI,
 - . évaluation, en valeurs 1979, du coût du barrage aux cotes de 208, 204, 200 et 195 mètres.

Elle est établie par le Groupement Manantali.

Au cours de l'élaboration de ces deux notes, les ingénieurs de Sir Alexander Gibb & Partners et du Groupement Manantali ont eu des échanges de vue qui leur ont permis d'atteindre un large accord, notamment au sujet de l'évaluation du coût du barrage de MANANTALI.

NOTE N° 1

Sir Alexandre GIBB & Partners

COMPARAISONS ENTRE L'ETUDE GLOBALE ET LE RAPPORT D'EVALUATION

En février 1978, Sir Alexander Gibb & Partners ont été engagés par PNUD/BIRD pour réaliser l'Etude Globale pour le compte de l'OMVS. Cette étude fut la première qui tienne compte de la complémentarité des deux barrages proposés à Diama et à Manantali. Jusqu'alors, ces deux barrages avaient été examinés en tant que projets individuels et, par conséquent, traités séparément tant du point de vue technique qu'économique. L'Etude Globale fut soumise en juillet 1978 et un Rapport Supplémentaire parut en août 1978. En août 1979, l'Evaluation Economique du Programme d'Aménagement du Bassin du Sénégal fut rédigée par le Groupement Manantali sous la direction de l'OMVS et avec la collaboration du Groupement Diama, du Groupement Navigation et de Sir Alexander Gibb & Partners⁽¹⁾.

1. METHODE D'APPROCHE DE L'ETUDE GLOBALE

Afin de comparer les résultats de l'Etude Globale à ceux des évaluations antérieures établies séparément, il fut convenu de passer en revue les projets de barrage de Diama et de Manantali tels qu'ils avaient été élaborés individuellement par les deux groupes d'Ingénieurs Conseils. Dans le cadre de cet examen, ces projets séparés durent être réévalués sur une base commune, tant en ce qui concerne les coûts que les bénéfices. Les composantes techniques de chaque projet ont été maintenues, sous certaines réserves, telles qu'elles avaient été établies par les consultants dans les rapports disponibles à cette date. L'une de ces réserves, relative à Manantali, avait déjà été introduite par le Groupement Manantali et avait trait aux caractéristiques géologiques du site.⁽²⁾

Après avoir examiné chacun des projets, l'Etude Globale poursuivit son objectif principal qui était d'envisager les conséquences de la construction simultanée des deux barrages et, en alternative, celles de la construction de l'un des barrages après achèvement de l'autre. A ce stade de l'étude, les composantes techniques et la conception des deux ouvrages furent modifiées, premièrement, pour

(1) A ce stade Sir Alexander Gibb & Partners ont été engagés par le PNUD pour le compte de l'OMVS.

(2) Manque possible de résistance au cisaillement dans les zones pellitiques (roches limoneuse) à Manantali pour lesquelles on attendait alors les résultats des essais.

tenir compte de leur complémentarité, et, deuxièmement, pour accroître au maximum le taux de rentabilité de leur aménagement intégré, les deux barrages étant considérés comme un seul projet.

Ainsi, dans la deuxième partie de l'Etude Globale, Sir Alexander Gibb & Partners ont jugé nécessaire de proposer des plans et études préliminaires s'ouvrant sur différentes solutions et, notamment, sur un barrage plus bas à Manantali.

Il a été admis que cela pourrait créer certains problèmes du fait que les projets établis par les Ingénieurs Conseils (c'est-à-dire une écluse de 25 m de large à Diama et un niveau de retenue de 208 m à Manantali) avaient atteint un niveau de précision beaucoup plus poussé que les alternatives proposées dans l'Etude Globale.

1.1. Les principales modifications introduites dans la conception du projet

Sur la base de l'évaluation technique et économique ainsi entreprise, Gibb a proposé cinq modifications relatives à l'ensemble des deux barrages, afin de les rendre plus intéressants en termes d'investissement et de taux de rentabilité. Ces modifications sont définies au point 9.2 de l'Etude Globale, de la manière suivante :

- 1) La route proposée sur la rive droite à Diama, et qui eut constitué une liaison entre St Louis et Nouakchott, réduirait la rentabilité économique du projet ; par conséquent, il était suggéré de l'exclure.
- 2) Une écluse plus petite, de 13 m x 150 m, à Diama devrait suffire aux besoins de la navigation (au lieu de 25 m x 200 m).
- 3) Afin d'optimiser le taux de rentabilité des investissements de Manantali, la construction de la centrale électrique devrait être postposée et il conviendrait de revoir l'objectif de production de 800 GWh d'énergie garantie. Par conséquent, un barrage moins haut devrait être pris en considération, à condition toutefois qu'une production d'énergie plus faible soit acceptée.

- 4) Une économie sur la hauteur du barrage de Manantali pourrait être réalisée dans la mesure où le barrage de Diama devrait empêcher les pertes de débit importantes à l'embouchure ; ce facteur conjugué avec les considérations du point 3 ci-dessus a conduit l'étude à envisager un niveau de retenue de 195 m environ à Manantali, c'est-à-dire un niveau inférieur de 13 m à celui de 208 m retenu dans le cadre du projet de Manantali, tel qu'il avait été étudié séparément.
- 5) Le projet de barrage de Diama devrait être modifié de façon à en exclure la fonction de réservoir et, par conséquent, la digue en rive droite.

Les points 4 et 5 ne s'appliquent qu'à l'aménagement intégré simultané de Diama et Manantali.

L'Etude Globale a été réalisée en quatre mois et a couvert tous les aspects du programme proposé par l'OMVS, y compris l'irrigation, la production d'énergie, la navigation et le contrôle des crues. Gibb a reconnu que, bien que les conclusions mentionnées ci-dessus se fondent sur des bases techniques et économiques solides, elles devaient faire l'objet de discussions détaillées avec l'OMVS et les Ingénieurs Conseils des deux projets, afin de pouvoir en examiner tous les aspects en profondeur. De telles discussions auraient dû conduire à un affinement des solutions techniques relatives au projet intégré Manantali/Diama, tel qu'il est proposé dans l'Etude Globale.

1.2. Navigation

Les résultats définitifs de l'étude de Lackner sur la navigation n'étaient pas disponibles lors de l'Etude Globale. Une évaluation préliminaire fut réalisée mais, ses résultats n'étant pas encourageants, l'évaluation économique des deux barrages fut effectuée sans tenir compte des bénéfices dus à la navigation. Cependant, le principe de lâchures à Manantali pour rendre la navigation possible a été retenu. La navigation pourrait ainsi être éventuellement traitée en tant que projet séparé avec ses propres avantages, sans réduire les bénéfices attendus de l'irrigation et de la production d'énergie.

2. COMPARAISON AVEC LES CONCLUSIONS DE L'EVALUATION ECONOMIQUE

Parmi les cinq points de l'Etude Globale, cités ci-dessus, appelés à modifier les projets originaux, le point 1 (exclusion de la route à Diama) et une partie du point 3 (ajournement de la centrale électrique de Manantali) n'ont pas soulevé de discussions. Les points 2 (écluse plus petite), 4 (barrage de Manantali plus bas) et 5 (digue sur la rive droite) ont été repris dans le Rapport d'Evaluation d'août 1979.

Après examen des analyses présentées dans le Rapport d'Evaluation et introduction de quelques analyses nouvelles (taux de rentabilité des investissements complémentaires d'un barrage plus élevé à Manantali ; hypothèse (1) du coût du carburant et séparation des bénéfices de la navigation) Sir Alexander Gibb & Partners se rangèrent aux conclusions générales présentées dans le rapport sur les questions principales (points 2, 4 et 5). La plupart des données et des textes du rapport ont été préparés par les Ingénieurs Conseils chargés des différents projets. Il n'a pas été jugé nécessaire que les autres consultants participant à ce rapport les examinent en détail, dès lors qu'un accord était acquis sur les conclusions générales.

