

Rapport No. 4182-SE

Sénégal: Problèmes et choix énergétiques

Juillet 1983

Public Disclosure Authorized

Public Disclosure Authorized



World Bank
International Energy Agency

PROGRAMME CONJOINT PNUD/BANQUE MONDIALE
POUR FAVORISER LA MAITRISE DES CHOIX
ENERGETIQUES

RAPPORTS DEJA PARUS

<u>Pays</u>	<u>Date</u>	<u>No.</u>
Indonésie	novembre 1981	3543-IND
Maurice	décembre 1981	3510-MAS
Kenya	mai 1982	3800-KE
Sri Lanka	mai 1982	3794-CE
Zimbabwe	juin 1982	3765-ZIM
Haiti	juin 1982	3672-HA
Papouasie-Nouvelle-Guinée	juin 1982	38820-PNG
Burundi	juin 1982	3778-BU
Rwanda	juin 1982	3779-RW
Malawi	août 1982	3903-MAL
Bangladesh	octobre 1982	3873-BD
Zambie	janvier 1983	4110-ZA
Turquie	mars 1983	3877-TU
Bolivie	avril 1983	4213-BO
Fidji	juin 1983	4462-FIJ
Iles Salomon	juin 1983	4404-SOL

SENEGAL

PROBLEMES ET CHOIX ENERGETIQUES

Juillet 1983

Le présent rapport fait partie d'une série publiée dans le cadre du Programme conjoint PNUD/Banque mondiale pour favoriser la maîtrise des choix énergétiques. Les travaux ont été financés en partie sur le Compte Énergie du PNUD et réalisés par la Banque. Le présent document fait l'objet d'une diffusion restreinte. Sa teneur ne peut être divulguée sans l'autorisation du Gouvernement, du PNUD ou de la Banque mondiale.

ABREVIATIONS ET SIGLES

BNDS	Banque Nationale de Développement Du Sénégal
BT	Basse tension
CERER	Centre d'Etudes et de Recherches sur les Energies Renouvelables
CSS	Compagnie Sucrière Sénégalaise
DMG	Direction des Mines et de la Géologie
EDF	Electricité de France
EDS	Electricité du Sénégal
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
GPP	Groupement Professionel de l'Industrie du Pétrole de l'Afrique Occidentale
GWh	Gigawatt-heure = 1.000.000 de kilowatt-heures
HT	Haute tension
kcal	Kilocalorie
kgép	Kilogramme équivalent pétrole
kWh	Kilowatt-heure
MDIA	Ministère du Développement Industriel et de l'Artisanat
MT	Moyenne tension
MW	Mégawatt = 1.000 kilowatts
OMVG	Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Gambie
OMVS	Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal
OPEP	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
PETROSEN	Société des Pétroles du Sénégal
PIB	Produit interne brut
RENES	Redéploiement Energétique au Sénégal
SAR	Société Africaine de Raffinage
SEIB	Société Electrique et Industrielle du Baol
SENELEC	Société Sénégalaise de Distribution d'Energie Electrique
SERST	Secrétariat d'Etat à la Recherche Scientifique et Technique
SINAES	Société Industrielle pour l'Application de l'Energie Solaire
SODEVA	Société de Développement et de Vulgarisation Agricole
TAIBA	Compagnie Sénégalaise des Phosphates de Taiba
tep	Tonne équivalent pétrole



TAUX DE CHANGE

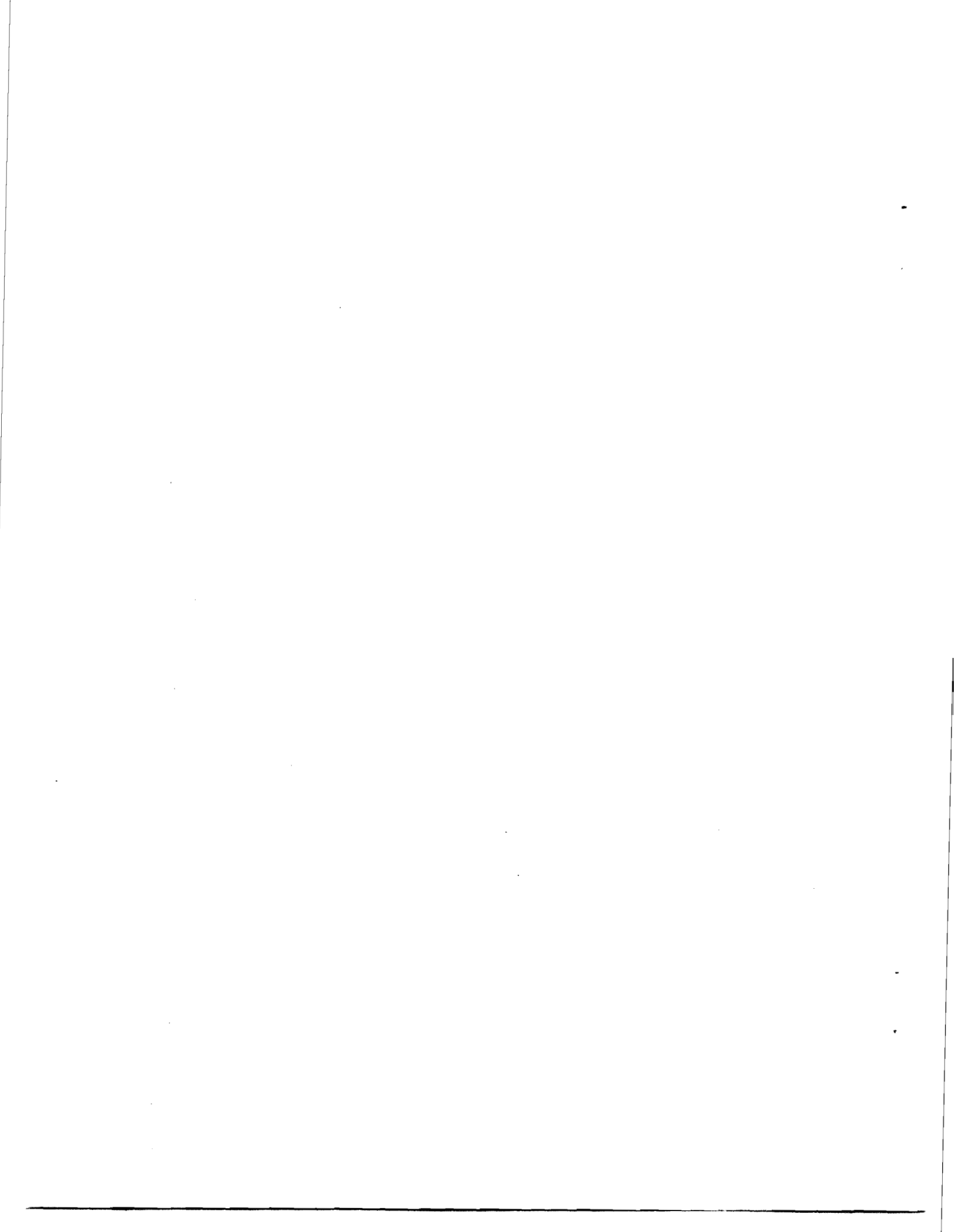
Unité monétaire Franc CFA (FCFA)
1 dollar des Etats-Unis 330 francs CFA 1/

1/ Taux de change à l'époque de la mission; sauf indication contraire, il s'agit du taux utilisé dans le présent rapport.

FACTEURS DE CONVERSION

<u>Combustible</u>	<u>POUVOIR CALORIFIQUE</u> <u>(millions de kilocalories/tonne)</u>	<u>tep</u>
Pétrole brut	10,2	1
GPL	10,8	1,059
Essence	10,5	1,029
Carburéacteur	10,4	1,020
Pétrole lampant	10,3	1,007
Gas-oil	10,2	1,01
Combustible diesel	10,2	1
Fuel-oil 1000	9,9	0,971
Fuel-oil 1500	9,8	0,961
Fuel-oil 2500	9,7	0,951
Fuel-oil 3500	9,6	0,941
Charbon importé	6,9	0,676
Tourbe	3,9	0,382
Bois de feu	4,5	0,441
Charbon de bois	7,8	0,765
Résidus de cultures	3,3 - 4,2	0,324 - 0,412
Bagasse (50 % d'humidité)	1,8	0,176

Le présent rapport est fondé sur les conclusions d'une mission d'évaluation énergétique qui s'est rendue au Sénégal en juin 1982. Cette mission était composée de MM. B. Chadenet (Consultant, chef de mission), Masood Ahmed (Economiste), T. B. Russell (Consultant, spécialiste de l'électricité), M. Farhandi (Ingénieur des pétroles), N. L. Brown (Consultant, énergies renouvelables) C. Garrigues (Consultant, économies d'énergie), J. Gorse (Expert forestier), P. Meier (Consultant, ressources humaines et formation) et R. J. Rodger (Consultant, lignite et tourbe). Une version préliminaire de ce rapport a été discutée avec le Gouvernement du Sénégal en mai 1983 par une mission de suivi composée de MM. Chadenet et Ahmed. Bien que le rapport représente la situation et les données disponibles en juin 1982, il a été mis à jour pour tenir compte de plusieurs développements, notamment d'ordre institutionnel, de l'année écoulée. Mlle Stéphanie Baile a contribué à l'établissement du rapport par ses travaux de recherche et les services de secrétariat ont été assurés par Mme Angelica A. Fernandes et par Mlle Christine Abunassar.



SENEGAL

PROBLEMES ET CHOIX ENERGETIQUES

TABLE DES MATIERES

	<u>Pages</u>
<u>PRINCIPALES CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS</u>	v-xvi
<u>I. LES RESSOURCES ENERGETIQUES ET L'ECONOMIE</u>	1
L'économie	1
Les deux problèmes énergétiques principaux	2
Dépendance à l'égard des importations	2
Déboisement	3
Tendances de la consommation d'énergie	3
Consommation globale et consommation sectorielle	3
Raffinage de produits pétroliers	6
Ressources énergétiques	7
Hydro-électricité	7
Pétrole brut	8
Gaz naturel	8
Tourbe	8
Lignite	8
Bois de feu	9
Résidus de cultures	9
Energies solaire et éolienne	9
<u>II. SOLUTIONS POUR REDUIRE LA FACTURE PETROLIERE</u>	10
Possibilités de substitution	10
Pétrole	10
Gaz naturel	11
Tourbe	11
Hydro-électricité	11
Bois de feu	12
Bagasse et mélasse	13
Coques d'arachides	13
Energie solaire	13
Energie éolienne	15
Charbon, bois de feu et charbon de bois importés	15
Economies d'énergie	16
L'Industrie	16
Les Transports	17
Le Bâtiment	18
Stratégie en matière d'économies	18
Consommation projetée d'hydrocarbures	18
Questions soulevées par le raffinage et la politique d'achat du pétrole	20

	<u>Pages</u>
III.	
<u>OPTIONS POSSIBLES POUR REpondre AUX BESOINS EN ENERGIE</u> <u>DES FAMILLES ET ROLE DE LA FORESTERIE</u>	23
Ressources en bois de feu	23
Consommation de bois de feu	23
Les principales contraintes qui pèsent sur le secteur forestier	25
Stratégie concernant le bois de feu	25
Plan directeur forestier	27
Produits pétroliers	29
Résidus agricoles	29
Energie solaire	30
Electricité	30
IV.	
<u>DEVELOPPEMENT DU SOUS-SECTEUR DE L'ELECTRICITE</u>	31
Croissance de la demande	31
Problèmes posés par la demande	33
Alimentation en électricité	34
Installations existantes	34
Les tendances de l'alimentation	35
Programme de développement	36
Distribution de l'électricité	38
Problèmes d'approvisionnement	38
V.	
<u>PRIX DE L'ENERGIE ET TAXES</u>	41
Produits pétroliers	41
Electricité	43
Bois de feu et charbon de bois	47
Prix relatifs de l'énergie	48
VI.	
<u>INSTITUTIONS, PERSONNEL ET FORMATION</u>	50
Dispositions institutionnelles	50
Structure générale	50
Pétrole	51
Electricité	52
Foresterie	53
La Tourbe	53
Energie solaire et éolienne et biomasse	53
Economies d'énergie	54
Problèmes concernant le personnel	54
Besoins en formation	55

	<u>Pages</u>
VII. <u>INVESTISSEMENTS ET ASSISTANCE DANS LE DOMAINE DE L'ENERGIE ..</u>	57
Investissements passés	57
Investissements nécessaires pour la période 1982-90 ...	58
Assistance technique	61

TABLEAUX

1.1	Energie et balance commerciale, 1972-81	3
1.2	Consommation par secteur	4
1.3	Consommation de produits pétroliers et PIB, 1966-81	5
1.4	Consommation de produits pétroliers, 1973-81	6
1.5	Offre et demande des produits pétroliers, 1981	7
2.1	Economies annuelles d'hydrocarbures réalisables par les principaux consommateurs industriels	17
2.2	Demande intérieure de produits pétroliers, 1981-90	19
2.3	Réductions de consommation d'hydrocarbures réalisables grâce à des mesures d'économies et de substitution, 1986 et 1990	20
3.1	Niveaux théoriques de l'offre et de la demande non freinée de bois de feu, 1981-2016	24
3.2	Projections de la consommation de bois de feu, 1981-2016 ...	28
3.3	Projections de la capacité de production et la consommation de bois de feu, 1981-2016	29
4.1	Ventes d'électricité par catégorie d'usagers, réseau interconnecté, 1970-81	32
4.2	Prévisions des ventes et de la demande maximale sur le réseau interconnecté, 1981-90	32
4.3	Consommation de combustible pour la production d'électricité, 1973-81	36
4.4	Programme envisagé par la SENELEC, réseau interconnecté, 1981-90	37
4.5	Physionomie des approvisionnements du réseau interconnecté 1981-90	40
5.1	Structure des prix des produits pétroliers, mai 1983	42
5.2	Tarif d'électricité actuel et estimations des coûts marginaux à long terme	46
5.3	Redevances d'exploitation et prix de détail du bois de feu et du charbon de bois	47
5.4	Prix de détail des combustibles et prix au kWh utile (juin 1982)	49
7.1	Investissements dans le secteur de l'énergie de 1982 à 1990 Projections de la mission	60

ANNEXES

1.1	Bilan Energétique 1981	64
1.2	Consommation des produits pétroliers, 1966-1981.....	65
1.3	Production des produits pétroliers, 1966-1981	66
1.4	Potentiel hydroélectrique	67
1.5	Potentiel énergétique des résidus agricoles	69
1.6	Potentiel énergétique du fumier animal, 1984-85	71
2.1	Potentiel des économies d'énergie par les consommateurs d'énergie industriels importants	72
2.2	Potentiel d'économie d'énergie existant dans les transports et l'habitat	73
2.3	Projections de la consommation des produits pétroliers, 1982-1990.....	74
2.4	Economies potentielles d'hydrocarbures, 1986 et 1990	75
3.1	Projections de la production et de la consommation de bois de feu, 1981-2016	76
4.1	Production et consommation d'électricité, 1970-1981	77
4.2	Prévisions concernant la demande d'électricité, Réseau interconnecté, 1982-2005	78
4.3	Caractéristiques des centrales électriques	85
4.4	Production d'électricité par type de centrale, 1973-1981 ...	86
4.5	Centrales électriques dans les centres secondaires	87
4.6	Sous-secteur de l'énergie électrique; Principaux producteurs indépendants	88
4.7	Emploi et productivité dans le sous-secteur de l'électricité (SENELEC), 1972-1981	89
4.8	Consommation de combustible pour la production d'électricité, 1973-1981	90
4.9	Programmes de développement possibles, réseau d'électricité interconnecté, 1982-1990	91
4.10	Projets hydroélectriques ; caractéristiques et coûts de production de l'électricité	93
5.1	Tarif de l'électricité (SENELEC) en vigueur le 1er août 1981	94
5.2	Tendances des prix de l'électricité et du coût des hydro- carbures pour la production de l'électricité, 1972-1981	98
5.3	Tarif théorique basé sur le coût marginal	100
5.4	Prix du bois de feu	101
5.5	Evolution des prix de détail des produits pétroliers	102
6.1	Composition des commissions de l'énergie	103
6.2	Organisation du Ministère du développement industriel et de l'artisanat	104
7.1	Programme d'investissement proposé, 1982-1986	105
7.2	Activités d'assistance technique en cours	107

CARTE

BIRD 16654 : Le système d'approvisionnement en électricité et le
potentiel hydroélectrique

PRINCIPALES CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Problèmes essentiels

1. Le Sénégal, qui compte environ 6 millions d'habitants, se heurte à deux grands problèmes énergétiques. Premièrement, pour couvrir la demande d'énergie "commerciale", il dépend presque entièrement de ses importations de pétrole qui pèsent de plus en plus lourdement sur la balance des paiements. En 1981, ses importations nettes de pétrole ont absorbé plus de 50 % des recettes que lui ont procurées ses exportations de marchandises. Et deuxièmement, la surexploitation des forêts naturelles, qui fournissent au pays plus de la moitié de l'énergie totale qu'il consomme, provoque un déboisement rapide; aussi, le bois de feu et le charbon de bois deviennent-ils de plus en plus rares et coûtent-ils de plus en plus cher.