Les conclusions du Rapport d'Evaluation sur la largeur de l'écluse à Diama ont effectivement confirmé celles de l'Etude Globale mais en proposant de l'allonger (175 m au lieu de 150 m) pour permettre le passage de convois de barges comprenant des barges automotrices ainsi qu'un pousseur. La largeur, qui est la dimension la plus critique en termes de coûts, demeurait telle que suggérée dans l'Etude Globale, à savoir 13 m. Sir Alexander Gibb & Partners ont admis qu'une longueur supplémentaire devrait être envisagée pour donner une plus grande flexibilité de fonctionnement.

Les conclusions du Rapport d'Evaluation ont également confirmé celles de l'Etude Globale au sujet de la rive droite (mais en recommandant l'ajournement de la digue et non son élimination pure et simple).

Il convient donc de noter que, la longueur exacte de l'écluse de Diama mise à part, et par rapport aux cinq points principaux relatifs à la modification du projet, avancés dans l'Etude Globale et résumés dans la Section 2 ci-dessus, le Rapport d'Evaluation d'août 1979 n'a abouti à une conclusion différente que sur un seul point, à savoir la hauteur à adopter pour le barrage de Manantali.

3. COMPARAISON ENTRE LES EVALUATIONS DE MANANTALI

Le Rapport d'Evaluation d'août 1979 a confirmé qu'il était possible de satisfaire aux objectifs de l'irrigation et de la navigation avec des niveaux de retenue s'étendant entre 195 m et 212 m et que les bénéfices tangibles⁽¹⁾ d'un barrage plus élevé tiennent essentiellement à sa plus grande capacité de production d'énergie (voir sous-section 3.4.1. du Rapport d'Evaluation).

Le Rapport d'Evaluation a indiqué que le taux de rentabilité relatif à la production d'énergie pour diverses hauteurs de barrage varie très peu, tant en ce qui concerne la seule énergie garantie que l'énergie totale. L'écart est au maximum de 0,9 % pour le barrage de 208 m si l'analyse se fonde sur l'énergie garantie et de 0,5 % en faveur d'un barrage de 195 m si l'on tient compte de l'énergie garantie et de l'énergie marginale. Quoique l'Etude Globale n'ait pas présenté d'analyse sous cette forme, les chiffres présentés à la page 99 du Rapport de l'Etude Globale (en ce qui concerne particulièrement les variantes (iv) et (v)) montrent clairement que les différences entre les taux de rentabilité sont également faibles.

Les principales différences entre l'Etude Globale (y compris le Rapport Supplémentaire d'août 1978) et le Rapport d'Evaluation d'août 1979 proviennent des facteurs suivants :

- i) Modification du plan d'ensemble du barrage de Manantali afin d'éviter de construire les fondations de la section en béton sur les roches pellitiques. Cette modification a entraîné un accroissement considérable du volume des remblais.
- ii) La section en béton correspondant à la conception première d'un barrage de 195 m tel que proposé dans l'Etude Globale était plus courte que celle du barrage de 208 m proposé dans le Rapport du Projet du Gouyement Manantali, mais la section en béton d'un barrage de 208 m avait été légèrement raccourcie au moment où le Rapport d'Evaluation était en cours d'élaboration. Par ailleurs, certaines propositions de l'Etude Globale concernant la conception d'un barrage moins élevé n'ont pas été adoptées par le Gouyement Manantali.

(1) Certains éléments tels que la crue artificielle et la sécurité à long terme n'ont pas été évalués en termes monétaires.

- iii) Adoption de coûts du combustible plus élevés pour la production d'énergie thermique dans le Rapport d'Evaluation.
- iv) L'inclusion de Kayes dans la projection des demandes d'énergie.
- v) L'Etude Globale indique une performance plus favorable du barrage de 195 m que ne le fait le Rapport d'Evaluation.

Ces facteurs sont discutés de manière plus détaillée dans les sections ultérieures.

Au total, ces facteurs engendrent un taux de rentabilité de la production énergétique plus élevé que celui qui se dégage de l'Etude Globale et du Rapport Supplémentaire. Le Rapport Supplémentaire aboutissait au mieux à un taux de rentabilité de 7 % de l'investissement complémentaire pour un barrage à niveau de retenue de 208 m au lieu de 195 m, tandis que le Rapport d'Evaluation dégage un taux de rentabilité allant jusqu'à 9,5 % (énergie totale).

- iii) Adoption de coûts du combustible plus élevés pour la production d'énergie thermique dans le Rapport d'Evaluation.
- iv) L'inclusion de Kayes dans la projection des demandes d'énergie.
- v) L'Etude Globale indique une performance plus favorable du barrage de 195 m que ne le fait le Rapport d'Evaluation.

Ces facteurs sont discutés de manière plus détaillée dans les sections ultérieures.

Au total, ces facteurs engendrent un taux de rentabilité de la production énergétique plus élevé que celui qui se dégage de l'Etude Globale et du Rapport Supplémentaire. Le Rapport Supplémentaire aboutissait au mieux à un taux de rentabilité de 7 % de l'investissement complémentaire pour un barrage à niveau de retenue de 208 m au lieu de 195 m, tandis que le Rapport d'Evaluation dégage un taux de rentabilité allant jusqu'à 9,5 % (énergie totale).

4. LES DIFFERENCES DE COUTS4.1 Modifications du Plan d'Ensemble du barrage de Manantali afin d'éviter la pose des fondations de la section en béton sur les pellites

Il a été affirmé dans l'Etude Globale que les pellites qui se trouvent dans le lit du fleuve offrent une faible résistance au cisaillement et que des essais effectués par le groupement Manantali, permettant d'établir leurs caractéristiques, étaient en cours. Il a été également affirmé que des mesures spéciales seraient nécessaires pour résoudre le problème de la faible résistance au cisaillement (voir Section 3.3 de l'Etude Globale).

Les résultats des essais, devenus disponibles par la suite, ont montré que la résistance au cisaillement était effectivement faible ; les mesures adoptées par le Groupement Manantali visaient à la construction de la section en béton du barrage sur le flanc gauche de la plaine d'inondation au lieu d'une position plus centrale dans le lit du fleuve. Cette modification a eu pour effet d'accroître considérablement l'excavation et le remblaiement de la section en remblai du barrage (à quelque hauteur que ce soit). Ceci, à son tour, réduisait les rapports de coûts entre des barrages de hauteurs différentes.

4.2 Conception du barrage et longueur de la section en béton

Le Groupement Manantali a retenu le principe de la construction d'une section de barrage en béton plus particulièrement pour la dérivation temporaire du fleuve pendant la période de construction. D'un autre côté, Gibb, dans l'Etude Globale, a adopté une disposition différente dans son projet préliminaire de barrage à 195 m de retenue.

Gibb considérait que la centrale électrique du barrage pourrait être utilisée pour dériver le fleuve pendant la construction, diminuant ainsi la quantité de béton nécessaire; ce qui diminue les coûts.

Le résultat de la solution alternative du groupement Manantali utilisé dans le Rapport d'Evaluation, est de réduire la différence de coût entre le barrage de 195 m et celui de 208 m au-dessous de la somme mentionnée dans l'Etude Globale. La différence de coût est encore réduite grâce à une légère économie réalisée dans la longueur de la section en béton du barrage à 208 m de niveau de retenue, l'abaissement des fondations et l'allongement de la section en béton au niveau de retenue 195 m, les changements au niveau 195 m résultant des études ultérieures des conditions de fondation et des études sur modèle du canal d'approche du déversoir. Une comparaison des évaluations de coûts est donnée à la Section 4.3.

4.3 Résultats des modifications introduites dans la conception du barrage sur les coûts

Dans l'Etude Globale, les coûts des barrages aux deux niveaux de retenue étaient évalués (au prix de 1978) à :

<u>Niveau de retenue</u> (mètres)	<u>Coût évalué dans l'Etude Globale</u> en milliards de FCFA (1978)
208	74 354
195	50 000
Différence	24 354 FCFA

(24 354 milliards de FCFA équivalait à 99,4 millions de dollars américains au taux de change en vigueur à cette époque qui était 245 FCFA = 1,00 dollar américain).

Dans le Rapport d'Evaluation, les chiffres donnés par le Groupement Manantali (voir page 3 - 15) ne se fondent pas sur les mêmes bases que ceux de l'Etude Globale. Ils comprennent en effet toute la centrale (l'Etude Globale ne prévoit que les fondations) et utilisent les prix de 1976.

Il faut remarquer que les différences de coût sont les suivantes :

<u>Niveau de retenue</u> (mètres)	<u>Coût estimé dans le Rapport</u> <u>d'Evaluation du barrage et</u> <u>de la centrale</u> (en milliards de FCFA)
208	90,1
195	73,8
Différence	16,3 milliards FCFA

On ne peut pas établir de comparaison exacte entre les chiffres cités ci-dessus du fait que la capacité installée de la centrale à 195 m IGN est différente de celle utilisée dans l'étude globale.

Après avoir tenu compte des modifications décrites ci-dessus, les coûts des barrages aux niveaux de retenue de 195 m et 208 m donnés par le Groupement Manantali dans le Rapport d'Evaluation diffèrent légèrement de ceux donnés par Gibb. Cependant, ni Gibb ni le Groupement Manantali n'ont jugé ces différences assez importantes pour modifier les conclusions générales présentées dans le Rapport d'Evaluation. Elles affectent cependant le taux de rentabilité de la hauteur complémentaire.

Les facteurs techniques à partir desquels des différences dans l'évaluation des coûts ont surgi ont été discutées à nouveau par le Groupement Manantali et par Gibb. Un accord a été acquis sur tous les points, excepté celui, suggéré par Gibb, de dériver le fleuve par la centrale électrique pendant la construction. Bien que le Groupement Manantali admette la possibilité de cette méthode de dérivation, il considère que les risques seraient accrus si le barrage n'était pas achevé à la date proposée pour la mise en eau et, de ce fait, les estimations de coût devraient prévoir une solution éventuellement plus onéreuse.

Les évaluations du coût des projets alternatifs incluant les fondations d'une future centrale électrique, d'une route d'accès, du recasement, les travaux d'ingénierie et les frais administratifs sont les suivantes :

<u>Valeur de référence</u>	<u>Gibb</u>	<u>Retenue de 195 m</u>	<u>Retenue de 208 m</u>
		<u>Groupement Manantali</u>	<u>Groupement Manantali</u>
Prix de 1976	54,1	54,6	67,8
Prix de 1978	62,5	63,1	78,4
Prix de 1979	68,7	69,4	86,3

En ce qui concerne la route d'accès et le recasement, Gibb avait estimé un coût supérieur de 0,6 milliard à celui du Groupement Manantali. Cependant, compte tenu du fait que le Groupement disposait de données plus précises à ce sujet, ses estimations de coût pour ces postes ont été adoptées.

Aux prix de 1979, la différence des coûts entre le barrage de 195 m et celui de 208 m est donc de 16,9 ou 17,6 milliards FCFA selon que la dérivation provisoire passe ou non par la centrale. Ces chiffres correspondent respectivement à environ 79 et 82 millions de dollars américains.

5. LES DIFFÉRENCES D'EVALUATION DES PROJETS

5.1. Adoption de coûts du combustible plus élevé

L'Etude Globale a adopté un coût de carburant de 7,84 FCFA par KWh (prix 1978⁽¹⁾) à Bamako contre un coût de 16,6 FCFA (prix 1979) dans le rapport d'Evaluation, ou 13 FCFA (prix 1976). La structure de ces coûts est résumée ci-après.

(1) Le mode d'évaluation de ce coût est donné à l'Annexe 1.

(FCFA/KWh)

	<u>Etude Globale</u>	<u>Rapport d'Evaluation</u>
	(1978)	(1979)
Carburant C.I.F.	4,65	4,6
Transport vers Bamako	3,19	12,0
<hr/>	<hr/>	<hr/>
Total	7,84	16,6

La différence repose uniquement sur les hypothèses divergentes adoptées au sujet du coût de transport du carburant vers Bamako. L'Etude Globale s'est servie d'un chiffre de 9,8 FCFA par tonne/km, ce qui représente la projection du prix de transport du carburant par le chemin de fer sénégalais, utilisé dans l'évaluation du Troisième Projet de chemin de fer réalisé par la Banque Mondiale. Le Rapport d'Evaluation s'est servi d'un chiffre basé sur le coût actuel de transport du carburant par route à partir d'Abidjan.

Toutes les hypothèses relatives au prix futur à Bamako sont aléatoires et, dans toute estimation de ce genre, il y a lieu de tenir compte à la fois des prix actuels et des modifications qui pourraient survenir du fait de l'aménagement prévu des infrastructures.

Les chiffres utilisés dans l'Etude Globale représentent la position la plus sévère en ce qui concerne l'évaluation des avantages hydroélectriques du projet de Manantali. L'incertitude liée aux coûts du transport vers Bamako, sur lesquels le gouvernement malien a peu de contrôle, et la vraisemblance d'un accroissement des coûts réels du pétrole dans l'avenir sont reconnues. En conséquence, un calcul réalisé dans le Rapport Supplémentaire de l'Etude Globale admettait que les coûts du carburant à Bamako puissent être doublés par rapport à ceux qui avaient été utilisés au départ. Ce chiffre est très proche de l'hypothèse 1 du Rapport d'Evaluation.

5.2. Inclusion de Kayes

Les prévisions de la demande en énergie de Bamako sont pratiquement semblables dans les deux rapports, mais le Rapport d'Evaluation y ajoute la demande prévisible de Kayes. Cette adjonction du marché de Kayes est en fait la seule différence entre les prévisions relatives à la demande totale.

L'alimentation de Kayes en électricité produite à Manantali n'était pas comprise dans l'Etude Globale ; ceci est dû au fait que la charge projetée n'était pas jugée suffisante pour justifier l'interconnexion. De nouvelles données intervenues depuis la fin de cette étude, et notamment l'accroissement des besoins en énergie de 40 GWh/an pour une nouvelle usine de ciment, laissent à penser que la charge projetée serait plus élevée et pourrait justifier une ligne d'interconnexion à partir de Manantali.

L'évaluation des bénéfices liés à l'approvisionnement de Kayes, introduit les mêmes coûts de l'énergie thermique que ceux de Bamako. Cette hypothèse est raisonnable, toute réduction du coût de transport du carburant étant contre-balancée par une installation plus petite et des besoins en carburant de meilleure qualité. A l'heure actuelle, il n'existe aucune donnée concrète au sujet d'une source d'énergie hydro-électrique susceptible d'être plus intéressante qu'une centrale thermique.