Stratégie officielle

2. La politique adoptée par les autorités pour résoudre ces problèmes, qui est connue sous le nom de programme "RENES" ^{1/}, vise à réduire de moitié la consommation intérieure de produits pétroliers d'ici à 1990. La stratégie suivie est la suivante :

- i) remplacer le pétrole importé par des ressources énergétiques nationales, comme la tourbe, ou par d'autres combustibles importés à moindres frais, comme le charbon et
- ii) freiner la demande d'énergie en accroissant l'efficacité de son utilisation.

Pour traduire la politique RENES en programmes et projets opérationnels, il faudra résoudre divers problèmes importants qui sont résumés ci-dessous. Il faudra aussi augmenter d'une façon importante l'allocation de ressources d'investissement au secteur de l'énergie au fur et à mesure que le pays passe d'un système d'approvisionnement en énergie commerciale essentiellement basé sur des dépenses qui se répètent chaque année à un système où une partie de plus en plus importante de l'approvisionnement en énergie sera soit produite à partir de ressources nationales soit fournie par des combustibles importés d'un coût total moins élevé mais qui nécessitent des dépenses d'investissement plus considérables.

Options offertes pour couvrir la demande

3. Le Sénégal dispose de ressources énergétiques qui sont assez importantes en comparaison de ses besoins. Elles sont aussi relativement diversifiées : une partie du potentiel hydro-électrique du Sénégal et de la

^{1/} Redéploiement énergétique au Sénégal.

Gambie, environ 1.400 MW, avec une capacité de production moyenne de 7.500 GWh (1,9 million de tep); des ressources pétrolières limitées, qui ne sont pas précisément définies; un petit gisement de gaz naturel (40.000 tep); environ 10 millions de tonnes sèches (3,7 millions de tep) de tourbe; peut-être du lignite; et le potentiel important qu'offre le bois de feu (1,3 million de tep fournies en 1981). Le potentiel énergétique à long terme de la biomasse (résidus agricoles et déchets animaux) et des ressources solaires et éoliennes semble également intéressant. S'il exploitait toutes ces ressources, le Sénégal pourrait couvrir une importante partie de ses besoins énergétiques, mais, à court terme, leur mise en valeur pose des problèmes liés à leur emplacement, au coût élevé des investissements nécessaires et à des facteurs institutionnels et politiques.

4. Hydro-électricité : Deux organisations multinationales ^{1/} sont chargées de la mise en valeur du potentiel hydro-électrique du Sénégal et de la Gambie. Les projets identifiés ne peuvent être réalisés que si tous les pays membres donnent leur accord, ce qui peut provoquer des retards. Par ailleurs, pour la plupart des projets, l'irrigation détermine la justification économique tandis que le volet production d'électricité provoque, tout au plus, un accroissement marginal du taux de rentabilité de l'ensemble du projet. Ceci est dû surtout au fait que les sites sont éloignés de 500 à 760 km des principaux centres de consommation, situés à l'ouest du pays, ce qui entraîne de gros investissements en lignes de transport.

5. Le barrage de Manantali, qui se poursuit sur un affluent du fleuve Sénégal, au Mali, est pour l'instant considéré comme un projet d'irrigation, avec des avantages pour la navigation, mais pouvant aussi produire 240 MW d'électricité, dont il est convenu que le Sénégal recevra 40 %. Mais étant donnée la distance qui le sépare de Dakar, principal centre de consommation, les coûts de transport seraient élevés. Pour que les investissements à réaliser soient rentables, il faudrait que la moitié au moins de la production (120 MW) revienne au Sénégal. Dans les estimations des dépenses d'équipement afférentes à la centrale, on considère le coût du barrage comme une "dépense irréversible" mais le Sénégal n'a pas encore entamé de négociations avec les autres participants au projet qui veulent peut-être lui faire payer un loyer pour l'utilisation du barrage pour la production d'électricité. Par ailleurs, si ce projet est réalisé, le réseau sénégalais dépendrait pour une très large part d'une source étrangère d'électricité. Il faut réaliser des études de faisabilité détaillées de l'ensemble centrale, ligne de transport. Les barrages de Kekreti (75 MW) et de Sambangalou (135 MW) sont les deux projets les plus prometteurs sur la Gambie. Mais ils en sont encore au stade des études préliminaires et ne devraient pas entrer en fonctionnement avant le début des années 90.

^{1/} L'Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal (OMVS), dont font partie le Mali, la Mauritanie et le Sénégal; et l'Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Gambie (OMVG), dont sont membres la Gambie, la Guinée, la Guinée-Bissau et le Sénégal.

6. Pétrole et gaz: Les ressources pétrolières ne sont pas bien définies. Le gisement du Dôme Flore, dont les réserves probables d'huile légère sont estimées à 1,8 million de tep, est la seule découverte faite à ce jour. Le Gouvernement tente d'intéresser des sociétés étrangères à une éventuelle opération d'exploration en association avec la Société pétrolière nationale, PETROSEN. Un conflit de compétence territoriale oppose toutefois le Sénégal à la Guinée-Bissau. L'identification d'autres réserves dépendra du succès des activités d'exploration que le Gouvernement tente de promouvoir. Un petit gisement de gaz naturel est déjà utilisé pour alimenter la turbine du Cap des Biches pendant les périodes de base, et il devrait permettre de produire 90 GWh. Toutefois, il est possible qu'il vaille mieux le réserver aux périodes de pointe.
7. Raffinerie de pétrole : Si l'on considère le programme RENES, dont le but est de réduire de moitié la consommation de produits pétroliers d'ici à 1990, la décision des actionnaires de moderniser la raffinerie de pétrole et de porter sa capacité de 900.000 tonnes à 1,2 million de tonnes semble surprenante; mais elle était basée sur les possibilités d'exportation plutôt que sur les débouchés intérieurs. Bien que les perspectives sur le marché se soient détériorées depuis, il semble maintenant préférable d'achever le projet, car plus de 40 % des dépenses ont été engagées. Il reste toutefois à déterminer l'ampleur et la gamme des activités de la raffinerie.
8. Tourbe : Diverses études en cours doivent permettre d'évaluer s'il est possible d'exploiter les tourbières découvertes dans les dépressions entre les dunes de la région située au nord de Dakar, connues sous le nom des "Niayes". On pourrait utiliser la tourbe pour la production d'électricité, pour la consommation industrielle ou domestique ou, en tant que matière organique pour l'agriculture. Les autorités semblent avoir une préférence pour la production d'électricité; la tourbe pourrait en effet servir à approvisionner deux centrales thermiques de 20 MW chacune pendant leur durée de vie. Toutefois, il ne faudrait pas prendre de décision définitive avant que toutes les études soient achevées, soit avant fin 1983. Et il conviendrait alors de réaliser d'autres travaux avant de décider de projets spécifiques. Il est peu probable que la tourbe pourra servir de combustible avant 1988.
9. Lignite : Des forages effectués à d'autres fins (pétrole, eau et phosphates) ont révélé des indices de lignite, mais on ne dispose pour ainsi dire pas d'échantillon pour tester la qualité du produit. Un programme de reconnaissance financé par la France permettra de déterminer s'il est justifié d'entreprendre de nouveaux travaux. Même si les résultats sont positifs, il ne sera pas possible d'exploiter commercialement les ressources en lignite avant le début des années 90, étant donné les délais nécessaires pour définir les réserves et mettre au point un projet minier.

10. Bois de feu : La superficie des forêts naturelles a diminué de 30 % au cours de ces trente dernières années et, d'après les tendances enregistrées actuellement, elle pourrait diminuer encore de 20 % d'ici à la fin du siècle. Ce qui reste du fragile couvert forestier des régions déboisées et surpeuplées de l'Ouest sera rapidement détruit si l'on ne prend pas d'urgence des mesures correctives. L'importante conclusion qui se dégage de l'étude réalisée par la mission est qu'il serait possible d'équilibrer l'offre et la demande si les autorités prennent des mesures en vue de réduire la consommation par habitant (adoption de foyers efficaces) et s'attachent :

- i) à exploiter le potentiel forestier en grande partie inutilisé de l'est du pays, et en particulier de la Casamance;
- ii) à améliorer l'aménagement des forêts naturelles dans les zones surexploitées; et
- iii) à mettre au point des programmes de reboisement qui seront administrés au niveau rural et au niveau central.

Il faudrait également renforcer les institutions du secteur forestier et adopter une politique des prix et une politique fiscale plus rationnelle pour le bois de feu afin de financer les dépenses nécessaires (6 millions de dollars par an au début des années 80 et 10 millions de dollars par an pendant la deuxième moitié de la décennie).

11. Energies solaire et éolienne et biomasse : Il semble que l'énergie solaire et éolienne offre des perspectives intéressantes à long terme et il pourrait être possible très bientôt d'utiliser ces ressources à petite échelle, dans des sites isolés, si des diminutions de coûts et les améliorations techniques escomptées se réalisent. Les investissements consacrés par le Cinquième Plan (1977-81) à la mise en valeur des ressources solaires et éoliennes étaient excessifs (27 millions de dollars). En outre, les donateurs ont utilisé le Sénégal comme champ d'expérience, et l'on note en particulier dans l'énergie solaire une dispersion des efforts sur un nombre excessif de projets avec des résultats peu satisfaisants. Le rassemblement de données sur l'insolation et la vitesse du vent ont été insuffisants. On n'a pas pour ainsi dire tenu compte du potentiel énergétique des résidus agricoles et du fumier. Le programme envisagé dans le Sixième Plan est plus modeste (6 millions de dollars), mais il a les mêmes défauts en ce sens que la distinction n'est pas établie entre les projets qui peuvent donner de bons résultats à court terme et ceux qui ne peuvent être viables qu'à long terme.

12. Charbon et bois de feu importés : Selon une étude récente, il serait possible d'importer du charbon à 100 dollars la tonne environ (prix au débarquement), ce qui est inférieur d'environ 20 % au prix du pétrole ayant un

pouvoir calorifique équivalent. Même à ce prix relativement élevé, il serait moins coûteux de produire de l'électricité avec du charbon qu'avec du pétrole. On pourrait également remplacer le pétrole par du charbon dans les industries du ciment et des phosphates, si les coûts de conversion, actuellement à l'étude, ne sont pas trop élevés.

13. Electricité : Le dernier en date des programmes de développement de la SENELEC exigerait des investissements prématurés et excessifs. Il prévoit l'addition d'ici à 1990 d'une capacité de 285 MW à un système dont la capacité actuelle est de 175 MW et pour lequel la demande maximale est de 108 MW. Selon les projections de la mission, qui sont fondées sur une prévision plus réaliste de la charge, une évaluation moins généreuse de la capacité de réserve et le maintien en activité des installations actuelles, il suffirait probablement d'ajouter 165 MW et la première unité (turbine à gaz de 15 MW) ne serait pas nécessaire avant 1986, au lieu de 1984. Après la mission de juin 1982, la SENELEC a révisé et quelque peu réduit son programme d'investissement que le Gouvernement est en train de revoir. Néanmoins, la mobilisation d'un financement adéquat pour le développement de l'énergie électrique continue d'être une question cruciale.

Economies

14. D'après les études disponibles et ses propres enquêtes, la mission a conclu qu'il était possible de réduire considérablement la consommation de pétrole en adoptant des mesures d'économies. Une économie de 63.000 tep par an pourrait être réalisée dans treize entreprises industrielles importantes, qui ont consommé environ 178.000 tep en 1980 (30 % de la consommation totale interne de pétrole). La moitié des économies identifiées pourraient être réalisées moyennant des investissements de 16 millions de dollars au total, qui pourraient être amortis en moins de trois ans. On pourrait économiser près de 5.000 tep dans les transports en introduisant la journée de travail continu et en améliorant les techniques de conduite dans le secteur des transports publics, ce qui exigerait des dépenses peu importantes. D'autres économies ont été identifiées dans le secteur des transports mais elles exigeraient des investissements très importants (par exemple, dans les transports publics), et il faudrait effectuer une étude pour déterminer si les dépenses seraient justifiées. On pourrait également réaliser des économies importantes en améliorant la structure des bâtiments et en utilisant plus efficacement le matériel et les appareils de climatisation dans les bâtiments commerciaux et les maisons.

Fixation des prix de l'énergie

15. Les prix intérieurs des produits pétroliers ont généralement évolué parallèlement aux prix internationaux jusqu'en 1982, année où les prix de détail n'ont pas été relevés, malgré une augmentation des coûts. Ceci a considérablement réduit le revenu net que l'Etat a dégagé cette année des taxes sur les produits pétroliers, car il garantit à la raffinerie un taux de rentabilité minimum de 12 %.

16. Les subventions accordées à certains produits pétroliers, notamment le gaz de pétrole liquéfié (GPL) et le combustible diesel pour l'industrie de la pêche, stimulent la demande de ces produits et sont incompatibles avec l'objectif du programme RENES de réduire la consommation de pétrole. Il faudrait éliminer progressivement ces subventions, et notamment celle qui est accordée au butane. En effet, cette subvention n'a pas permis de réduire la consommation de charbon de bois des ménages comme on l'espérait et il n'apparaît pas que ce soit les familles à faible revenu qui en bénéficient. La somme ainsi économisée (470.000 dollars par mois en mi-1982) pourrait être consacrée plus utilement à un programme de reboisement et à l'accélération du programme de foyers "Ban ak Suuf".

17. La formule d'indexation n'ayant pas été appliquée aux tarifs d'électricité, le prix moyen de l'électricité est resté inférieur à ce qu'il aurait dû être (d'environ 8 % en 1981). La SENELEC se heurte en outre à des problèmes financiers car les services gouvernementaux ne payent pas leurs arriérés (qui équivalent à environ une année de factures). En dépit d'augmentation récentes, la structure du tarif et les taux actuels ne tiennent pas entièrement compte des coûts marginaux à long terme de la production et ils doivent être ajustés sur la base d'une étude tarifaire achevée récemment.

18. Les prix de détail du bois de feu ne sont pas fixés en fonction du coût d'opportunité du bois pour l'économie. Le prix du permis de coupe dans les forêts naturelles est inférieur à 2 dollars le m³, et il convient de l'aligner progressivement sur le prix du permis de coupe dans les plantations domaniales (11 dollars le m³). Cette mesure aidera à couvrir le coût croissant du programme de développement forestier.