5.3. Les performances du barrage

La comparaison des études de fonctionnement réalisées dans l'Etude Globale et celles du Groupement Manantali indique qu'il n'y a aucune différence significative dans le calcul des performances du barrage à 195 m. Les différences reposent principalement sur la définition de l'énergie garantie et la méthode d'analyse du système énergétique. Dans l'Etude Globale, la production de Manantali a été traitée comme faisant partie de l'alimentation du système énergétique dans son ensemble, à différentes périodes dans l'avenir. L'énergie garantie a été comprise comme la quantité d'énergie disponible 95 % du temps, d'où l'on a déduit un montant de 40 GWh par mois (480 GWh/an), en acceptant une production d'énergie inférieure à ce chiffre 45 mois sur 90. Le système a également été examiné de manière à être sûr qu'il n'y aurait pas d'insuffisance d'énergie au cas où la production tomberait au-dessous du niveau de 40 GWh par mois pendant une période

limitée. Il a été établi que, au moment le plus critique de la période de planification, la date de la mise en service du dernier groupe à Manantali, il serait possible de tolérer une réduction de la production inférieure à 30 GWh par mois en augmentant le facteur de charge de la centrale thermique au-dessus de la normale (on arrive à ce résultat en supprimant l'entretien de routine au cours de cette période).

Le chiffre de 350 GWh/an calculé par le Groupement Manantali et cité dans le Rapport d'Evaluation représente l'énergie garantie qui est obtenue lorsque la fréquence des déficits dans l'irrigation est réduite approximativement à un an sur dix. D'après ce critère, le nombre de mois d'énergie pendant lesquels un déficit se produit serait égal à 9 sur 900, ou 1 % des mois de l'analyse.

Il faut également mettre l'accent sur le fait que les valeurs qui définissent les performances énergétiques du projet se rapportent à une situation où l'aménagement de 375 000 ha⁽¹⁾ irriguées serait complètement réalisé, ce qui n'aura pas lieu avant l'an 2020 selon les prévisions faites dans l'Etude Globale. Au cours de la période intérimaire une plus grande flexibilité dans le fonctionnement du projet permettrait une plus grande production d'énergie garantie.

L'ensemble des déficits dans l'irrigation, indiqué par le Groupement Manantali pour les deux hauteurs de barrage était faible, environ 2 % de la demande totale pour un barrage de 208 m et 4 % pour le barrage de 195 m. Les besoins en eau destinée à l'irrigation tels qu'ils étaient définis dans l'Etude Globale étaient en fait légèrement inférieurs à ceux du Groupement Manantali et le déficit moyen était inférieur à 1 % pour les deux hauteurs de barrage.

(1) 255 000 hectares plus 120 000 hectares dans la zone d'influence de Diama grâce à l'utilisation du débit de 100 m³/s garanti à la navigation.

ANNEXE 1

ESTIMATION DU COUT DU COMBUSTIBLE PAR KWh THERMIQUE,
DANS L'ETUDE GLOBALE

<u>Prix de janvier 1978</u>	<u>(Dollars US/t)</u>	<u>(FCFA/t)</u>
Prix c.i.f. Dakar (fuel lourd)	72	17 640
plus utilisation du diesel pour le démarrage ou l'arrêt des moteurs	1	245
Fret : Dakar - Bamako par voie ferrée (1280 km @ 9,8 FCFA/T.km)		
1 280 x 9,8 = 51 dollars US	51	12 495
<hr/> 245	<hr/>	<hr/>
Coût du fuel à Bamako	124	30 380

En admettant un rendement de 33 % pour
des groupes diesel de 10MW
Consommation de fuel = 0.26 Kg/KWh
d'où le coût du fuel/KWh : -

$$0,26 \cdot \frac{124}{1000} = 0,032 \text{ dollar US/KWh}$$

$$= 7,84 \text{ FCFA/KWh}$$

Taux de conversion : 1 dollar US = 245 FCFA

NOTE N° 2

1. INFLUENCE DE LA HAUTEUR DU BARRAGE SUR LES RISQUE DE DEFICIT EN
PERIODE DE SECHERESSE

L'étude des performances du barrage de MANANTALI a utilisé les données hydrologiques disponibles en 1976-77, et qui couvraient 73 années, entre 1903 et 1975.

Le critère d'évaluation des déficits admis était le suivant : l'insuffisance des apports en eau ne devrait pas dépasser une année sur dix, en moyenne, soit 10 %.

Cependant la période actuelle se caractérise par une persistance des risques de sécheresse. On a donc effectué une nouvelle analyse fondée sur la période 1903-1978, qui démontre que les déficits admis de 10 % sont en réalité dépassés et atteignent à présent 12 %.

Mais ces risques ne sont plus lourds à la cote de 195 mètres qu'à la cote de 200 mètres ou de 204 mètres. ou de 208 mètres.

Le problème que pose la réduction de la cote de retenue du barrage, en termes de sécurité, se définit en effet comme suit :

- aussi longtemps que chacun des utilisateurs (centrale, agriculture, navigation), ne demandera pas plus d'eau que ce qui correspond à ses objectifs initiaux, il n'y aura pas plus de risques de déficit à 195 mètres qu'à 208 mètres;
- en revanche, si l'un des utilisateurs dépasse ses objectifs, les risques de déficit de l'ensemble du système s'accroissent automatiquement, et deviennent d'autant plus grands que la cote de retenue diminue.

Or l'utilisateur qui a le plus de chances de dépasser ses objectifs est la centrale, dont il suffit d'accroître l'équipement pour atteindre une production plus élevée. Mais que se passera-t-il dans ce cas ?

- 1) à 204 m, par exemple si l'on maintient les objectifs de l'irrigation et de la navigation, mais que l'on produit 800 GWh/an au lieu de 640 GWh/an :

Le nombre d'années déficitaires, calculé sur une période de 76 ans, s'élève à 18,7 % pour l'énergie et à 17,3 % pour l'eau, au lieu de 10,7 % et de 13,3 % lorsqu'on ne produit que 640 GWh/an ;

2. RELEVE DES SITES HYDROELECTRIQUES AUTRES QUE MANANTALI SUSCEPTIBLES
D'ASSURER L'APPROVISIONNEMENT DE BAMAKO, CAPITALE DU MALI

2.1. LES DONNEES DISPONIBLES

En dehors de SELINGUE et de MANANTALI, aucun aménagement hydroélectrique n'a fait l'objet d'une étude complète au Mali (ni ne figure dans les plans de développement du pays).

Mais depuis une dizaine d'années, certaines reconnaissances ont été entreprises, dont les résultats sont réunis dans deux rapports :

- 1) le rapport relatif au site du barrage de SELINGUE, réalisé avec l'assistance des Nations Unies, et publié en 1973.
Ce rapport avait pour objectif de rechercher un aménagement hydroélectrique pour l'approvisionnement de BAMAKO. Il a recommandé le site de SELINGUE, sur la SANKARANI, affluent du NIGER, à 130 km de BAMAKO, après un relevé de toutes les possibilités déjà inventoriées dans la région;
- 2) le rapport relatif à la recherche de sites de barrages pour la régularisation du fleuve BANI, réalisé pour le Ministère du Développement Industriel et des Travaux Publics du Mali, avec l'assistance de l'Italie, et publié en janvier 1976.
L'objectif principal de cette étude était de proposer des mesures susceptibles d'améliorer la situation hydro-agricole de la région Sud-Est de BAMAKO. Mais elle a relevé à cette occasion certaines possibilités d'aménagement hydroélectrique, tout en soulignant que

la mise en valeur de celles-ci pourrait mettre l'agriculture en difficulté, aussi longtemps que des mesures adéquates d'irrigation et de stabilisation des apports d'eau n'auront pas été prises.

Bien que très préliminaire, elle fournit de premières indications relatives au coût des aménagements hydroélectriques de ce bassin.