Stratégie d'investissement

19. Malgré la réduction du programme de développement du secteur de l'électricité et l'augmentation plus progressive des opérations de reboisement que recommande la mission, le secteur énergétique absorbera, pendant les années 80, une partie beaucoup plus importante des ressources de l'Etat que par le passé. Selon les estimations de la mission, les investissements dans ce secteur de la période couverte par le Sixième Plan (1982-86) se chiffreront à 16 % du total des investissements fixes et à 2,5 % du PIB estimatif, soit deux

fois plus que pendant le Cinquième Plan (1977-81). Dans la deuxième moitié des années 80, la mission a identifié des projets qui pourraient équivaloir à plus de 20 % des investissements fixes et à plus de 3 % du PIB.

20. Etant donné les pressions concurrentes d'autres secteurs et la limite des ressources financières du pays, il est fort possible que certains de ces investissements doivent être remis à plus tard, même si cela implique que le Sénégal devra continuer d'importer de grosses quantités de pétrole. Il est donc important de classer les divers projets d'investissement en fonction de leurs avantages et de l'époque à laquelle ils donneront les résultats escomptés. Il faudrait aussi dresser conjointement un plan de financement qui ébauche le rôle des sources de fonds publiques et privées, nationales et externes. Le présent rapport contient une analyse préliminaire des priorités d'investissement et indique les autres informations qui seraient nécessaires pour les définir plus précisément. En particulier, une fois que les coûts relatifs de l'exploitation des tourbières et de la mise en valeur des ressources hydro-électriques auront été déterminés avec plus d'exactitude, il faudrait établir soigneusement le calendrier des investissements nécessaires pour le développement du sous-secteur de l'électricité car celui-ci absorbera plus des deux tiers des nouveaux investissements dans l'énergie. En dehors de l'électricité, ce sont les programmes d'économies d'énergie et de production de bois de feu qui ont la priorité, mais ils exigeront des investissements relativement faibles. Il pourrait être nécessaire d'affecter des ressources très importantes au sous-secteur pétrolier dans le milieu des années 80 si le programme d'exploration envisagé découvre du pétrole et du gaz exploitables commercialement. Toutefois, la mobilisation de capitaux privés pour la mise en valeur de ces ressources allègerait le fardeau qui pèserait sur les ressources de l'Etat.

Organisation du secteur

21. Le principal problème institutionnel a trait à l'efficacité du processus de prise de décision. Le cadre institutionnel en soi est satisfaisant : la Commission Nationale de l'Energie (présidée par le Président) est chargée de prendre les décisions de politique générale après que le Comité National de l'Energie (présidé par le Ministre du Développement Industriel et de l'Artisanat) a étudié les options offertes, la Direction de l'Energie du Ministère du Développement Industriel et de l'Artisanat (MDIA) faisant office de secrétariat technique. Dans la pratique toutefois, ces dispositions ne sont pas efficaces parce que la Direction de l'Energie n'est pas chargée des questions pétrolières, qui sont cependant essentielles. Celles-ci sont confiées à la Direction des Mines et de la Géologie (qui relève également du MDIA) et la coordination entre ces deux directions est médiocre. Ces directions, non plus que la Commission et le Comité de l'Energie ne semblent avoir pris part à des décisions importantes comme l'agrandissement de la raffinerie et les nouvelles méthodes d'achat du pétrole brut. Il conviendrait donc de renforcer les arrangements institutionnels, ce qui nécessitera un programme d'assistance technique.

Recommandations

Réduction de la consommation de pétrole

22. Sans mesures d'économies et de substitution, la consommation interne de pétrole 1/ (589.000 tep en 1981) devrait atteindre 718.000 tep en 1986 et 747.000 tep en 1990. Presque toutes les économies qu'il serait possible de réaliser pourraient l'être d'ici à 1986, époque à laquelle la mission estime que l'on pourrait réduire la consommation de 68.000 tep (près de 10 %). Cette réduction pourrait s'élever à 206.000 tep (28 % des besoins estimatifs) en 1990, surtout en remplaçant pour la production d'électricité le pétrole par du charbon ou de la tourbe et par des centrales hydro-électriques. Etant donné les perspectives offertes par des mesures supplémentaires de substitution et d'économies, il devrait être possible de réduire les importations de pétrole de 40 % d'ici à 1990, ce qui s'approche des 50 % envisagés par le programme RENES.

23. Dans le reste du secteur énergétique, les autorités peuvent adopter dès aujourd'hui un certain nombre de mesures visant à résoudre en partie les problèmes posés ci-dessus, et notamment :

Gestion de la demande

- i) Accélérer la réalisation hautement prioritaire du programme encourageant l'adoption du foyer amélioré "Ban ak Suuf" (par. 3.12) et améliorer les méthodes de carbonisation du bois (par. 3.07).
- ii) Mettre au point un programme de gestion de la demande d'électricité, y compris une campagne publicitaire, la mise en place de services consultatifs techniques et des vérifications techniques auprès des principaux consommateurs (par. 4.05).

Fixation des prix

- iii) Orienter le prix de vente au détail vers leurs coûts économiques en réduisant progressivement les subventions accordées aux produits pétroliers (par. 5.04).
- iv) Prendre les dispositions nécessaires pour que les services gouvernementaux et autres organismes publics paient à la SENELEC, sur

1/ A l'exclusion des soutes de fuel-oil, diesel et carburacteur pour les compagnies internationales de transport se ravitaillant au Sénégal.

une période donnée (par exemple un an), les arriérés importants qu'ils lui doivent (par. 5.14).

- v) Autoriser à la SENELEC d'appliquer automatiquement les formules d'indexation et de s'adresser aux anomalies dans la structure tarifaire de l'électricité pour les mettre davantage en accord avec la structure des coûts de l'approvisionnement en électricité (par. 5.14).
- vi) Relever le prix des permis de coupes dans les forêts naturelles et corrélativement les prix du bois de feu et charbon de bois (par. 5.15).

Arrangements institutionnels

24. Un certain nombre de mesures doivent être prises en vue de permettre à la Direction de l'Energie d'accomplir vraiment son rôle de formulation et de coordination de la politique énergétique. En premier lieu, il doit y avoir un engagement plus ferme au niveau de la politique nationale d'associer cette Direction à tout problème important concernant le secteur énergétique. En second lieu, la coordination entre cette Direction et la Direction des Mines et de la Géologie et les autres agences concernées doit être améliorée. En particulier tout document pertinent doit être de manière systématique mis à la disposition de la Direction de l'Energie. En troisième lieu, la compétence technique de la Direction doit être renforcée par la formation et l'assistance technique. A quelques exceptions près, mentionnées ci-dessous, la Direction a une bonne structure organisationnelle; cependant le personnel doit être renforcé surtout pour lancer un programme national d'économie de l'énergie. Un programme de formation adéquat doit être mis en place, y compris la possibilité d'un cours de formation à Dakar spécifiquement centré sur les problèmes du pays en utilisant sur courte période de consultants qualifiés dans les domaines concernés. Enfin la formation et l'assistance technique doivent être complétées par un budget pour le financement d'un matériel de bureau adéquat, d'une bibliothèque dotée de documentation, et d'un support logistique. En même temps, la structure des rémunérations doit permettre le recrutement et la retenue d'un personnel qualifié et expérimenté. Plusieurs autres problèmes d'ordre institutionnel qu'il faudrait résoudre sont les suivants:

- i) La Division des Hydrocarbures de la Direction des Mines et de la Géologie devrait dorénavant relever de la Direction de l'Energie, ce qui permettrait de mieux superviser les sociétés pétrolières multinationales et publiques et de mieux coordonner la politique des prix de l'énergie. Une recommandation liée à cette politique est

d'incorporer la Commission Nationale des Hydrocarbures, qui est responsable de la fixation des prix des produits pétroliers, à la Commission Nationale de l'Energie qui est responsable de la fixation de tous les prix de l'énergie (par. 6.06).

- ii) Le Gouvernement devrait permettre à la SENELEC de gérer ses affaires courantes et lui assurer une autonomie financière. Pour ce faire la restructuration de son bilan est indispensable. Un plan de redressement financier devra faire partie du Contrat Plan (par. 6.10).
- iii) Le Président et le Directeur général de la SENELEC devraient être nommés pour une durée déterminée, leurs contrats pouvant être renouvelés (par. 6.11).
- iv) Les services forestiers ne disposent pas du personnel voulu pour réaliser les programmes forestiers et il faudrait accroître leurs effectifs (par. 6.13).
- v) Il faudrait renforcer le rôle de coordonnateur joué par la Direction de l'Energie dans l'exploitation des sources d'Energie Renouvelable et clarifier celui du Secrétariat d'Etat à la Recherche Scientifique et Technique (SERST), chargé essentiellement du programme de recherche des Energies Renouvelables (par. 6.15).
- vi) Il faudrait réviser le programme envisagé pour les Energies Renouvelables en vue de : a) consacrer les ressources disponibles essentiellement à des projets offrant le maximum de possibilités à court terme, b) d'évaluer le potentiel énergétique de la biomasse, et c) de mettre en place un réseau en vue d'évaluer systématiquement le potentiel des ressources solaires et éoliennes (par. 7.07).
- vii) Il faudrait donner au Bureau des Economies d'Energie le statut d'une division au sein de la Direction de l'énergie (par. 6.16).
- viii) Chacun des organismes s'occupant des questions énergétiques devrait établir des plans annuels à long terme que le MDIA regrouperait en un plan sectoriel global (par. 6.18).
- ix) Les diplômes universitaires étrangers non-français devraient être reconnus par le règlement de la fonction publique et les rémunérations refléter les fonctions plutôt que les diplômes (par. 6.19).
- x) Il faudrait modifier les programmes d'enseignement forestier de façon à tenir compte de la place qui devra être faite au reboisement (par. 6.23).

Programme d'investissement et assistance technique

- xi) Il est urgent que le Gouvernement désigne une cellule qui coordonne les activités d'assistance technique des organismes multilatéraux et bilatéraux (par. 7.15).

25. Les autorités devraient également continuer le cas échéant avec une aide financière extérieure ou une assistance technique une série d'études qui permettrait de préciser davantage la stratégie à long terme du secteur énergétique. Les plus importantes de leurs tâches seraient les suivantes :

Approvisionnement en énergie

- i) Faire la synthèse des diverses études sur la tourbe à leur achèvement pour déterminer comment utiliser au mieux ce produit (production d'électricité, consommation domestique, industrielle, ou applications agricoles) et effectuer tous les travaux nécessaires, y compris des essais supplémentaires (par. 2.06).
- ii) Analyser la possibilité d'utiliser l'excédent de bagasse pour la production commerciale d'électricité (par. 2.10).
- iii) Etudier les avantages que présente l'utilisation des excédents de mélasse pour la production d'alcool par rapport à d'autres options, après l'achèvement d'une étude de faisabilité financée par la Banque (par. 2.10).
- iv) Réaliser une étude du bilan économique et du marché potentiel des chauffe-eau solaires et, dans le cas où ce serait justifié, entreprendre un programme pour les commercialiser (par. 2.12).
- v) Etudier la possibilité de décharger du charbon à Dakar en utilisant les installations de manutention des phosphates exportés, et les coûts qui en découleraient (par. 2.14).
- vi) Etudier s'il est possible de remplacer le pétrole par du charbon dans les industries du ciment et des phosphates à l'achèvement de la deuxième phase de l'étude sur les importations de charbon (par. 2.16).
- vii) S'assurer que le plan directeur de distribution de l'énergie électrique proposé pour les zones rurales examine les mérites de l'électrification rurale dans le cadre d'une stratégie générale pour faire face aux besoins énergétiques ruraux de la manière la plus efficace (par. 4.06).

- viii) Mettre à jour le plan directeur de production et de transport d'électricité et remettre à plus tard toute décision concernant la turbine à gaz de 15 MW que la SENELEC envisage de mettre en place en 1984 (par. 4.21).
- ix) Mettre à jour les estimations de coût du projet d'hydroélectricité de Manantali, y compris les coûts de transport de l'électricité à Dakar; étudier le marché relatif d'électricité dans les trois pays qui partageraient la production de ce projet (par. 4.21).
- x) Comparer les avantages des projets hydro-électriques de Kekreti et de Sambangalou sur le fleuve Gambie (par. 4.21).
- xi) Etudier le potentiel d'utilisation des coques d'arachides comme combustible (par. 2.11). Une seconde étape serait l'évaluation du potentiel énergétique et des utilisations possibles d'autres résidus agricoles (par. 3.20).
- xii) Lancer un programme de recherche et d'enquête pour mettre au point des solutions techniques forestières adaptées aux zones arides et semi-arides (par. 3.11).

Gestion de la demande et économies

- xiii) Etudier la possibilité d'introduire la journée de travail continue dans la région de Dakar (par. 2.21).
- xiv) Etudier les économies qu'il est possible de réaliser en améliorant la conception des bâtiments et en utilisant plus efficacement le matériel et les appareils (par. 2.22).

Assistance Technique

26. La plupart des études citées ci-dessus nécessiteront une assistance technique extérieure pour leur exécution. Comme mentionné dans ce rapport, il y a un besoin urgent d'améliorer la coordination de l'assistance au secteur énergétique au Sénégal afin d'éviter les doubles emplois éventuels entre les programmes des différents donateurs, et de s'assurer que toutes les activités prioritaires nécessitant une assistance technique soient exécutées aussi rapidement que possible. En contribution à cet effort d'organisation, le Chapitre VII de ce rapport comprend une liste détaillée des activités prioritaires aptes à nécessiter une assistance technique. Cette liste, déjà discutée avec les autorités sénégalaises, devrait aider les agences donatrices dans la planification de leur intervention dans le secteur énergétique sénégalais.

I. LES RESSOURCES ENERGETIQUES ET L'ECONOMIE

L'économie

1.01 Pays pauvre comptant environ 6 millions d'habitants, le Sénégal est situé pour les trois quarts dans la zone sahélienne; son climat se caractérise par une faible pluviosité, et il souffre régulièrement de longues périodes de sécheresse. Si l'on excepte les arachides et les énormes possibilités qu'offre la pêche, ses ressources naturelles sont limitées : quelques gisements de phosphates et minerais de fer, ainsi qu'un potentiel d'irrigation certes très important, mais dont l'exploitation sera coûteuse. Malgré la croissance rapide des centres urbains, l'économie reste essentiellement rurale. Les trois quarts de la population, qui augmente de 2,8 % par an, vit dans les campagnes et, en temps normal, les exportations agricoles assurent au pays plus de la moitié de ses recettes totales d'exportation. Bien que la contribution directe de l'agriculture au PIB ne soit que d'environ 25 %, la plupart des autres activités économiques dépendent très étroitement de ce secteur. L'économie traditionnelle repose sur la culture du mil et l'élevage nomade pour la consommation intérieure, et sur la culture des arachides pour l'exportation. Le secteur moderne est concentré dans la région de Dakar, la capitale, où vivent environ 1 million d'habitants. Cette ville dispose d'excellentes installations portuaires, le secteur industriel y est important et le tourisme, s'il est encore limité, s'y développe rapidement.

1.02 Depuis l'accession du pays à l'indépendance en 1960, la croissance économique s'est située autour de 2 % par an seulement, alors que l'accroissement de la population a été de 2,5 % par an, de sorte que le PIB par habitant a diminué. L'économie est extrêmement vulnérable aux fluctuations de prix des principales exportations, les arachides et les phosphates, et aux variations des volumes exportés. Au cours de ces dix dernières années, le pays a souffert d'une série de mauvaises récoltes, et la production d'arachides est tombée de 1,4 million de tonnes en 1975/76 à 0,5 million de tonnes en 1980/81. Les prix à l'exportation des arachides et des phosphates ont également baissé brutalement après 1975. Les conséquences sur la balance des paiements ont été aggravées par l'augmentation de la facture pétrolière, qui a abouti à une perte de revenu équivalant à environ 5 % du PIB depuis 1974. Bien que la production industrielle (à l'exclusion du traitement des arachides) ait progressé assez régulièrement (environ 5 % par an au cours des années 70), cela n'a pas suffi à compenser les facteurs négatifs mentionnés ci-dessus. En 1980, le PNB par habitant était de 450 dollars, ce qui est à peu de chose près le plancher fixé pour la catégorie des pays en développement à revenu intermédiaire (420 - 4.500 dollars).

1.03 Pour redresser la situation, le Gouvernement a lancé, avec l'aide de la Banque et du FMI, un programme quinquennal de stabilisation et de réorganisation. L'objectif de ce programme est de rétablir l'équilibre au cours des deux premières années et de parvenir à un taux de croissance économique de 4 % par an au cours des trois années suivantes. Pour accroître l'efficacité du secteur public et réduire ses ponctions excessives sur les

finances publiques, le programme prévoit que l'Etat et des entreprises publiques individuelles concluront des contrats-plans à moyen terme en vue de fixer les objectifs sectoriels et réduire le niveau des crédits budgétaires qui doivent actuellement leur être accordés.

Les deux problèmes énergétiques principaux

Dépendance à l'égard des importations

1.04 Le succès du programme de relance économique dépendra dans une large mesure des progrès réalisés dans le secteur énergétique. Les deux grands problèmes qui se posent dans ce domaine ont de graves conséquences sur l'ensemble de l'économie. Le premier est que le pays dépend presque intégralement des importations de pétrole pour faire face à ses besoins d'énergie commerciale. Par suite des hausses brutales des prix du pétrole depuis 1973, la facture nette 1/ des importations de pétrole brut et de produits pétroliers a été multipliée par dix, passant de 2.036 millions de francs CFA (17 millions de dollars) en 1972 à 47.485 millions de francs CFA (175 millions de dollars) en 1981, comme on le verra au Tableau 1.1, bien que la consommation de ces produits n'ait quant à elle progressé que de 64 %. Au cours de la même période, les importations nettes de pétrole, en pourcentage de toutes les importations de marchandises, sont passées de moins de 3 % à 19 % et leur part dans les exportations de marchandises (à l'exclusion des exportations d'énergie) de 4 % à 51 %.

1/ C'est-à-dire nette des exportations de produits pétroliers, principalement à destination du Mali et de la Mauritanie.

Tableau 1.1 : ENERGIE ET BALANCE COMMERCIALE, 1972-81
(millions de francs CFA courants)

	1972	1973	1975	1978	1981
1. Importations de pétrole	4.238	5.254	14.840	20.900	71.585
2. Réexportations de pétrole /a	2.202	2.537	6.948	7.700	24.100
3. Importation nettes de pétrole	2.036	2.717	7.892	13.200	47.485
4. Importations de marchandises	79.544	92.683	145.620	190.000	250.000
5. Exportations de marchandises autres que l'énergie	54.601	45.152	100.854	97.300	93.700
(3) en pourcentage de (4)	2,6	2,9	5,4	6,9	19,0
(3) en pourcentage de (5)	3,7	6,0	7,8	13,6	50,7

/a Y compris les ventes aux soutes.

Source : Rapports économiques de la Banque.

Déboisement

1.05 Le deuxième grand problème est la surexploitation et la reconstitution insuffisante du couvert forestier, en particulier dans la partie occidentale du pays, autour de Dakar, où la superficie des forêts a diminué de 30 % au cours de ces 30 dernières années. Aussi, le bois de feu et le charbon de bois, qui sont utilisés non seulement dans les zones rurales mais également dans les villes, deviennent de plus en plus rares et de plus en plus coûteux, ce qui a des conséquences pour tous les aspects de l'économie.

Tendances de la consommation d'énergie

Consommation globale et consommation sectorielle

1.06 Les données sur l'évolution de la consommation globale d'énergie et sur la consommation par secteur sont peu fiables, quand elles existent. On trouvera indiquées au Tableau 1.2 (et à l'Annexe 1.1) la consommation totale et la consommation sectorielle en 1981. L'énergie totale consommée a été cette année-là d'environ 1.670.000 tep se répartissant comme suit : 64,5 % pour le bois de feu (y compris le charbon de bois), 11,5 % pour l'énergie électrique et 24 % pour les combustibles dérivés du pétrole. Le bois de feu est le produit le plus consommé au Sénégal, pays essentiellement rural. Le secteur industriel consomme environ 39 % des produits pétroliers et 69 % de l'énergie électrique. Les transports absorbent quant à eux 7,3 % du total de l'énergie consommée et 30 % des produits pétroliers. Avec le programme de butanisation, les ménages ont consommé 8.000 tonnes de gaz de pétrole liquéfié (GPL) de plus (par. 3.17) mais le pétrole lampant et le GPL représentent encore moins de 3 % chacun de la consommation directe interne de tous les produits pétroliers. Environ 11,5 % de l'énergie consommée (33 % des produits pétroliers) est utilisée par des installations diesel ou thermiques pour la production d'électricité.

Tableau 1.2 : CONSOMMATION PAR SECTEUR, 1981
(en pourcentage)

Secteur	Produits pétroliers	Electricité /1	Energie /2 totale
Industrie	39,0	69,0	17,2
Transports /3	30,7	-	7,3
Pêches	12,8	-	3,0
Secteur public/autres /4	9,3	8,0	5,1
Ménages	8,2	23,0	67,4
TOTAL (milliers de tep)	396,5	192,3	1669,8

/1 D'après la consommation de gas-oil/fuel-oil pour la production d'électricité; non compris sous "produits pétroliers".

/2 Y compris le bois de feu et le charbon de bois, dont la consommation est estimée à 961.000 tep et 120.000 tep respectivement.

/3 Les ventes internationales aux soutes de carburéacteur et de diesel/fuel oil marin non comprises.

/4 Y compris la consommation commerciale d'électricité.

Source : Annexe 1.1

1.07 La consommation totale interne de produits pétroliers (c'est à dire sans comprendre les ventes aux soutes et les re-exportations) a plus que doublé entre 1966 et 1981, passant de 281.000 tep à 589.000 tep (Annexe 1.2). Le taux d'accroissement a été de 5,2 % par an en moyenne mais il s'est considérablement ralenti pendant la deuxième moitié de cette période, comme l'implique le Tableau 1.3. Le PIB ayant évolué dans la direction opposée (le taux d'accroissement moyen a été de 1,6 % par an en 1973-81, contre 0,6 % par an en 1966-73), il s'est donc produit une baisse brutale de l'élasticité de la consommation commerciale d'énergie par rapport à la croissance du PIB entre les deux périodes. Ce serait une erreur que de vouloir accorder une importance particulière aux valeurs réelles du coefficient d'élasticité pendant ces deux périodes, car on peut obtenir des chiffres très différents selon l'année initiale et l'année terminale choisies, ce qui reflète les fluctuations annuelles du PIB en fonction des récoltes d'arachides. Néanmoins, il est évident qu'il y a eu une certaine diminution du taux d'accroissement de la consommation commerciale d'énergie en partie à cause du fait que les prix intérieurs des produits pétroliers ont progressé parallèlement aux prix mondiaux du pétrole depuis 1973.

Tableau 1.3 : CONSOMMATION DE PRODUITS PETROLIERS ET PIB, 1966-81

	1966	1973	1981	Taux d'accroissement annuel (%)	
				1966-73	1973-81
Consommation totale interne, ^{/a} milliers de tep	281,3	411,9	588,8	5,6	4,6
Consommation par habitant, kg équivalent pétrole	70,0	87,0	101,0	3,2	1,9
PIB (milliards de francs CFA de 1979)	450,9	471,7	534,7	0,7	1,6
Energie par millions de francs CFA, tep	0,62	0,87	1,10	5,0	3,0

^{/a} Les re-exportations et ventes aux soutes non comprises.

Source : SAR et rapports économiques de la Banque.

1.08 Comme on le verra à l'Annexe 1.2, la consommation a continué d'augmenter après la flambée des prix de 1973, et ce jusqu'en 1979, mais elle diminue depuis lors. Aussi le taux d'accroissement moyen au cours de la deuxième moitié de la période considérée n'a-t-il été que de 2,0 %, contre 7,2 % en 1973-77. La ventilation de la consommation entre les divers produits pétroliers s'est également modifiée. Les principales caractéristiques de la consommation sont les suivantes :

- a) baisse régulière de la part de l'essence, qui est tombée de 23 % en 1973 à 19 % en 1981, ce qui s'explique sans doute en partie par l'augmentation rapide du prix de ce produit par rapport à d'autres;
- b) part accrue du fuel-oil, qui est passée de 47 % à 51 %, ce qui s'explique principalement par l'augmentation de la demande de ce produit pour la production d'électricité; et
- c) augmentation régulière de la part du gaz de pétrole liquéfié, par suite de la campagne menée par les autorités en vue d'encourager les ménages à utiliser du butane plutôt que du charbon de bois (par. 2.09).

Tableau 1.4 : CONSOMMATION DE PRODUITS PETROLIERS, 1973-81
(en tep et en pourcentage de la consommation totale)

	1973		1977	1979	1981		Taux d'accroissement annuel (%)	
	Milliers de tep	Part en %	Milliers de tep	Milliers de tep	Milliers de tep	Part en %	1973-77	1977-81
Gaz de pétrole liquéfié	3,2	0,8	6,5	10,5	12,1	2,0	19,4	16,8
Essence	96,1	23,3	121,5	131,8	112,2	19,1	6,0	(2,0)
Pétrole lampant	10,0	2,4	12,9	13,7	11,7	2,0	6,6	(2,4)
Gas-oil/ diesel	107,7	26,2	136,2	163,0	154,2	26,2	6,1	3,1
Fuel-oil	<u>194,9</u>	<u>47,3</u>	<u>267,6</u>	<u>295,4</u>	<u>298,4</u>	<u>50,7</u>	<u>8,6</u>	<u>2,8</u>
	411,9	100,0	544,7	614,4	588,6	100,0	7,2	2,0
Pour mémoire: Carburéacteur pour les compa- gnies aérien- nes inter- nationales	114,9	-	155,9	184,8	154,0	-	8,0	(0,3)

Source : Calculs des services de la Banque d'après des données fournies par la SAR.

Raffinage de produits pétroliers

1.09 Jusqu'en 1977 la production totale de la Société Africaine de Raffinage (SAR) (nette des exportations) excédait la demande intérieure totale bien que, pour certains produits particuliers, il y ait eu un déficit qu'il a fallu combler par des importations. Depuis 1977, la demande intérieure totale dépasse la production de la raffinerie, qui doit être complétée par des importations directes, sauf pour ce qui est du pétrole lampant et de l'essence ordinaire.

Tableau 1.5 : OFFRE ET DEMANDE DES PRODUITS PETROLIERS, 1981 /1
(milliers de tep)

Produit	Consommation		Production	
	intérieure	Exportations	de la raffinerie	Importations
Gaz de pétrole liquéfié	12,1	0,8	6,8	6,3
Essence ordinaire	30,5	27,3	62,7	-
Super carburant	81,7	9,7	75,9	21,1
Pétrole lampant	11,7	8,5	18,1	-
Carburéacteur	-	158,9	102,4	40,1
Gas-oil/ diesel	154,2	34,1	133,5	47,5
Mazout	<u>298,4</u>	<u>1,5</u>	<u>226,1</u>	<u>82,2</u>
	588,6	240,8	625,5	197,2

1/ A l'exclusion des ventes de soutes (gas-oil/diesel : 85.000 tep et fuel-oil 81,000 tep) qui font l'objet d'un commerce offshore assuré par les compagnies de distribution. Les ventes aux soutes de carburéacteur sont comprises dans les exportations.

Source : SAR et calculs des services de la Banque

Ressources énergétiques

1.10 Bien que modestes par rapport aux normes mondiales, les ressources énergétiques du pays sont importantes en comparaison de ses besoins; elles sont aussi relativement diversifiées : hydro-électricité, pétrole, gaz naturel, tourbe, bois de feu, biomasse (résidus agricoles et fumier), énergies solaire et éolienne et peut-être lignite.

Hydro-électricité

1.11 L'hydro-électricité est la seule ressource énergétique pour laquelle on dispose de données relativement précises, même si la plupart d'entre elles proviennent d'études tout à fait préliminaires. Quinze projets éventuels ont été identifiés sur les fleuves Sénégal et Gambie (Annexe 1.4); la puissance installée totale serait de près de 1.400 MW et la production annuelle moyenne de 7.500 GWh (1,9 million de tep). Toutefois, le Sénégal n'exploitera qu'une partie de ce potentiel qui devra être partagé avec les pays voisins (Mali et Mauritanie dans le cas du Sénégal et Gambie, Guinée et Guinée-Bissau dans le cas de la Gambie). Sa part devra être négociée pour chaque projet et, pour l'instant, elle n'a été fixée que pour le projet de Manantali (40 %, soit 400 GWh voir par. 2.08).

Pétrole brut

1.12 Les ressources pétrolières sont mal connues. La seule découverte faite à ce jour est le gisement du Dôme Flore, situé à une profondeur de 40 - 60 m à une soixantaine de kilomètres au large des côtes de la Casamance au sud-ouest du Sénégal. Selon des études réalisées récemment, ce gisement pourrait comprendre une poche d'huile légère dont les réserves ont été évaluées à 3 millions de tonnes, mais dont 1,8 million de tonnes semblent récupérables. Des travaux exploratoires réalisés plus tôt ont indiqué la présence dans la même région d'un gisement d'huile lourde, dont les réserves sont estimées à 70 millions de tonnes, mais dont l'exploitation ne serait pas rentable en raison de sa situation et des problèmes de pompage et de transport liés à la forte viscosité de l'huile. L'identification d'autres réserves exploitables de pétrole dépendra du succès des travaux exploratoires que le Gouvernement tente maintenant de promouvoir, en particulier dans la région située au large des côtes de la Casamance et dans la Péninsule du Cap-Vert (voir par. 2.03).

Gaz naturel

1.13 Un petit gisement de gaz naturel a été découvert à Diam Niadio, à proximité de Dakar; ses réserves sont estimées à 50 millions de m³ (40.000 tep).

Tourbe

1.14 Les tourbières qui se sont formées dans les dépressions entre les dunes de la zone facilement accessible connue sous le nom des "Niayes", 1/ à proximité de Dakar, sont une source potentielle d'énergie. Les ressources estimatives connues sont de 46 millions de m³, équivalant à 9,8 millions de tonnes sèches (3,7 millions de tep). Leur teneur en humidité est élevée (80-90 %) mais tombe à moins de 10 % après 5 ou 6 jours de séchage à l'air. Le pouvoir calorifique net de la tourbe séchée est estimée à 3.900 kcal/kg, ce qui est comparable à celui des tourbes de Finlande et d'Irlande, mais la teneur en cendres, principalement du sable, est élevée (35 %).

Lignite

1.15 Des forages effectués à d'autres fins (pétrole, eau et phosphates) ont révélé des indices de lignite à des profondeurs allant jusqu'à 50 m pour les gisements récents, et de 200 à 600 m pour les gisements plus anciens; mais on ne dispose pas d'échantillons pour tester la qualité du lignite. Un programme de reconnaissance financé par la France, qui doit être effectué en 1983, devrait permettre de déterminer s'il est justifié d'entreprendre des travaux exploratoires poussés pour identifier les réserves commercialement exploitables.

1/ Une deuxième catégorie de tourbe, celle des mangroves dans les deltas des fleuves du Sénégal occidental, ne semble pas pouvoir être utilisée comme combustible, étant donné sa forte teneur en cendres et en sel et sa qualité généralement médiocre.