2.2. LES RESULTATS

Le bilan des sites relevés par la première étude est résumé dans l'annexe A au présent chapitre.

Le bilan des sites relevés par la seconde est résumé dans l'annexe B.

Ils appellent les remarques suivantes :

1) il n'existe qu'un seul site à aménager à proximité de BAMAKO, à KENIE, situé à 35 km sur le cours aval du NIGER.

Sa puissance potentielle est de 20 MW et sa puissance garantie serait de 2,6 MW en période d'étiage et 8,8 MW en période de crue.

Un tel aménagement devrait donc être associé à un équipement thermique complémentaire, ce qui entraînerait nécessairement des coûts d'exploitation élevés.

D'autre part, le coût du barrage et de la centrale hydroélectrique n'a pas été évalué, et l'on ignore si le coût du kW installé serait économique ou pas.

Il n'est donc pas possible de proposer cette éventualité comme une alternative à la centrale de MANANTALI.

2) Il existe des sites intéressants à l'Ouest de BAMAKO, mais il sont tous plus éloignés de la capitale que MANANTALI (1) :

(1) Ligne H.T. entre MANANTALI et BAMAKO : 280 km.

il s'agit de

- GALOUGO, à 360 km, et dont la puissance installée de 285 MW exigerait un investissement beaucoup plus élevé que celui de MANANTALI (1) ;
- GOUINA et FELOU, à 380 km et 445 km respectivement, et qui seraient liés l'un et l'autre au réservoir de MANANTALI. La capacité de GOUINA pourrait s'élever à 100 MW et celle de FELOU à 75 MW, si la cote de retenue de MANANTALI atteint 208 m (1) ;
- GOURBASSI, au-delà de la frontière et en territoire sénégalais, dont la capacité serait de 20 MW à peine.

3) Au Sud et au Sud-Est de BAMAKO, une dizaine de sites ont été relevés à des distances variant de 95 à 250 km de la capitale, mais trois d'entre eux seulement, sélectionnés en fonction de leurs caractéristiques, ont fait l'objet d'une pré-analyse. Il s'agit de BAOULE III, à 150 km au Sud-Est de BAMAKO, de BAOULE IV, à 150 km également mais à l'Est, et de BAGOE II, à 250 km, au Sud-Est.

Malgré le caractère tout à fait préliminaire et indicatif des données recueillies à leur sujet, trois constatations s'en dégagent :

- il s'agit d'aménagements d'assez faible capacité : 30 MW à BAOULE III et à BAOULE IV, 45 MW à BAGOE II ;
- il semble que le régime hydraulique soit moins favorable dans cette région que dans le bassin du SENEGAL : il entraînerait de grands écarts entre la productibilité garantie en période de sécheresse et la productibilité moyenne ; ainsi
 - . à BAOULE IV et à BAOULE III, la productibilité moyenne annuelle est évaluée à quelque 121 à 124 GWh, mais la productibilité en période de sécheresse ne dépasserait pas 55 à 63 GWh/an
 - . et à BAGOE II, cet écart est plus important encore : 193 GWh/an en moyenne, 33 GWh/an en période sèche;

(1) Cette évaluation a été faite par Senegal-Consult en 1970, après avoir analysé l'ensemble des possibilités de régularisation et de production énergétique du bassin.

Il est difficile de tirer des conclusions des données disponibles. Il apparaît cependant de façon claire que des aménagements hydro-électriques risquent d'être coûteux dans cette région, en raison des variations très marquées des débits et des caractéristiques des sites (larges vallées conduisant à la construction de barrages longs et bas).

Pour prendre l'exemple de l'aménagement de BAOULE III, les coûts d'investissement sont donnés dans le rapport de 1976 de Nuovo Castoro. Cependant, il apparaît que le volume du remblai des digues, tel qu'il est proposé, est largement sous-estimé (le facteur de majoration devant être égal au moins à 2). D'autre part, les évaluations des coûts sont trop faibles.

Un examen rapide de ces données préliminaires conduit à considérer que le coût d'investissement par kW rendu à BAMAKO serait d'environ 800 000 F.CFA en valeurs 1976, en ce compris les intérêts intercalaires, les lignes H.T. et l'exploitation d'une centrale thermique complémentaire.

L'investissement total d'une centrale de 30 MW serait d'environ 24 milliards de F.CFA, en ce compris les coûts connexes cités plus hauts. Pour une production moyenne annuelle de 124 GWh, cela induirait un coût supérieur à 20 F.CFA/kWh fourni à BAMAKO, en valeurs 1976 - c'est-à-dire un coût semblable ou supérieur à celui qui a été introduit dans le Rapport d'Evaluation Economique.

RELEVE DES SITES HYDROELECTRIQUES RECONNUS DANS UN RAYON DE 100 A 500 km
DE BAMAKO, AU MALI

Source : reconnaissance du site du barrage de SELINGUE - Rapport final -
1973 (Nations Unies - Ingénieurs Conseils : Carlo Lotti & Cie)

PETIT KENIE

- Localisation : 35 km en aval de BAMAKO sur le NIGER.
- Puissance maximale : 20 MW.
- Puissance garantie : . 2,6 MW en période d'étiage
. 8,8 MW en période de crue.
- Productibilité moyenne : 100 GWh/an.
- Niveau des études : préliminaire.
- Coût : non évalué.

GRAND KENIE

- Puissance maximale : 120 MW.
- Puissance garantie en étiage : 21 MW.
- Productibilité moyenne : 600 GWh/an.

Mais problème majeur posé par la zone de submersion du réservoir qui noyerait toute l'agglomération de BAMAKO.

Ce site n'est donc pas exploitable.

GALOUGO

- Localisation : sur le fleuve SENEgal, à 100 km de KAYES et à 360 km de BAMAKO (donc plus éloigné de la capitale que MANANTALI).

- Puissance maximale : 285 MW.
- Productibilité : 1 640 GWh/an.
- Niveau des études : préliminaire.
- Coût : non évalué.

GOUINA

- Localisation : sur le fleuve SENEgal, à 380 km de BAMAKO et à 80 km de KAYES.
- (Site lié au futur réservoir de MANANTALI)
- Capacité potentielle : 100 MW.
- Productibilité : 572 GWh/an.
- Niveau des études : préliminaire.
- Coût : non évalué.

FELOU

- Localisation : sur le fleuve SENEgal, à 445 km de BAMAKO et à 15 km de KAYES.
- (Site lié au futur réservoir de MANANTALI)
- Capacité potentielle : 75 MW.
- Productibilité : 430 GWh/an.
- Niveau des études : préliminaire.
- Coût : non évalué.

OURBASSI

- Localisation : sur le FELENIE, affluent en rive gauche du fleuve SENEgal, au-delà de la frontière du Mali, en territoire sénégalais.
- Capacité potentielle : 20 MW.
- Productibilité : 111 GWh/an.
- Niveau des études : préliminaires
- Coût : non évalué.

RELEVE DES SITES DE BARRAGES POUR LA REGULARISATION DU FLEUVE BANI :

POSSIBILITES D'AMENAGEMENTS HYDROELECTRIQUES

Source : rapport général 1976 (Ministère du Développement Industriel et des Travaux Publics du Mali - Ingénieurs Conseils : Il Nuovo Castoro S.P.A.)

BAOULE III

- Puissance garantie : 30 MW.
- Productibilité moyenne : 124 GWh/an.
- Productibilité en période sèche : 63 GWh/an.
- Ligne H.T. vers BAMAKO : 150 km.
- Ligne M.T. vers BOUGOUNI : 35 km.

BAOULE IV

- Puissance garantie : 30 MW.
- Productibilité moyenne : 121 GWh/an.
- Productibilité en période sèche : 55 GWh/an.
- Ligne H.T. vers BAMAKO : 150 km.
- Ligne M.T. vers SEGOU : 110 km.

BAGOE II

- Puissance garantie : 45 MW.
- Productibilité moyenne : 193 GWh/an.
- Productibilité en période sèche : 32,6 GWh/an.
- Ligne H.T. vers BAMAKO : 250 km.
- Ligne M.T. vers SIKASSO : 120 km.

3. ANALYSE DES BESOINS EN ENERGIE DES AGGLOMERATIONS DE BAMAKO ET DE KAYES

Ce chapitre a pour objectif :

- de préciser les hypothèses relatives à la consommation future d'électricité, à BAMAKO et à KAYES,
- de justifier leur interconnexion à la centrale de MANANTALI.

3.1. LE MARCHE DE L'ENERGIE A BAMAKO ET A KAYES

L'analyse de la demande d'électricité dans la zone d'influence de MANANTALI a fait l'objet d'enquêtes au Sénégal, au Mali et en Mauritanie, en novembre 1976 et en mai-juin 1977.

Ses résultats sont présentés dans un rapport intitulé : "Etude d'exécution du barrage et de l'usine hydroélectrique de MANANTALI - Mission A.1.1 - Marché de l'énergie - Novembre 1977".

Ce rapport est joint en annexe.

Les conclusions principales qui s'en dégagent sont les suivantes :

- la limite économique des ventes de l'électricité de MANANTALI correspond à un rayon de 280 à 300 km autour de la centrale;
- les gisements de fer et de bauxite du Sénégal et du Mali, situés à l'intérieur de cette zone, constituent des consommateurs potentiels importants.

Mais l'état d'avancement des projets d'exploitation ne permet pas encore de les programmer dans le temps;

- cependant d'autres utilisateurs auront intérêt à s'approvisionner à MANANTALI : la capitale BAMAKO, la ville de KAYES et les cimenteries proches, les périmètres à irriguer au Nord de KAYES, les petites agglomérations localisées le long du chemin de fer de KAYES à BAMAKO.

Une attention particulière s'est portée sur BAMAKO et sur KAYES.

A BAMAKO, il est vite apparu que l'analyse des besoins futurs ne pouvait être entreprise à partir des tendances passées ni de la situation présente.

La capitale du Mali souffre en effet d'une pénurie aigüe de capacités de production et de moyens de distribution, ce qui signifie qu'il n'y a pas de commune mesure entre les besoins réels et les besoins que le système d'approvisionnement actuel permet de satisfaire.

Ainsi, en 1977, les ventes d'électricité ont été de 71 GWh seulement pour une population de plus de 400 000 habitants, ce qui correspond à 175 kWh à peine par habitant et par an, en ce compris les consommations industrielles, les services publics, les hôtels, grands magasins, hôpitaux, etc. Malgré l'insuffisance des moyens d'approvisionnement, la production vendue a évolué comme suit (1) :

	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>
GWh	50,7	55,4	62,9	71	81,3
Taux de croissance	16,5 %	9,2 %	13,4 %	12,9 %	14,5 %

Sur ces bases, on a admis que :

- le renforcement de la centrale thermique, en cours, suivie par la production hydroélectrique de SELINGUE, vers 1982-83, et l'accroissement de la capacité de la centrale hydroélectrique de SOTUBA, permettront de faire face aux besoins au cours des 8 à 10 prochaines années. Le taux de croissance de la demande devrait être élevé tout au long de cette période, surtout si la population urbaine continue à augmenter au rythme de 5 à 6 %/an;
- à plus long terme, la demande devrait continuer à se développer, mais en raison des niveaux déjà atteints, le taux de croissance fléchirait progressivement;

ce qui a conduit à formuler les hypothèses suivantes :

	<u>1980-85</u>	<u>1986-90</u>	<u>1991-95</u>	<u>1996-2000</u>	<u>2001-05</u>
Rapport sur le marché					
de l'énergie - 1977	10 %/an	10 %/an	7 %/an	6 %/an	6 %/an
Rapport économique -					
août 1979	10,8 %/an	8,2 %/an	7,6 %/an	7 %/an	6,5 %/an

(1) Source : Energie du Mali.

Les hypothèses retenues dans le dernier rapport nuancent les premières sans les modifier. Dans l'un et l'autre cas, l'on a ainsi calculé que BAMAKO consommerait plus de 500 GWh vers l'an 2000, et plus de 700 GWh vers 2005.

Ces besoins devraient être couverts par les centrales hydroélectriques de :

- SOTUBA : 66 GWh/an, soit 57 GWh après les pertes en ligne,
- SELINGUE : 180 GWh/an, soit 160 GWh après les pertes en ligne, le solde devant être assuré par un nouvel aménagement hydroélectrique. Mais il semble que ces estimations aient été trop optimistes au sujet de l'approvisionnement de SELINGUE.

Cette nouvelle centrale devra en effet couvrir les besoins de plusieurs dizaines de milliers d'hectares de périmètres irrigués, et probablement de l'exploitation du gisement aurifère de KALANA (1).

Au lieu de fournir 160 GWh à BAMAKO, il faut donc s'attendre à ce qu'elle ne lui envoie que 120 à 130 GWh, tout au plus.

Ceci signifie que l'agglomération de BAMAKO devrait connaître un déficit de l'ordre de 75 GWh dès 1990, qui s'amplifiera rapidement au cours des années suivantes.

A KAYES, l'analyse des besoins en électricité a pu s'appuyer sur un programme d'industrialisation relativement précis. L'on a admis que les autres catégories d'utilisateurs n'augmenteraient leur consommation que lentement, ce qui est peut-être un peu pessimiste. Au total, les critères retenus étaient les suivants :

(1) Prévision de consommation des mines de KALANA :

- 1981-85 : 13 GWh/an
- 1986 : 25 GWh/an

	<u>Région de KAYES - Prévisions 1977</u>					<u>Unité : GWh</u>
	<u>1976</u>	<u>1985</u>	<u>1990</u>	<u>1995</u>	<u>2000</u>	
Réseaux basse et moyenne tension	1,8	4,8	9,0	13,2	18,8	
Réseau H.T. :						
- cimenterie	5,6	16,5	22,0	22,0	22,0	
- textile		1,8	3,5	3,5	3,5	
- tannerie		0,5	0,5	1,0	1,0	
- ind. aliment.		-	2,0	3,0	4,5	
- equip. frigo.		1,0	2,0	2,0	2,0	
- ind. diverses	<u> </u>	<u>1,5</u>	<u>2,5</u>	<u>4,0</u>	<u>6,0</u>	
sous-total H.T.	5,6	21,3	32,5	35,5	38,4	
Périmètres						
irrigués		<u>-</u>	<u>4,0</u>	<u>8,0</u>	<u>12,3</u>	
Total	7,4	26,1	45,5	56,7	69,5	

Ces prévisions ont dû être revues, car la nouvelle cimenterie en cours de réalisation consommera plus de 40 GWh/an et non 16 GWh/an comme on l'avait estimé, ce qui portera l'ensemble de ce secteur à quelque 50 GWh/an au lieu de 22 GWh/an. Il a paru raisonnable dès lors de prévoir également une demande sur les réseaux B.T. de DIAMOU et de MAHINA, appelés à devenir des centres industriels et de transport plus importants qu'aujourd'hui. C'est ce qui a conduit aux hypothèses suivantes, relatives aux ventes d'énergie, dans le rapport économique d'août 1979 :

- 1985 : 55 à 60 GWh
- 1990 : 75 à 80 GWh
- 1995 : 90 à 95 GWh
- 2000 : 110 à 115 GWh
- 2005 : 130 GWh

Au total, la demande cumulée de la région de KAYES et de BAMAKO à couvrir par MANANTALI est évaluée comme suit :

				<u>Unité : GWh</u>	
		<u>Prévisions d'août 1979</u>		<u>Ajustement (1)</u>	
	<u>Consommation</u>	<u>Production</u>		<u>Consommation</u>	<u>Production</u>
1987	65	74		95	104
1990	115	131		145	161
1995	242	276		272	310
2000	408	468		448	500
2005	616	707		646	740
2007	712	817		742	855

3.2. L'INTERCONNEXION DE BAMAKO ET DE KAYES À LA CENTRALE DE MANANTALI

L'analyse entreprise en août 1979 ne définit pas à partir de quelle année l'interconnexion de la centrale de MANANTALI à BAMAKO et à KAYES pourrait être économique. Le calcul de rentabilité introduit cette interconnexion dès 1987, ce qui constitue une hypothèse assez peu favorable étant donné la faible demande de charge prévisible à ce moment (moins de 100 GWh).