Bois de feu

1.16 Du point de vue du pouvoir calorifique brut, le bois de feu est la ressource énergétique la plus importante du Sénégal. En 1981, la capacité de production était estimée à 7,2 millions de m³ (environ 2 millions de tep), la consommation à 4,6 millions de m³ (voir par. 1.06). D'après les projections de la mission et sous certaines réserves relatives à la répartition régionale de l'exploitation, la capacité de production pourrait être accrue d'environ 10 % d'ici à la fin du siècle, ce qui laisserait encore une marge raisonnable par rapport à la consommation projetée (voir par. 3.16).

Résidus de cultures

1.17 Les données sur la production et la consommation de résidus de cultures font défaut. Des estimations fondées sur les chiffres de production permettent de penser qu'en 1981/82 le potentiel énergétique maximal théorique de ces résidus était d'environ 900.000 tep (Annexe 1.5). En raison de problèmes techniques, socio-économiques et sociaux, seule une petite fraction pourrait sans doute être convertie en énergie.

Energies solaire et éolienne

1.18 Comme dans le cas de la biomasse, on manque de données fiables sur le potentiel énergétique solaire et éolien. L'insolation n'a été mesurée que dans la région de Dakar où l'incidence moyenne serait de plus de 5,5 kWh/m²/jour, ce qui équivaut à environ 0,17 tep/m²an; le rayonnement direct est élevé (plus de 65 % de l'insolation totale). L'énergie solaire pourrait donc avoir diverses applications thermodynamiques (avec des capteurs plans ou à concentration) et photovoltaïques.

1.19 D'après les données disponibles sur la vitesse du vent, la région où l'énergie éolienne offre le plus de possibilités est la zone côtière entre Dakar et Saint Louis; la vitesse annuelle moyenne y est en effet de 4-5 m/seconde (23-45 watts/m²). Dans la zone côtière située au sud de Dakar, elle est de 3 m/seconde (10 watts/m²). Ces vitesses permettent en principe de pomper l'eau surtout dans la région Dakar-Saint Louis. La vitesse moyenne dans le reste du pays n'est que de 1,5 m/seconde, ce qui est trop faible pour le pompage. D'après ces données, et en attendant de recevoir les renseignements fournis par le réseau de mesure des ressources éoliennes qu'il est recommandé de mettre en place, on peut provisoirement conclure que dans l'ensemble la vitesse du vent ne semble pas être suffisante pour produire de l'électricité qui pourrait être utilisée localement ou transportée par réseau.

II. SOLUTIONS POUR REDUIRE LA FACTURE PETROLIERE

2.01 Pour faire face au fardeau toujours plus lourd que les importations de pétrole faisaient peser sur la balance des paiements (par. 1.04), les autorités ont annoncé en 1981 le lancement d'un programme ambitieux connu sous le nom de RENES, 1/ dont l'objectif est de réduire la consommation intérieure de produits pétroliers de 50 % au cours de la période 1981-90. Les options qui s'offrent pour atteindre cet objectif peuvent être regroupées sous deux rubriques : substitution et économies. Par substitution, on entend le remplacement du pétrole brut et des produits pétroliers importés par des ressources nationales ou par des combustibles importés moins coûteux, comme le charbon, le bois de feu ou le charbon de bois. Par économies, on désigne les interventions visant à accroître l'efficacité de l'utilisation des combustibles et à réduire ainsi la consommation des hydrocarbures. Si l'on veut comprimer les importations de pétrole, il faudra adopter des mesures efficaces sur ces deux fronts.

Possibilités de substitution

2.02 Le programme RENES vise essentiellement à mettre en valeur des ressources énergétiques du pays (par. 1.10) afin de réduire la demande des hydrocarbures importés. On verra ci-dessous comment ces ressources pourraient permettre d'atteindre l'objectif fixé dans ce domaine pour 1990.

Pétrole

2.03 Bien que la plus grande partie des zones sédimentaires du Sénégal (175.000 km², dont 110.000 km² pourraient contenir des gisements d'hydrocarbures) soit sous permis, le rythme des travaux exploratoires est lent. Le Gouvernement a maintenant mis au point, avec l'aide de l'IDA, une stratégie visant à promouvoir l'exploration pétrolière au large des côtes de la Casamance et dans d'autres régions où les permis expirent à partir de juin 1983. Cette stratégie est fondée sur une compilation, une étude et une interprétation de toutes les données géologiques et géophysiques disponibles sur les bassins sédimentaires, ainsi que sur une révision des cadres juridiques et contractuels applicables à l'exploration pétrolière. Des consultants ont déjà effectué une première compilation des données et préparé des programmes d'assistance technique et de formation pour la Direction des Mines et de la Géologie, la Direction du Ministère du Développement Industriel et de l'Artisanat chargé du sous-secteur pétrolier, et la Société des Pétroles du Sénégal (PETROSEN). Leurs conclusions serviront de base aux études sur les bassins et à l'assistance technique qui doivent être financées dans le cadre d'un projet de promotion de l'exploration pétrolière envisagé par l'IDA. Le Gouvernement a également fait réaliser une étude sismique (financée par le Canada), dans la zone au large des côtes de la Casamance. Enfin, il a engagé des consultants pour réviser le Code du pétrole et préparer des contrats-types.

1/ Redéploiement énergétique au Sénégal

2.04 Parallèlement à ces activités de promotion, le Gouvernement envisage de réaliser des travaux exploratoires dans deux petites zones domaniales pour, le cas échéant, exploiter leurs ressources : le Dôme Flore, où il espère attirer un partenaire étranger, et la région de Diam Niadio, près de Dakar, où il envisage de faire appel à un financement extérieur s'il ne peut trouver de partenaire privé. Le projet du Dôme Flore est celui qui fait l'objet du plus grand nombre d'études. L'IDA a cessé d'y participer par suite du différend sur la limite du plateau continental opposant le Sénégal à la Guinée-Bissau. Le crédit envisagé de l'IDA et peut-être un don du Canada couvriront des travaux géophysiques dans la région de Diam Niadio. Si ces travaux sont concluants, des forages seront réalisés, éventuellement avec un partenaire étranger.

Gaz naturel

2.05 Jusqu'à ce qu'un accident récent ait arrêté la production de gaz naturel à Diam Niadio, cette ressource servait à alimenter la turbine du Cap des Biches pendant les périodes de base pour économiser du fuel-oil en remplaçant la production par vapeur. Il serait possible de concentrer l'usage de la turbine sur les périodes de pointe, ce qui permettrait d'économiser du gas-oil, plus précieux que le fuel-oil. Si le gaz, dont le volume est de toute façon assez limité (suffisant à produire environ 90 GWh d'électricité), est ainsi utilisé, la valeur actualisée du flux des avantages découlant de ce mode d'exploitation plus lent pourrait être plus élevée du fait de la valeur plus importante du combustible économisé. La mission recommande d'analyser les avantages relatifs des deux options offertes.

Tourbe

2.06 Diverses études en cours doivent permettre d'évaluer les éventuelles applications de la tourbe des Niayes (par. 1.14), sous forme solide (y compris sous forme de briquettes), pour la consommation industrielle ou domestique, ou pour la production d'électricité, ou en tant que matière organique, seule ou combinée avec des phosphates et autres engrais. Les résultats de ces études ne seront pas disponibles avant la fin de 1983. Comment utiliser au mieux cette ressource? On semble penser au Sénégal que la tourbe devrait être fournie en priorité à la SENELEC qui l'utiliserait pour la production d'électricité (voir par. 4.16). Toutefois, aucune décision ne doit être prise avant que les études susmentionnées soient achevées. Il faudra peut-être alors réaliser d'autres travaux avant de décider de projets spécifiques, et avant de prendre une décision définitive en ce qui concerne l'utilisation de ces ressources, les autorités devront procéder à une évaluation économique soigneuse des options de façon à maximiser les avantages nets. Quelle que soit la décision prise, il est peu probable que la tourbe pourra servir de combustible avant 1988.

Hydro-électricité

2.07 La mise en valeur des ressources hydro-électriques (par. 1.11) pose divers problèmes, et ce pour les raisons suivantes :

- a) Ce sont deux sociétés multinationales qui sont chargées de l'exploitation des ressources.^{1/} Quel que soit l'endroit où ils sont situés, les projets doivent être approuvés par la totalité des pays membres, ce qui n'est pas toujours facile. Par exemple, l'étude du projet de Sambangalou sur la Gambie, au Sénégal, a dû être repoussée car il était impossible d'obtenir l'accord de la Guinée; en effet, ce projet devait provoquer de grosses inondations dans ce pays, lequel a toutefois fait savoir récemment qu'il était prêt à y participer dans le cadre de l'OMVG.
- b) Tous les projets identifiés, à l'exception du plus petit, sont polyvalents. L'irrigation détermine toujours si le projet est faisable, et par conséquent on prête moins attention au volet hydro-électricité au cours des discussions. Ce problème est aggravé par des faiblesses institutionnelles (voir par. 6.12).
- c) Les sites sont très éloignés (de 500 à 750 km) des principaux centres de charge, situés à l'ouest du Sénégal, ce qui entraîne de gros investissements dans des lignes de transport à très haute tension.

2.08 Le projet de Manantali sur le Sénégal, au Mali, sera vraisemblablement celui qui le premier pourra fournir de l'électricité. Il est pour l'instant considéré comme un projet d'irrigation, avec des avantages pour la navigation, mais il pourra également avoir une puissance installée de 200 MW, et fournir annuellement 780 GWh d'énergie garantie (1010 GWh en moyenne). Si la moitié de la production allait au Sénégal, celui-ci pourrait disposer de 500 GWh (125.000 tep) par an en moyenne. Le coût estimatif de ce projet est de 700 millions de dollars. Le barrage devrait être achevé au milieu de 1988, mais il est peu probable que la production d'énergie commence avant 1990. Par ailleurs, quelques problèmes techniques et économiques doivent encore être résolus (voir par. 4.21 ci-dessous).

Bois de feu

2.09 La plus grande partie du bois de feu est utilisé par les ménages pour la cuisine et le chauffage (voir Chapitre III), soit en tant que tel, soit après avoir été converti en charbon de bois, utilisé en particulier dans les villes. Le charbon de bois est un produit de remplacement direct des produits pétroliers, notamment, du gaz naturel liquéfié et du pétrole lampant. Ces dernières années néanmoins, les autorités se sont préoccupées des problèmes de déboisement et ont totalement renversé la politique de substitution, lançant une campagne dite "de butanisation" en vue d'encourager les ménages à utiliser du butane plutôt que du charbon de bois. Leur objectif était de réduire de moitié la consommation de charbon de bois avant la fin du Quatrième plan (1977); en réalité, la consommation de charbon de bois a augmenté au cours de la période (passant de 92.500 tonnes à 93.500 tonnes selon les estimations),

^{1/} L'Organisation pour la mise en valeur du fleuve Gambie (OMVG) et l'Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal (OMVS).

et la consommation de butane subventionné a quant à elle fait un bond en avant, passant de 2.900 tonnes en 1974 à 11.000 tonnes en 1981, dont la moitié a dû être importée. Comme on le verra ci-dessous (Chapitre III), s'il applique une bonne politique forestière pour accroître l'offre, et s'il utilise plus efficacement ses ressources, le pays devrait pouvoir faire face à l'augmentation projetée de la demande de bois de feu (résultant de l'accroissement de la population), sans entraver son programme de reboisement. Ces interventions devraient aussi contribuer à l'élimination de la nécessité du programme de butanisation (voir par. 5.04 et 5.16).

Bagasse et mélasse

2.10 Les sucreries utilisent de la bagasse pour produire la vapeur et l'électricité nécessaires au raffinage. L'amélioration des procédés et la meilleure utilisation qui sera faite de la bagasse grâce au séchage devraient permettre d'accroître l'excédent, qui atteindrait de 100.000 à 150.000 tonnes d'ici à 1984 (valeur maximale 24.000-36.000 tep). Des propositions concernant l'utilisation de cet excédent, y compris la production d'électricité supplémentaire pour l'irrigation des rizières et pour un programme de production de lait, ne permettraient pas de l'absorber en totalité, et il serait utile d'étudier soigneusement la possibilité de l'employer pour produire de l'électricité qui servira à approvisionner le réseau public. Un autre sous-produit de l'industrie sucrière qui n'est pas utilisé est la mélasse, dont la production devrait atteindre 47.000 tonnes d'ici à 1985. On pourrait s'en servir pour produire environ 14 millions de litres d'éthanol (11.000 tonnes) qui pourraient être mélangés à l'essence. La Banque a accepté de financer une étude de faisabilité pour évaluer s'il vaut mieux utiliser la mélasse à cette fin ou la donner aux animaux comme complément alimentaire, l'exporter ou produire industriellement de la levure.

Coques d'arachides

2.11 Les coques d'arachides, qui sont un sous-produit de la fabrication d'huile, sont une importante source d'énergie renouvelable. Leur quantité fluctue en fonction de la récolte d'arachides; cette année, elle est estimée à environ 80.000 tep. Les huileries emploient les coques d'arachides pour la production d'électricité, mais il semblerait qu'il y ait un important excédent inutilisé. En 1979, par exemple, on estimait qu'il était possible de produire l'équivalent de 12.000 tep à partir des coques inutilisées. Le plus gros producteur d'huile d'arachides, la Société électrique et industrielle du Baol (SEIB), obtient environ 60.000 tonnes de coques (équivalant environ à 21.000 tep) mais en utilise moins de la moitié pour la production d'électricité. Il faudrait entreprendre une étude pour déterminer l'excédent éventuel et étudier la possibilité de remplacer une partie du pétrole importé par cette source d'énergie, soit pour produire de l'électricité pour le réseau public, soit comme combustible domestique.

Energie solaire

2.12 Un trop grand nombre de projets d'énergie solaire, dont les pays industriels se sont servi pour faire des expériences, ont été entrepris au Sénégal. Leurs résultats peuvent être résumés comme suit :

- a) Une douzaine de chauffe-eau solaires mis au point par le CERER et installés par la Société Industrielle pour l'Application de l'Energie Solaire (SINAES), ont été mis en place dans des hôtels, des maisons particulières, des cliniques, des immeubles d'appartements et une école. Ils ont posé des problèmes d'entretien, dus sans doute à leur mauvaise conception. Il faudrait réaliser une étude pour améliorer leurs performances, accroître leur fiabilité et les rendre plus économiques. Il faudrait également étudier la possibilité d'en importer, et se demander si ce type de chauffe-eau est utilisable à des fins commerciales et industrielles.
- b) Les pompes solaires thermodynamiques, installées à divers endroits, semblent toutes en panne, parce qu'elles n'ont pas été entretenues, que les pièces détachées manquent ou qu'elles ne conviennent pas pour des régions isolées. Leur coût extrêmement élevé (36.000 dollars/kW) limite aussi leur utilisation éventuelle.
- c) Un système de conversion thermosolaire de 25 kW (pour la production d'électricité) a été installé en 1981. Là encore, le prix de revient qui, selon les renseignements disponibles, aurait été d'environ 45.000 dollars/kW était exorbitant. Et ce système ne fonctionne qu'à puissance réduite.
- d) Les systèmes photovoltaïques semblent relativement mieux adaptés pour la production d'électricité pour certaines utilisations. Une douzaine d'entre eux, de 0,5 à 2,6 kW, ont été installés. Ils sont simples et faciles à entretenir. La plupart servent à fournir de l'eau aux villages ou sont utilisés pour l'éclairage et la réfrigération des dispensaires, et ils fonctionnent de façon satisfaisante. La seule raison pour laquelle ils ne sont pas plus répandus est leur prix de revient très élevé qui, en 1982 variait de 5.000 à 7.000 dollars/kW/panneau (à l'exclusion des frais d'installation et des fournitures). Toutefois, les prix baissent, en particulier ceux des panneaux de cellules et, d'ici à 1986, les systèmes photovoltaïques devraient devenir compétitifs par rapport aux générateurs diesel dans des domaines tels que l'électrification rurale. Ils sont déjà compétitifs en plusieurs endroits pour diverses autres applications (par exemple, télévision éducative, réfrigération et petites pompes).
- e) Quelques prototypes d'appareils de distillation et de séchoirs à poisson solaires ont été construits et expérimentés. D'après les essais réalisés dans de nombreux pays en développement, ces systèmes sont généralement relativement efficaces par rapport à leur coût. Néanmoins, il faudra procéder à de nouvelles analyses (y compris une étude de l'ensemble des méthodes de séchage de poisson dont le chauffage solaire ne constitue qu'un maillon) et réaliser de nouveaux essais avant de tirer des conclusions définitives sur leur viabilité.