(1) Compte tenu d'un moindre apport en provenance de SELINGUE.

Cet ajustement n'a pas été introduit dans l'analyse de rentabilité de la centrale de MANANTALI.

Il n'est pas évident pour autant que le report de cette interconnexion au-delà de 1990 constitue une solution plus intéressante. Cela dépendra dans une large mesure des conditions d'amortissement et de remboursement des ouvrages.

Ainsi, un calcul simplifié, fondé sur les hypothèses suivantes :

- coûts d'exploitation des postes et lignes : 3 % de l'investissement;
- charges financières annuelles au cours de la période de démarrage :
 - . 5 % de l'investissement, en ce compris l'investissement du barrage lié à la production énergétique (hypothèse A),
 - . ou 10 % de l'investissement des postes et lignes, le remboursement du barrage étant reporté à une date ultérieure (hypothèse B)

conduit à déterminer, en première approche, à partir de quel niveau des ventes et de quelle année le kWh hydroélectrique rendu à BAMAKO et à KAYES pourrait être compétitif par rapport au kWh thermique.

Coût du kWh thermique (valeurs 1976)

	<u>17 F.CFA</u>	<u>20,25 F.CFA</u>	<u>23,5 F.CFA</u>
<u>hypothèse A</u>			
- niveau des ventes	171 GWh	143 GWh	124 GWh
- année	1991-92	1990	1987-88
<u>hypothèse B</u>			
- niveau des ventes	141 GWh	118 GWh	102 GWh
- année	1990	1989	1988

4. LES COMPOSANTES DU COUT DU COMBUSTIBLE DANS LES CENTRALES THERMIQUES

DU MALI

EVALUATION ACTUELLE ET HYPOTHESES PREVISIONNELLES

Ce chapitre a pour objectif de répondre aux questions suivantes :

- comment s'explique le coût très élevé du combustible par KWh à BAMAKO et à KAYES ?
- est-il tenu compte dans les hypothèses relatives à l'accroissement de ce coût d'ici 1987 de l'inflation générale des prix ?
- A partir de quels critères a-t-on estimé qu'il pourrait être plus élevé que le niveau moyen des autres coûts ?

4.1. STRUCTURE DU PRIX DE REVIENT DU COMBUSTIBLE UTILISE DANS LES CENTRALES THERMIQUES DU MALI

La structure du prix de revient du gas-oil utilisé dans la centrale de DAR-ES-SALAM à BAMAKO a été analysée à la fin de 1976 à partir :

- du prix d'achat de ce combustible par la Société Energie du Mali,
- des composantes de ce prix, telles qu'elles ont été communiquées par des sociétés pétrolières représentées dans la capitale.

Ceci a conduit à définir la structure de ce prix comme suit :

- Date : novembre 1976
- Prix du kg de gas-oil :

. CAF ABIDJAN	24,7 F.M.	-	12,35 F.CFA
. droits portuaires, taxes et dédouanement	1,4 F.M.	-	0,70 F.CFA
. transport ABIDJAN-frontière malienne	44,4 F.M.	-	22,20 F.CFA
. transport frontière-BAMAKO	18,2 F.M.	-	9,1 F.CFA
. droits de douane et taxes	22,1 F.M.	-	11,05 F.CFA
. frais de vente	7,8 F.M.	-	3,9 F.CFA
. Total	118,6 F.M.	-	59,3 F.CFA

Le coût économique, hors taxes malien, s'élève donc à :

$$59,3 \text{ F.CFA} - 11,05 \text{ F.CFA} = 48,25 \text{ F.CFA}$$

décomposé comme suit :

- prix CAF ABIDJAN :	26 %
- transport ABIDJAN-BAMAKO :	65 %
- droits et taxes à ABIDJAN :	1,5 %
- frais de vente :	7,5 %

Il fallait donc multiplier par 3,5 le prix CAF à ABIDJAN pour obtenir le prix CAF à BAMAKO, hors droits portuaires et taxes à payer en Côte d'Ivoire.

C'est afin de réduire le poids relatif des produits pétroliers dans le coût de l'énergie thermique au Mali que l'analyse de rentabilité proposée dans le rapport d'août 1979 prévoit l'utilisation de centrales vapeur alimentées par un fuel lourd dont le prix d'achat est inférieur de 40 à 45 % à celui du gas-oil.

4.2. EVALUATION DU PRIX DE REVIENT DU COUT DU kWh THERMIQUE A BAMAKO EN 1979

D'après une information recueillie sur place en janvier 1979, le coût hors taxes du gas-oil par kWh s'élèverait à 16 F.CFA à ce moment, ce qui correspond à un coût économique de l'ordre de 64 F.CFA/kg.

Une augmentation de 33 % environ s'est donc produite entre la fin de 1976 et le début de 1979, soit en un peu plus de deux ans, alors que l'accroissement du coût du baril de brut n'a augmenté que de 7,7 % (1) au cours de cette période,

(1) , prix du baril en 1976 : \$ 12,38

• prix du baril en janvier 1979 : \$ 13,33

- que le taux d'inflation moyen a été de 18 % à 20 % dans le monde en ces quelque 26 mois.

Or, depuis janvier 1979, le prix du baril de pétrole brut a augmenté de 40 à 76 % (1).

En se référant à l'expérience des dernières années, l'on aurait pu en déduire qu'une augmentation de 50 % à 80 % sur le prix du combustible devrait être escomptée d'ici peu.

Mais l'on a préféré ouvrir, dans un souci de rigueur, des hypothèses plus restrictives fondées sur les critères exposés ci-dessous :

- prix gas-oil par kWh à BAMAKO - janvier 1979 :	16	F.CFA
dont coûts de transport BAMAKO-ABIDJAN + frais portuaires :	10	F.CFA
- prix gas-oil par kWh CAF ABIDJAN :	6	F.CFA
- prix fuel lourd par kWh CAF ABIDJAN :	3,5	F.CFA
- prix fuel lourd par kWh BAMAKO :	13,5	F.CFA
- accroissement des coûts janvier-juin 1979 :		
. fuel lourd : + 30 % (2) :	4,6	F.CFA
. transport ABIDJAN-BAMAKO : + 20 %	12,0	F.CFA
- coût fuel lourd/kWh mi-1979 à BAMAKO :	16,6	F.CFA

Compte tenu de ce qui a été exposé plus haut, ce coût est probablement sous-estimé.

compte non tenu des prix sur le marché libre.

(2) 30 à 33 % en France, par exemple.

Il faut y ajouter 5 F.CFA/kWh, en moyenne, pour les charges fixes d'exploitation et d'amortissement d'une centrale vapeur (1).