Energie éolienne

2.13 Selon une enquête de l'USAID, on compte dans le pays une trentaine d'éoliennes, installées pour la plupart entre 1978 et 1981. Seules quelques-unes d'entre elles, utilisées presque exclusivement pour le pompage de l'eau, fonctionnent de façon satisfaisante. Les autres posent des problèmes, dans certains cas, parce qu'elles sont mal situées et ont été mal installées. Il faudrait dresser un inventaire des ressources éoliennes avant de lancer un grand projet dans ce secteur.

Charbon, bois de feu et charbon de bois importés

2.14 Selon une étude réalisée en 1981 par des consultants, 1/ il serait possible d'importer du charbon vapeur pour environ 100 dollars/tonne (prix au débarquement de 1981), ce qui équivaut à environ 14,30 dollars/million de kcal. Ce prix est inférieur de près de 20 % au prix international courant du fuel lourd, qui est de 170 dollars la tonne, soit 17,70 dollars/million de kcal. Le coût du charbon est calculé pour des chargements de 30.000 tonnes et un volume annuel de 150.000 à 400.000 tonnes qui, selon l'étude, pourrait être déchargé à Dakar avec les installations actuellement disponibles (celles-ci sont utilisées principalement pour les phosphates). Il faudrait une aire d'environ 10.000 m² pour déposer le charbon après le déchargement. On devrait pouvoir trouver un emplacement suffisant dans la zone actuellement utilisée pour les phosphates exportés, ou dans de nouvelles installations qui doivent être construites d'ici à 1985, mais cet élément devra être confirmé par une étude détaillée, réalisée en collaboration avec les autorités portuaires, qui permettra également de déterminer le coût de ces aménagements.

2.15 A ce prix, le charbon serait meilleur marché que les hydrocarbures pour la production d'électricité, même si l'on tient compte du fait que les dépenses d'investissement et les frais de fonctionnement et d'entretien d'une station thermique sont plus élevés. D'après les projections des besoins d'électricité établies par la mission, il serait justifié de mettre en place en 1988 une station thermique de 30 MW, qui consommerait environ 80.000 tonnes de charbon par an, après que les coûts d'utilisation de la tourbe des Niayes et des options hydrauliques pour la production d'électricité auront été établis (par. 2.06).

2.16 On pourrait également utiliser du charbon à la place du fuel-oil dans les industries du ciment et des phosphates, qui consomment actuellement environ 122.000 tonnes de ce dernier produit par an, équivalant à environ 175.000 tonnes de charbon. Avec l'expansion prévue de l'industrie du ciment, ce chiffre devrait passer à 200.000 tonnes environ (285.000 tonnes de charbon). Les possibilités de substitution dépendront des résultats d'une étude détaillée des coûts de conversion, actuellement réalisée dans le cadre de la deuxième phase de l'étude sur les importations de charbon (par. 2.14). Elles dépendront

1/ Etude de l'importation de bois et de charbon minéral au Sénégal, SEMA/ORGATEC, Rapport intérimaire, août 1981.

également des résultats des études en cours concernant les autres utilisations que l'on pourrait faire de la tourbe, puisque ce produit pourrait également servir à remplacer le fuel-oil dans ces secteurs.

2.17 Selon une étude préliminaire, le pays pourrait importer de Guinée-Bissau ou du Libéria du charbon de bois dont le coût serait comparable à celui du charbon de bois produit localement. On étudie déjà la possibilité d'importer du bois de feu ou du charbon de bois de Côte d'Ivoire dans le cadre de la deuxième phase de l'étude sur les importations de charbon.

Economies d'énergie

L'Industrie

2.18 Il existe de nombreuses possibilités de réduire la consommation des hydrocarbures dans l'industrie en appliquant les mesures d'économies voulues. Cette conclusion est fondée sur une enquête auprès des treize principales entreprises industrielles, qui ont consommé environ 178.000 tep en 1980, soit 30 % de la consommation interne de pétrole. Ce chiffre devrait passer à environ 255.000 tep à l'achèvement des travaux d'agrandissement de la cimenterie. Comme il est indiqué à l'Annexe 2.1, les industries couvertes par l'étude étaient les suivantes : ciment, phosphates, engrais, textiles, raffinage du pétrole, chaussures, raffinage de sucre et minoterie. Cette étude a également permis de déterminer qu'il existe en outre des possibilités d'économies à la SENELEC, qui a consommé, en 1980, 187.000 tep pour la production d'électricité.

2.19 Comme l'indique le Tableau 2.1, il serait possible, selon les estimations, d'économiser environ 63.000 tep par an, non compris l'économie de 22.000 tep dans l'industrie du ciment, que permettront les travaux d'agrandissement et d'installation d'un four à préchauffage en cours. Une économie de plus de 50.000 tep pourrait être réalisée dans les industries du sucre et du ciment, à laquelle viendrait s'ajouter une économie de 10.000 tep dans les textiles et le secteur de l'électricité (SENELEC). La moitié environ des économies pourraient être réalisées grâce à des investissements de 5.300 millions de francs CFA au total (16 millions de dollars), qui pourraient être amortis en trois ans ou moins. Sans de nouvelles études, il est impossible d'estimer les investissements qui seraient nécessaires pour réaliser l'autre moitié des économies, que devraient permettre l'emploi de matériaux complémentaires du gypse dans l'industrie du ciment et l'utilisation de l'excédent de bagasse pour la production commerciale d'électricité. Néanmoins, on pense que les investissements nécessaires pourraient être amortis en trois ans au plus.

Tableau 2.1 : ECONOMIES ANNUELLES D'HYDROCARBURES REALISABLES PAR LES PRINCIPAUX CONSOMMATEURS INDUSTRIELS

- a) Economies pour lesquelles les dépenses d'investissement ont été estimées
 b) Economies pour lesquelles les dépenses d'investissement n'ont pas été estimées

Industrie		Economies possibles tep/année	Investissements nécessaires (millions de francs CFA)	Economies annuelles, en tep, par million de francs CFA
Sucre	a)	19.421	3.205	6,1
	b)	17.800	n.c.	n.c.
Ciment	a)	800	200	4,0
	b)	13.100	n.c.	n.c.
Textiles		5.292	987	6,4
Electricité		4.400	287	15,3
Boissons et denrées alimentaires		1.461	445	3,3
Phosphates		470	150	3,1
Chaussures		90	17	5,3
Total	a)	31.934	5.291	6,0
	b)	30.900	n.c.	n.c.

Source : Estimations de la mission de la Banque et étude de Gaucher Pringle.

2.20 Les chiffres du Tableau 2.1 ne tiennent pas compte des possibilités d'économies dans les autres industries. Selon une étude récente ^{1/}, on pourrait économiser environ 21.000 tep dans l'industrie des phosphates, mais ce chiffre semble surestimé et il faudrait une étude plus détaillée pour établir la vérité. Il devrait être possible de réaliser d'autres économies importantes dans le reste du secteur industriel, en particulier dans les petites et moyennes entreprises, à condition qu'elles se montrent plus intéressées qu'elles ne le sont actuellement. Les convaincre sera l'une des tâches dont devra s'acquitter le spécialiste des économies d'énergie dans l'industrie qu'il est envisagé de recruter (voir par. 6.17).

Les Transports

2.21 La mission a déterminé qu'il était possible d'économiser environ 26.000 tep par an dans le secteur des transports, comme il est indiqué à l'Annexe 2.2. Les économies qui pourraient être réalisées si l'on introduisait la journée de travail continue dans la région de Dakar par moyen des économies dans les transports pendant la pause du déjeuner (4.000 tep) et si l'on formait les chauffeurs d'autobus à de meilleures techniques de conduite (600 tep) demandent un investissement relativement faible, bien qu'il puisse être difficile

^{1/} "Expertise énergétique d'entreprises", Gaucher Pringle, Novembre 1981.

de changer les conventions sociales établies. Il serait possible de réaliser d'autres économies en incitant les particuliers à circuler en bus plutôt qu'en voiture (8.000 tep), en assurant le transfert d'une partie du trafic de voyageurs et de marchandises de la route au rail (9.000 tep), en créant un service ferroviaire de banlieue entre Rufisque et Dakar (4.300 tep) et en raccourcissant la route Dakar-Richard Toll (450 tep), mais ces interventions exigeraient des investissements importants. Il faudrait effectuer d'autres études pour savoir si les économies possibles justifient ces investissements. Le spécialiste des économies d'énergie dans le secteur des transports qu'il est recommandé de recruter (voir par. 6.17), devra se charger de cette tâche en priorité, et également identifier d'autres secteurs dans lesquels il serait possible de réaliser des économies (par exemple, transports des produits pétroliers par rail plutôt que par route).

Le Bâtiment

2.22 Il serait possible de réaliser d'importantes économies dans les bâtiments résidentiels et commerciaux, en particulier les hôtels, en améliorant la conception des superstructures (murs, toits et fenêtres), en ayant recours à du matériel et à des appareils à plus haut rendement énergétique et en utilisant ceux-ci plus soigneusement. Il faudra d'autres études pour déterminer quelles économies sont possibles dans le contexte sénégalais et comment on parviendra à les réaliser, tâche qui sera confiée au spécialiste des économies d'énergie dans les bâtiments (par. 6.17). La mission a également constaté qu'on pouvait améliorer l'utilisation des climatiseurs individuels dans les bureaux, les hôtels et les maisons des familles à revenu élevé.

2.23 Chez les particuliers à revenu élevé, l'eau chaude est généralement produite par des chauffe-eau électriques. L'adoption de chauffe-eau solaires dans la péninsule du Cap Vert pourrait permettre une économie d'environ 2.700 tep par an. On ne dispose pas de données précises sur les coûts des capteurs solaires au Sénégal, mais, d'après des renseignements provenant de pays africains analogues, la période d'amortissement pour les chauffe-eau solaires installés à la place de chauffe-eau électriques devrait être inférieure à trois ans.

Stratégie en matière d'économies

2.24 Pour réaliser les économies d'hydrocarbures décrites ci-dessus, et déterminer s'il existe d'autres possibilités dans ce domaine, il faudrait entreprendre une opération de vaste envergure dans le cadre d'une stratégie soigneusement formulée. Une politique des prix satisfaisante doit jouer un rôle clé à cet égard, comme on le verra au Chapitre V ci-dessous. Il faudrait également améliorer l'organisation et renforcer les effectifs des services chargés de formuler et d'appliquer la politique énergétique, aspects qui sont examinés au Chapitre VI.

Consommation projetée d'hydrocarbures

2.25 La SAR a fourni à la mission ses projections de la demande interne de produits pétroliers (c'est-à-dire à l'exclusion du fuel-oil utilisé comme soutes des bateaux et du carburéacteur pour l'aviation internationale) jusqu'en

1986. D'après ces projections, et comme on le verra à l'Annexe 2.3, le taux d'accroissement moyen de la demande totale au cours de la période devrait être de 1,7 % par an, ce qui est plus ou moins conforme aux tendances récentes (par. 1.08). Toutefois, les chiffres communiqués ne semblent pas tenir compte de l'expansion prévue de l'industrie du ciment, qui consommera 77.000 tep de plus (par. 2.18). Peut-être a-t-on prévu que cette industrie utiliserait de la tourbe comme combustible, 1/ mais cette hypothèse ne pourra être vérifiée que lorsque les études sur les ressources en tourbe (par. 2.06) seront achevées. Le Tableau 2.2 donne donc les besoins ajustés pour 1986 et 1990, y compris l'augmentation projetée de la consommation de fuel-oil de l'industrie du ciment. Le taux d'accroissement annuel de la demande totale en 1981-86 passe ainsi à 4,1 % et la demande de fuel-oil à 6 %, les taux non ajustés étant de 1,7 % et 1,5 %, respectivement.

Tableau 2.2 : DEMANDE INTERIEURE DE PRODUITS PETROLIERS, 1981-90 /a
(milliers de tep)

	1981			Taux d'accroissement,	
	(chiffres réels)	1986	1990	pourcentage annuel 1981-86	1986-90
GPL	12,4	24,3	35,5	15,6	10,0
Essence	112,2	123,8	128,7	2,0	1,0
Pétrole lampant	11,7	9,1	7,1	(4,8)	(6,0)
Gas-oil/diesel	154,2	161,4	165,5	0,9	0,8
Fuel-oil	<u>298,4</u>	<u>399,3</u>	<u>409,8</u>	<u>6,0</u>	<u>0,6</u>
Total	588,6	717,9	746,6	4,1	1,0

Source : GPP et estimations des services de la Banque.

/a Tient compte de la demande supplémentaire de fuel-oil de la cimenterie agrandie. Néanmoins, l'éventuelle réduction de la demande de produits pétroliers qui découlera de l'application du programme d'économies d'énergie examiné ci-après n'est pas prise en compte.

2.26 Ces projections ne tiennent pas compte des économies spécifiques de carburant que la mission a identifiées (voir ci-dessus). La plupart de ces économies pourraient être réalisées d'ici à 1986, si les investissements nécessaires sont effectués et si les mesures voulues sont adoptées, les autres pouvant être réalisées d'ici à 1990. En outre, la consommation de gas-oil/diesel et de fuel-oil devrait diminuer, ces produits devant être remplacés par du charbon ou de la tourbe dans la deuxième moitié des années 80, et les premières centrales hydro-électriques devant être installées d'ici à 1990 (voir Chapitre IV). Les réductions de produits pétroliers qui pourraient ainsi être réalisées se chiffrent à 60.000 tep en 1986 et à 187.000 tep en 1990. Il devrait également être possible de réduire la consommation projetée

1/ Ou peut-être du charbon, mais on ne saura si cela est possible que lorsque l'étude en cours (par. 2.16) sera achevée.

de butane en supprimant la subvention actuelle, qui n'est plus justifiée (par. 2.09). Si l'on suppose que la consommation se stabilisera de ce fait au niveau projeté pour 1982, qui est d'environ 17.000 tep, on enregistrera une économie supplémentaire de 8.000 tep en 1986 et de 19.000 tep en 1990. En résumé, les réductions possibles se chiffrent à 68.000 tep en 1986, soit à près de 10 % de la consommation projetée indiquée au Tableau 7.3, et à 206.000 tep en 1990, soit à 28 % de la consommation projetée. Ces estimations ne tiennent pas compte d'autres réductions de la consommation de produits pétroliers que pourrait entraîner l'adoption de mesures d'économies par des industries autres que celles qui sont énumérées à l'Annexe 2.4, ou de mesures de substitution, comme l'utilisation de l'excédent de bagasse (par. 2.10) ou des coques d'arachides (par. 2.11) comme combustibles, et le remplacement d'hydrocarbures par du charbon importé dans l'industrie (par. 2.18). Il semblerait donc que l'objectif du programme RENES réduire la consommation de pétrole de 50 % d'ici à 1990 s'il est ambitieux, peut néanmoins être atteint.

Tableau 2.3 : REDUCTIONS DE CONSOMMATION D'HYDROCARBURES REALISABLES GRACE A DES MESURES D'ECONOMIES ET DE SUBSTITUTION, 1986 et 1990 (tep)

	1986	1990
Butane	8.000	19.000
Essence	4.000	4.000
Gas-oil/diesel	600	600
Fuel-oil	<u>55.800</u>	<u>182.000</u>
Total	68.400	205.600

Source : Estimations de la mission et Etude de Gaucher Pringle. Consultez l'Annexe 2.4 pour les détails.