Au total, le coût de production d'une centrale vapeur à BAMAKO devrait atteindre, au minimum, 21,6 F.CFA/kWh entre juillet et décembre 1979, soit, en valeurs 1976, 17 F.CFA/kWh.

4.3. LES HYPOTHESES D'EVOLUTION DU COUT DU kWh THERMIQUE AU MALI, EN VALEURS CONSTANTES

Trois hypothèses ont été introduites dans l'analyse de rentabilité du rapport d'août 1979.

- La première suppose que le coût du kWh, exprimé en valeurs constantes, ne variera pas dans l'avenir. Il se maintiendrait donc à 17 F.CFA/kWh, exprimés en valeurs 1976.
- La seconde suppose qu'il augmenterait de 25 %, en valeurs constantes, entre 1979 et 1987. Il atteindrait 20,25 F.CFA/kWh, exprimés en valeurs 1976, mais n'augmenterait plus au-delà de 1987.
- La troisième suppose qu'il pourrait augmenter de 50 %, pour atteindre 23,5 F.CFA/kWh en 1987. Mais, dans ce cas encore, aucune hypothèse d'augmentation ultérieure n'est introduite.

Comment faut-il comprendre ces différentes hypothèses ?

Elles ne résultent pas d'une prévision, mais ont pour objectif :

- dans le premier cas, d'évaluer la rentabilité minimale de la centrale de MANANTALI;
- dans les deux autres, d'évaluer la sensibilité de cette rentabilité à un accroissement, en termes réels, du coût des combustibles dans les centrales thermiques. C'est ainsi que l'on constate que, lorsque ce coût augmente de 25 %, la rentabilité s'améliore de

(1) Soit 4 F.CFA/kWh en valeurs 1976. Voir à ce sujet le rapport de mission A.1.15 de l'étude d'exécution de MANANTALI : "Choix de la solution définitive - Evaluation économique".

12 à 14,5 %, et lorsqu'il augmente de 50 %, elle progresse de 24,5 à 30 %. Cette sensibilité est donc relativement forte.

Quelles sont cependant, parmi ces hypothèses, celles qui ont le plus de chances de se réaliser ?

Le maintien d'un prix constant, en termes réels, est peu probable d'ici 1987.

Si l'on considère en effet l'évolution des prix des produits pétroliers dans le monde, l'on constate ceci :

- après une brusque augmentation entre 1973 et 1974 (+ 125 %), ils ont à peu près stagné, et même diminué en termes réels, entre 1974 et 1978 (+ 2,6 % en valeurs courantes);
- en revanche, si l'on considère l'augmentation de ces prix entre 1974 et le mois de juin 1979 elle se situe entre 59 et 102 %, soit un niveau supérieur aux taux d'inflation moyens depuis 5 ans;
- enfin l'on a vu que, au Mali même, l'accroissement du coût du gas-oil a été nettement plus élevé entre 1976 et janvier 1979 que celui des autres produits.

Il est cependant très difficile de prévoir ce que sera l'évolution des prix pétroliers dans cette région de l'Afrique par rapport à celle des autres coûts.

Une différence de 25 % d'ici 1987 signifierait un écart annuel moyen de 2,85 %, et une différence de 50 %, un écart annuel moyen de 5,2 %. Or la différence constatée entre 1976 et janvier 1979 à BAMAKO a été de 6 % par an, avant les fortes augmentations du prix du pétrole brut sur le marché mondial.

Mais à plus long terme, il est possible de prévoir que le coût du transport s'améliorera grâce à l'utilisation de la voie navigable prévue dans le programme de l'O.M.V.S., ou du chemin de fer entre DAKAR et BAMAKO, après modernisation et renforcement de celui-ci.

Dans ce cas, on peut espérer une économie de l'ordre de 3 à 3,5 F.CFA/kWh, vers les années 1990, qui compenserait l'accroissement du coût du combustible par rapport aux taux d'inflation moyens.

C'est ce qui explique notamment le maintien, en longue période, d'un coût constant du kWh thermique :

- 17 F.CFA/kWh dans l'hypothèse la plus modérée,
- 20,25 à 23,5 F.CFA/kWh dans les autres cas.

5. ESTIMATION COMPAREE DES COUTS D'INVESTISSEMENT DU BARRAGE DE MANANTALI,
SELON LA COTE DE RETENUE, EN VALEURS 1979

5.1. ESTIMATION DU GROUPEMENT MANANTALI

<u>Cote de retenue</u>	<u>208 m</u>	<u>204 m</u>	<u>200 m</u>	<u>195 m</u>
Investissement -				
10^9 F.CFA	86,3 (1)	80,8	75,9	69,4 (2)
Δ par rapport				
à 208 m		- 5,5	- 10,4	- 16,9
Indice	100	93,7	88	80,5

5.2. ESTIMATION DE SIR ALEXANDER GIBB & PARTNERS

<u>Cote de retenue</u>	<u>208 m</u>	<u>195 m</u>
Investissement -		
10^9 F.CFA	86,3 (1)	68,7 (2)
Δ		- 17,6
Indice	100	80

-
- (1) Ceci représente une différence de 2,3 10^9 F.CFA par rapport à l'estimation proposée à la page 5-6 (texte anglais) et 5-7 (texte français) de l'Evaluation Economique d'août 1979, car on y a inclus l'équipement de la prise d'eau de la centrale, qui doit être construite en même temps que le barrage.
 La somme de 86,3 milliards F.CFA repose sur une estimation commune au Groupement MANANTALI et à Sir Alexandre Gibb & Partners.
- (2) L'écart de 0,7 milliards F.CFA tient à des conceptions différentes au sujet de la dérivation provisoire.

C O N C L U S I O N S

CONCLUSIONS

Bien que, sur certains points, les analyses relatives au barrage de MANANTALI présentent des différences dans l'Evaluation Globale de juillet 1978 et dans l'Evaluation Economique d'août 1979, les ingénieurs-conseils du Groupement Manantali et de Sir Alexandre Gibb & Partners se rejoignent sur les conclusions suivantes :

- les performances du barrage peuvent être équivalentes, pour l'agriculture et la navigation, quelle que soit la cote de retenue entre 208 et 195 m ;
- en revanche, la production énergétique diminue fortement lorsque l'on réduit la hauteur du barrage ;
- en termes de rentabilité, au sens strict, les écarts sont négligeables entre un barrage à la cote de 208 mètres, 204 mètres, 200 mètres ou 195 mètres ;
- en cas de doute au sujet de la solution la plus adéquate, il est plus sage de l'orienter vers une cote de retenue élevée plutôt que vers une cote de retenue basse, en particulier si l'on tient compte des risques de pénurie énergétique qui menacent l'avenir ;
- quelle que soit la cote de retenue entre 195 et 208 m, la production énergétique pourra être progressivement absorbée ;
- le barrage de MANANTALI est la première étape de la régularisation du fleuve SÉNÉGAL et de la mise en valeur de son potentiel de développement. Meilleures seront ses performances, mieux on évitera de nouveaux et coûteux investissements pour compléter et prolonger ses effets ;
- pour l'ensemble de ces raisons, et pour autant que les crédits nécessaires soient disponibles, il est préférable d'orienter le choix de la cote de retenue vers un niveau de l'ordre ou proche de 208 mètres.

Pour terminer, il faut rappeler que la différence de coûts entre les cotes de retenue analysées est la suivante, en valeurs fin 1979 :

- Δ 208 - 204 m : - 5,5 milliards de F.CFA.
- Δ 208 - 200 m : - 10,4 milliards de F.CFA.
- Δ 208 - 195 m : - 16,9 à - 17,6 milliards de F.CFA.