Questions soulevées par le raffinage et la politique d'achat du pétrole

2.27 Si l'on considère le programme RENES, dont le but est de réduire la consommation interne de pétrole, la décision de modifier et d'agrandir la raffinerie de pétrole gérée par la SAR paraît surprenante. Mais, comme pour les travaux d'expansion précédents, elle semble avoir été prise d'après les possibilités d'exportation et non d'après les débouchés sur le marché intérieur. Le projet comprenait quatre éléments principaux :

- a) expansion des installations portuaires pour recevoir des navires citernes de plus gros tonnage et réduire ainsi les coûts de transports;
- b) mise en place d'une unité spéciale pour traiter du pétrole brut meilleur marché qui réponde toutefois aux spécifications internationales du carburacteur;
- c) modernisation en vue de porter la capacité de 900.000 tonnes à 1,200 millions de tonnes et accroître la proportion de gas-oil produite; et

- d) mise en place d'une unité d'hydrodésulfuration pouvant fournir, à partir de toutes les catégories de brut, du gas-oil satisfaisant aux normes européennes fixées pour la teneur en soufre.

Apparemment, la décision de la compagnie de raffinage, dont la plupart des actionnaires sont des sociétés privées, de passer le marché en juillet 1981 a été prise sans qu'une étude de faisabilité détaillée ait été réalisée. D'après la mission toutefois, le projet était économiquement valable au moment de la signature du marché, à l'exception de l'unité d'hydrodésulfuration (qui a depuis lors été annulée). Il est peu probable que le projet puisse être justifié aujourd'hui étant donné les perspectives actuelles du marché. Cependant, il est préférable de l'achever plutôt que de l'interrompre, puisque plus de 40 % du montant total alloué au projet (50 millions de dollars) ont déjà été engagés et que l'annulation entraînerait de lourdes pertes.

2.28 Le deuxième problème tient à la décision prise par les autorités en 1981 de modifier les arrangements pour l'achat du pétrole brut. Par suite de l'évolution du marché mondial du brut, les pays membres de l'OPEP offraient alors du pétrole brut à certains pays à des prix très inférieurs au prix officiel. Pour tirer parti de la situation, les autorités ont décidé de passer certains contrats d'Etat à Etat. Les contrats actuellement en cours sont de 750.000 tonnes par an en provenance du Nigéria et 720.000 tonnes par an en provenance d'Algérie. Ces quantités dépassent largement la couverture des besoins nationaux et encore plus la capacité de raffinage totale de la SAR qui a raffiné 660.000 tonnes en 1981, et dont la part du Gouvernement dans le droit au brut n'est que de 10% de l'approvisionnement en application de la convention d'établissement de la SAR. ^{1/} Les actionnaires privés de la SAR ont temporairement accepté d'approvisionner partiellement la raffinerie sur ces contrats, mais il reste à décider les arrangements finaux. Ayant manifesté sa volonté de mieux maîtriser son approvisionnement pétrolier, le Gouvernement envisage, entre autres, d'accroître sa participation au capital de la SAR (qui pourrait passer de 10 à environ 50 %), lui permettant ainsi d'exercer plus de contrôle sur les opérations de raffinage et d'augmenter son droit à l'achat du brut, en particulier par moyen de ces contrats d'Etat à Etat. D'autre part, une révision de la convention originale de l'opération de la raffinerie, qui permettrait qu'une plus grande portion du pétrole brut soit achetée par le Gouvernement, pourrait être envisagée. Ces questions sont actuellement en cours d'examen, les économies des coûts dues aux contrats d'Etat à Etat par rapport à l'achat du pétrole par moyen des débouchés commerciaux constituant un élément clé de cette analyse. Pour le brut du Nigéria le marché présente l'avantage d'un délai de paiement de 90 jours au lieu de 30 jours. Le Gouvernement s'est servi des bénéfices financiers qui ont résulté de cet arrangement pour financer partiellement la

^{1/} Le tonnage de brut que les actionnaires de la raffinerie ont normalement le droit de fournir est calculé en fonction de leur participation. Le Gouvernement du Sénégal a 10 % des actions. Les actionnaires privés sont ELF (30 %), BP, Mobil, Shell, Texaco, Total (11,8 % chacun) et Esso (1 %).

contrepartie sénégalaise du programme d'exploration pétrolière de la PETROSEN. Les pertes ou les gains éventuels qui pourraient résulter de l'écoulement des quantités qui excèdent les enlèvements destinés à la SAR constituent un autre élément à considérer. Les marchés avec le Nigéria et l'Algérie ont été conclus aux prix officiels avec le concours d'une société privée (ARAFENCO jusqu'en juillet 1982 puis ECAMI ensuite ^{1/}) qui joue le rôle d'opérateur. Bien que les détails de l'accord entre le Gouvernement et cette société ne soient pas disponibles, il semble que la société est commercialement responsable de la bonne fin des opérations et en particulier des pertes ou des gains qui résulteraient de l'écoulement de toute quantité excédente de pétrole.

2.29 Etant donné le lourd fardeau que les importations de pétrole font peser sur la balance des paiements du pays, il est très important que les arrangements concernant l'achat du pétrole brut permettent de minimiser son coût. Dans ce contexte, il faut examiner deux questions importantes: d'abord, si le fait de se servir d'une agence déjà existante du secteur pétrolier - telle que la SAR ou PETROSEN - pour mener à bonne fin ces approvisionnements, ce qui réduirait le nombre d'agences concernées, influencerait sur les économies supplémentaires des coûts, et ensuite si le fait de continuer à dépendre des sources algériennes et nigérianes d'approvisionnement est efficace en fonction du coût, étant donné que le but principal du projet de modification de la raffinerie est de permettre l'utilisation de pétroles bruts qui sont plus lourds et moins chers. La mission recommande que les autorités étudient ces questions en priorité.

^{1/} ARAFENCO : Arab African Energy Co., Ltd.
ECAMI : Energy and Commodities African Management Investment Corporation.

III. OPTIONS POSSIBLES POUR REpondre AUX BESOINS EN ENERGIE DES FAMILLES ET ROLE DE LA FORESTERIE

3.01 La principale ressource énergétique dont dispose le Sénégal pour les besoins en énergie des familles est le bois de feu des forêts, utilisé tel quel ou transformé en charbon de bois. Cette utilisation ne se limite pas aux familles rurales, qui représentent près des trois quarts de la population totale du pays; en effet, les familles urbaines sont également grosses consommatrices de bois, principalement sous la forme de charbon de bois. Comme les familles consomment pratiquement toute la production de bois de feu et de charbon de bois, dans le présent chapitre, nous examinerons le rôle du secteur forestier dans la satisfaction de leurs besoins en énergie, et les principaux problèmes qui en découlent. Nous procéderons également à un bref examen des contributions actuelles et possibles des produits pétroliers, principalement du butane et du pétrole lampant, des résidus agricoles, de l'énergie solaire et de l'électricité.

Ressources en bois de feu

3.02 La forêt naturelle couvre environ 13,8 millions d'hectares, c'est-à-dire 70 % de la superficie du pays. La production annuelle théoriquement disponible (croissance annuelle moyenne), qui équivaut à 7,2 millions de m³ de rondins (2 millions de tonnes équivalent pétrole), est répartie de façon très inégale. Près de 90 % de cette production sont concentrés dans l'est du Sénégal et la Casamance, loin des principaux centres de consommation urbains du Sénégal occidental. Cela s'explique par l'épuisement des forêts naturelles des régions surpeuplées de l'ouest. Dans les années 50, la majeure partie du bois de feu utilisé à Dakar provenait de la région voisine de Thiès, alors qu'il doit à présent être acheminé depuis des régions distantes de 300 à 500 km, moyennant des coûts de transport de plus en plus élevés.

3.03 Le couvert forestier naturel a diminué de 30 % au cours des trente dernières années. D'après le Plan directeur sénégalais de 1981 pour la foresterie, si aucune action efficace n'est entreprise pour inverser les tendances actuelles, le couvert forestier naturel sera réduit davantage, à environ 11,3 millions d'hectares d'ici à l'an 2000. Cela correspond à une production de 6,3 millions de m³ équivalent de rondins ce qui constitue une baisse de 0,9 millions de m³ de la production annuelle, soit de 12,5 %, vis à vis de la production de 1981.

Consommation de bois de feu

3.04 En 1981, la consommation totale de bois de feu a été estimée à 4,6 millions de m³ équivalent rondin (1,3 million de tonnes équivalent pétrole). Comme le montre le Tableau 3.1, les zones urbaines ont consommé 1,3 million de m³ (28 %) et les zones rurales, 3,3 millions de m³ (72 %). Plus de 80 % de la consommation urbaine ont porté sur du charbon de bois, contre 4 % seulement pour les zones rurales. La consommation urbaine moyenne par habitant a été de 0,65 m³ (186 kg équivalent pétrole) et la consommation rurale de 0,85 m³ (244 kg équivalent pétrole). En l'absence de toute modification de la consommation de bois combustible, cette consommation

atteindrait 7,2 millions de m³ en l'an 2001 et 10,1 millions de m³ en 2016 si la population continue d'augmenter de 2,8 % par an. Du fait de l'accroissement de l'urbanisation, une proportion de plus en plus grande de la consommation porterait sur du charbon de bois, comme le montre le Tableau 3.1.

Tableau 3.1 : NIVEAUX THEORIQUES DE L OFFRE ET DE LA DEMANDE
NON FREINEE DE BOIS DE FEU, 1981-2016
(milliers de m³ équivalent rondin)

	DEMANDE									OFFRE THEO- RIQUE
	Zones rurales			Zones urbaines			Demande totale			
	Bois de feu	Charbon de bois	Total	Bois de feu	Charbon de bois	Total	Bois de feu	Charbon de bois	Total	
1981	3170	130	3300	230	1070	1300	3400	1200	4600	7200
2001	4030	170	4200	540	2460	3000	4570	2630	7200	6300
2016	4516	190	4700	920	4480	5400	5480	4640	10100	5300

Source : Plan directeur de 1981 pour la foresterie.

3.05 Autrement dit, d'après les tendances actuelles, la consommation de bois de feu dépasserait la croissance de la forêt naturelle avant l'an 2000. Plusieurs pénuries locales et régionales apparaîtraient beaucoup plus tôt. Les régions déboisées et surpeuplées de l'ouest sont déjà dans une situation critique et ce qui reste de leur fragile couvert forestier sera rapidement détruit s'il n'est pas pris d'urgence de mesures pour remédier à la situation actuelle.

3.06 Environ 83 % 1/ de la consommation de 1981 ont été satisfaits par une production incontrôlée dans les zones rurales, où la population a l'habitude de se procurer gratuitement le bois sans disposer de licence à cet effet. Seuls les 17 % restants 1/ ont été ramassés par des exploitants professionnels disposant d'une licence, qui assurent le gros des approvisionnements en bois de feu des zones urbaines et doivent, pour ce faire, demander des permis à la Direction des forêts et payer des taxes de coupe.

3.07 Les producteurs sénégalais de charbon de bois sont les meilleurs de l'Afrique de l'Ouest, et le rendement (en poids) de leur meules traditionnelles couvertes de terre approche les 20 %. Avec de légères améliorations telles que

1/ La raison de l'écart apparent entre ces pourcentages de production et les pourcentages de consommation rurale/urbaine du paragraphe 3.04 est probablement qu'une part importante de la production rurale incontrôlée parvient d'une manière ou d'une autre jusqu'aux villes.

celles apportées par le Peace Corps américain en Casamance (la Meule Casamaneuse), ces rendements pourraient être portés à 20-30 %. Etant donné ce potentiel des techniques traditionnelles, la promotion de meules plus perfectionnées, telles que le modèle portatif en acier et la meule en parpaings, ne figure pas parmi les grandes priorités.

3.08 En revanche, avec une efficacité de 5 à 10 % seulement, le foyer traditionnel (appelé foyer à trois pierres) gaspille énormément d'énergie. C'est ce qui explique pourquoi les Sénégalais consomment de trois à cinq fois plus d'énergie par habitant pour la cuisine que les habitants d'un pays riche.

Les principales contraintes qui pèsent sur le secteur forestier

3.09 Le problème du bois de feu ne sera résolu que si l'on parvient à surmonter les principales contraintes au développement forestier, à savoir :

- a) la difficulté d'empêcher la surexploitation de la forêt naturelle, par abus de coupe de bois, défrichage excessif pour les besoins de l'agriculture et surpâturage, motivée par la croissance de la population;
- b) la difficulté d'obtenir le soutien général et constant de la population et la détermination du Gouvernement à l'égard des mesures destinées à juguler cette surexploitation. Les besoins à court terme, par exemple, pour augmenter la production animale et la production alimentaire, semblent jusqu'ici avoir pesé plus lourd que la nécessité de protéger et de développer les ressources forestières, dont les avantages sont plus lents à apparaître; et
- c) l'absence de solutions techniques adaptées au développement forestier sur les terres marginales des zones arides et semi-arides.

3.10 Les mesures qui seraient prises pour surmonter ces contraintes par une action sur l'offre ne sauraient suffire pour résoudre le problème du bois de feu. Pour être efficace, la stratégie employée doit comprendre également des mesures destinées à réduire la consommation par habitant en augmentant l'efficacité de l'emploi du bois comme combustible. Une telle réduction permettrait de protéger et de développer les ressources forestières du Sénégal tout en produisant assez de bois de feu pour répondre à la demande et même la dépasser. Cette production serait tirée principalement de l'exploitation du potentiel forestier en grande partie inutilisé de l'est du Sénégal et, en particulier, de la Casamance, de l'amélioration de l'aménagement de ce qui reste du fragile couvert forestier dans les régions qui ont été jusqu'ici surexploitées et du développement de programmes de reboisement administrés au niveau rural et par l'Etat.

Stratégie concernant le bois de feu

3.11 Les principaux éléments d'une stratégie susceptible de permettre d'atteindre ces objectifs en agissant sur l'offre seraient les suivants :

- a) une participation populaire forte et soutenue et un engagement des pouvoirs publics. On observe des signes encourageants de changement dans l'attitude de la population à l'égard de la protection des arbres, suscitée en partie par le soutien de la Direction des forêts aux "minipépinères" familiales. Comme dans d'autres pays, l'attachement des pouvoirs publics à une politique forestière efficace est également beaucoup plus fort qu'il ne l'avait jamais été auparavant;
- b) de nouvelles mesures de renforcement des institutions du secteur forestier pour leur permettre d'exécuter ce programme efficacement (voir Chapitre VI);
- c) une politique des prix et une politique fiscale plus rationnelles à l'égard du bois de feu, afin d'assurer des revenus suffisants au secteur pour lui permettre de financer ce programme (voir Chapitre VI);
- d) un programme approprié d'études et de recherche pour la mise au point de solutions techniques mieux adaptées aux terres arides et semi-arides, c'est-à-dire aux régions où les précipitations annuelles se situent entre 0 et 1.000 mm (les solutions actuellement appliquées sont conçues pour des régions où la moyenne des précipitations annuelles dépasse 1.000 mm);
- e) l'amélioration du système de transport du bois de feu. Les améliorations à envisager comprennent l'établissement de meilleures communications routières entre la Casamance et la région de Dakar, avec un pont sur la Gambie afin d'éviter le long détour actuellement nécessaire ou des retards (causés par les insuffisances d'un service de bac); une plus grande utilisation du chemin de fer, par exemple, de la ligne Dakar-Niger et de la ligne envisagée pour le transport du minerai de fer de l'est du Sénégal; cette solution offrirait en outre l'avantage de permettre une conservation d'énergie, par comparaison au transport routier (par. 2.21); une plus grande utilisation des transports maritimes et fluviaux sur les fleuves Casamance et Sénégal (avec les améliorations de la navigabilité qu'apportera la construction des barrages de Diama et de Manantali, le fleuve Sénégal pourrait être utilisé pour le transport du bois depuis les régions reculées de l'est du pays). Pour la mise en place de nouveaux moyens de transport routiers et fluviaux, le Gouvernement devrait faire appel aux services du secteur privé (déjà bien organisés pour le bois de feu) plutôt qu'aux services moins efficaces et plus coûteux des organismes para-étatiques;
- f) des modifications dans l'utilisation des terres, notamment une politique d'ensemble à l'égard de l'interaction de la foresterie, de l'agriculture et de l'élevage. La promotion de méthodes d'élevage et d'agriculture plus intensives, grâce à des programmes intégrés et bien dosés, contribuerait à réduire toute nouvelle dégradation du couvert forestier naturel. Elle permettrait en outre une utilisation plus efficace des déchets agricoles et animaux comme source d'énergie

(par. 1.17). La plantation d'arbres le long des routes et des chemins de fer doit également être encouragée, comme en Chine et en Inde. Ces arbres serviraient également de brise-vent;

- g) un volume approprié d'investissements dans la foresterie (voir Chapitre VII).

3.12 Sur le plan de la demande, les efforts devraient porter principalement sur l'accélération du programme de promotion du foyer amélioré de type "Ban ak Suuf" qui constitue de loin l'activité la plus importante de conversion de la biomasse au Sénégal. Ce programme a été lancé il y a deux ans avec des fonds de l'USAID, et il est mené par le Centre d'Etudes et de Recherches sur les Energies Renouvelables (CERER). En collaboration avec de nombreux organismes et d'autres institutions d'Etat, le CERER a organisé des séances de formation dans quelque 140 villages et deux communautés urbaines, au cours desquelles entre 1.400 et 2.000 personnes ont appris à construire ce type de foyer. Plus de 4.500 foyers ont déjà été construits dans des villages dans tout le pays. Le CERER travaille également à la mise au point de foyers destinés aux zones urbaines et utilisant la tourbe et le charbon de bois comme combustibles.

3.13 La Société de Développement et de Vulgarisation Agricole (SODEVA) a également un programme visant à intégrer la généralisation de l'emploi de foyers Ban ak Suuf dans l'ensemble de ses travaux de vulgarisation agricoles. Ce programme utilise 85 agents de vulgarisation, travaillant chacun dans 15 villages, pour promouvoir la construction et l'utilisation de ce type de foyers. En outre, le Secrétariat d'Etat à la promotion humaine a lancé une campagne de diffusion dans 300 centres ruraux, où 300 monitrices rurales initient les populations aux techniques de construction de foyer. La coordination de ces programmes avec l'action du CERER paraît satisfaisante. Par exemple, le CERER a assuré la formation des trois premiers agents de la SODEVA.

3.14 Les deux questions qui se posent inévitablement sont celles de savoir combien de ces foyers sont effectivement utilisés et quelle économie de combustible en résulte. Une visite impromptue de la mission à un village a révélé que tous les foyers examinés avaient été utilisés ce jour là, ce qui avait permis une économie importante de bois de feu (environ 50 %). Le CERER estime qu'environ 60 % des foyers construits sont utilisés, ce qui permet une économie de bois de feu de 30 à 40 %. Ces estimations semblent raisonnables mais, vu l'importance de ce projet pour les efforts de reboisement, il faut procéder à de nouvelles vérifications du taux d'utilisation sur de longues périodes et de l'économie effective de combustible que permettent ces foyers Ban ak Suuf. Ces vérifications devraient être effectuées dans le cadre du projet forestier financé (en partie) par l'IDA. Il faut poursuivre les efforts en vue d'améliorer la conception et de diminuer le coût de ces foyers. Le programme de dissémination des foyers Ban ak Suuf devrait être élargi et figurer séparément au budget. Ce programme est à inscrire parmi les grandes priorités.

Plan directeur forestier

3.15 Le plan directeur forestier de 1981 comprend la plupart des éléments de la stratégie ébauchée ci-dessus. Les principaux objectifs pour le bois de feu sont :

- a) de réduire les déficits régionaux des zones rurales par l'établissement de plantations forestières rurales;
- b) de pourvoir aux besoins en bois de feu des zones rurales par l'aménagement du couvert forestier naturel et l'établissement de plantations forestières administrées par l'Etat; et
- c) de réduire la consommation par habitant par une meilleure efficacité d'utilisation.

Le Tableau 3.2 indique les projections de la consommation résultant de ces mesures pour les années 2001 et 2016, qui sont respectivement de 6 et 22 % inférieures aux projections correspondant à l'hypothèse où aucun effort ne serait fait (par. 3.04).

Tableau 3.2 : PROJECTIONS DE LA CONSOMMATION DE BOIS DE FEU, 1981-2016

Année	Zones rurales		Zones urbaines		Total milliers de m ³
	m ³ /habitant	Total (milliers de m ³)	m ³ /habitant	Total (milliers de m ³)	
1981 (chiffres effectifs)	0,85	3.300	0,65	1.300	4.600
2001	0,75	3.700	0,65	3.100	6.800
2016	0,50	3.300	0,55	4.600	7.900

Source : Plan directeur forestier.

3.16 Les projections de la consommation sont raisonnables, mais les objectifs du plan directeur pour le plantage et la production sont trop ambitieux. Ils supposent que 100.000 ha de couvert forestier naturel peuvent être aménagés chaque année au cours de 20 prochaines années, parallèlement à l'établissement de plantations forestières rurales et d'Etat (le plantage atteindrait 60.000 et 25.000 ha/an respectivement au cours des 35 prochaines années). Ces objectifs vont au-delà de la capacité d'absorption du pays et ne tiennent pas compte des étendues dont dispose le pays pour ses plantations. La mission a donc fait ses propres projections, qui sont comparées aux chiffres du plan directeur à l'Annexe 3.1 et récapitulées au Tableau 3.3. Ces projections tiennent compte de la capacité des institutions forestières, et prévoient l'aménagement de 50.000 ha/an de couvert forestier naturel et la création de plantations rurales et d'Etat à des rythmes passant de 2.500 ha/an à 25.000 et 10.000 ha/an respectivement. Comme le montre le Tableau 3.3, cela permettrait encore d'atteindre les objectifs de consommation tout en laissant une marge de capacité de production suffisante pour éviter les pénuries régionales, à condition que le transport du bois de feu soit amélioré comme il est proposé (par. 3.11).

Tableau 3.3 : PROJECTIONS DE LA CAPACITE DE PRODUCTION ET LA
CONSOMMATION DE BOIS DE FEU, 1981-2016
(milliers de m³)

Année	Capacité de production		Consommation (3)	Différence (2) - (3)
	Plan directeur (1)	Mission (2)		
1981	7.200	7.200	4.600	2.600
2001	11.100	7.900	6.800	1.100
2016	13.600	9.600	7.900	1.700

Source : Estimations du Plan directeur forestier et des services de la Banque.

Produits pétroliers

3.17 La consommation familiale de produits pétroliers est relativement peu importante comparée à celle du bois de feu. On ne dispose pas de renseignements détaillés à ce sujet, mais la majeure partie du butane et du pétrole lampant utilisée dans le pays est probablement consommée par les ménages. Comme le montre l'Annexe 1.2, la consommation de butane subventionné a plus que quadruplé entre 1973 et 1981, passant de 2.500 à 11.000 tonnes, à la suite de la politique de "butanisation" (par. 2.09). La raffinerie de la SAR n'a pas pu faire face totalement à cet accroissement de la demande, et plus de 40 % du butane consommé en 1981 ont dû être importés. D'après les projections données à la mission (par. 2.25), la consommation devrait encore presque tripler d'ici à 1990. La consommation de pétrole lampant n'a augmenté que de 16 % entre 1973 et 1981, passant de 10.000 à 11.600 tonnes, et devrait tomber à 7.000 tonnes d'ici à 1990, probablement par suite de la substitution du butane.

3.18 Le principal problème a trait à la justification de la campagne de butanisation. Cette campagne n'a pas atteint l'objectif officiel qui était de faire baisser de moitié la consommation de charbon de bois (par. 2.09), et elle s'est traduite par une hausse de la facture des importations pétrolières. La subvention accordée au butane (environ 3,5 millions de dollars sur la consommation d'une année) bénéficie les populations les plus aisées. Elle pourrait être utilisée de façon plus équitable et productive dans des activités de reboisement (où elle pourrait financer le reboisement de quelque 3.500 ha/ an) ou dans l'accélération du programme de foyers Ban ak Suuf, ou peut-être dans l'utilisation domestique de la tourbe en zone urbaine.

Résidus agricoles

3.19 Les familles rurales utilisent probablement une partie de leurs résidus de récolte (par. 1.17) comme combustible, comme dans les autres pays en développement, mais on ne possède pas de renseignements sur les quantités ainsi utilisées. Le fumier et certains résidus de récolte peuvent également être utilisés comme source d'énergie sous la forme de biogaz. Il faudrait entreprendre une étude préliminaire des quantités disponibles de résidus agricoles et animaux afin de déterminer comment exploiter au mieux leur potentiel de ressource énergétique renouvelable.

Energie solaire

3.20 Les principales possibilités de contribution de l'énergie solaire à la satisfaction des besoins des ménages se situent probablement dans l'alimentation en eau chaude et dans l'utilisation de systèmes photovoltaïques. Les chauffe-eau solaires peuvent être utilisés pour l'alimentation des logements et des locaux commerciaux et industriels, si l'on consacre davantage d'efforts au développement de leur production. Les systèmes photovoltaïques donnent déjà de bons résultats dans certaines applications particulières (par. 2.12), et pourraient répondre à l'avenir à toute une gamme de besoins faibles dans des endroits isolés (par exemple, à la production d'électricité pour alimenter les pompes à eau, pour moudre le grain, pour la télévision éducative et pour la réfrigération) à condition que leurs coûts très élevés baissent comme prévu.

Electricité

3.21 Les ventes d'électricité aux ménages ont représenté en 1981 23 % du total des ventes (voir par. 4.03), ce qui est comparable aux chiffres du Libéria, mais inférieur aux niveaux de la Guinée et de la Côte d'Ivoire. L'alimentation par le réseau interconnecté se limite aux zones urbanisées de l'ouest du Sénégal. Certaines communautés rurales sont desservies par des centres secondaires et tertiaires (voir par. 4.08-4.09), mais, comme dans d'autres pays d'Afrique de l'Ouest, la grande majorité des familles rurales, qui représentent environ les trois quarts de la population, n'ont pas accès à l'électricité (voir par. 4.06).

3.22 Il est prévu d'effectuer, avec l'aide financière du Canada, une étude de la distribution d'électricité, afin d'élaborer un plan directeur pour l'électrification rurale et urbaine (voir par. 4.20). On espère terminer cette étude dans le courant du premier semestre de 1984. On devrait ainsi pouvoir disposer de renseignements plus complets sur les besoins en énergie des familles et établir une base ferme pour planifier l'extension des approvisionnements en électricité.

IV. DEVELOPPEMENT DU SOUS-SECTEUR DE L'ELECTRICITE

4.01 Dans ce chapitre sont examinés la croissance passée et prévue de la demande de l'électricité et le développement correspondant du réseau d'alimentation. Les questions relatives aux prix de l'électricité sont examinées au Chapitre V et les modalités institutionnelles de ce sous-secteur, au Chapitre VI.

Croissance de la demande

4.02 La consommation d'électricité, mesurée d'après les ventes aux consommateurs reliés au réseau d'alimentation publique, a augmenté de 5,3 % par an en moyenne au cours de la période 1970-82, passant de 285 GWh à 530 GWh (Annexe 4.1). Les taux de croissance ont été très irréguliers d'une année à l'autre, variant de plus 12,1 % en 1973 à environ 6 % en 1982. Les pointes de la demande ont augmenté sensiblement au même rythme que les ventes, passant de 54 MW à 102 MW, et la production brute également (de 332 à 632 GWh 1/). La consommation par habitant 2/ est passée de 73 kWh en 1970 à 124 kWh en 1981. Ce dernier chiffre est à comparer à la moyenne de 381 kWh pour l'ensemble des pays en développement et à celle de 182 kWh pour les pays en développement d'Afrique, ainsi qu'aux chiffres de 1978 de la Guinée et de la Côte d'Ivoire, qui étaient respectivement de 107 et 154 kWh.

4.03 La décomposition de la consommation par catégorie d'usagers a subi relativement peu de changements, comme le montre le Tableau 4.1 (les chiffres indiqués correspondent au réseau interconnecté en 1981). Le fait le plus saillant est l'augmentation de la part de la consommation familiale et la diminution de celle des industries, ce qui s'explique par l'accélération du taux de croissance de la consommation domestique au cours de la période considérée (7,8 % par an contre 6 %).

1/ Ces chiffres correspondent à l'alimentation publique. Les données sur la production d'électricité privée sont incomplètes, mais les industries énumérées à l'Annexe 4.6 ont produit environ 48 GWh en 1980.

2/ Consommation par habitant = production brute - population.

Tableau 4.1 : VENTES D'ELECTRICITE PAR CATEGORIE D'USAGERS,
RESEAU INTERCONNECTE, 1970-81
(en % des ventes totales)

	1970	1975	1981
Familles	20	18	23
Commerces	7	6	7
Industries	71	74	69
Eclairage public	2	2	1
	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>

Source : SENELEC.

4.04 Au cours de l'année écoulée, plusieurs prévisions ont été effectuées de la croissance de la demande sur le réseau interconnecté. Les écarts enregistrés entre les différentes estimations sont très larges (Annexe 4.2). Comme le montre le Tableau 4.2, ces estimations supposent des taux de croissance annuelle moyenne des ventes d'ici à 1990 qui varient entre 15,5 % (estimation la plus élevée) et 6,9 % (estimation la plus faible) alors que le taux effectif a été de 5,3 % pour la période 1970-82 et de 2,7 % pour 1978-82.

Tableau 4.2 : PREVISIONS DES VENTES ET DE LA DEMANDE MAXIMALE
SUR LE RESEAU INTERCONNECTE, 1981-90

	1982 (Chiffres effectifs)	1985	1990	Taux de croissance (% annuel) 1981-90
Ventes, GWh				
Estimation la plus basse	530	638	906	6,9
Estimation la plus haute	530	920	1.680	15,5
Demande maximale, MW				
Estimation la plus basse	102	116	175	7,0
Estimation la plus haute	102	168	277	13,3

Source : SENELEC et études de consultants.

Problèmes posés par la demande

4.05 Les principaux problèmes posés par la demande portent sur :

- i) La gestion de la demande : On ne fait pas assez pour modifier la demande d'électricité par des mesures autres qu'une action sur les prix. En 1980, une campagne publicitaire contre les gaspillages semble avoir contribué à la faible croissance de la consommation enregistrée au cours de l'année (2,5 %). Une étude récente effectuée par des consultants 1/ et les recherches de la mission ont permis de déterminer qu'il y avait matière à des réductions très sensibles de la consommation d'électricité des ménages et des bureaux (par exemple, par des économies sur la climatisation et l'eau chaude) et de l'industrie (par exemple, par une amélioration du facteur de puissance, qui est actuellement de 0,8 ou moins, et qui serait porté à 0,9 par l'installation de condensateurs, par un éclairage plus efficace, et par la remise en état des installations de distribution internes). Il faudrait entreprendre une campagne publicitaire soutenue afin d'encourager une utilisation plus efficace de l'électricité. Cette tâche devrait incomber au nouvel office de la conservation d'énergie (par. 6.16) de la direction de l'énergie du MDIA, en collaboration avec la SENELEC. Il faudrait effectuer des contrôles techniques des principaux consommateurs afin de déterminer l'ampleur des économies réalisables, et comment les réaliser. La SENELEC devrait également se doter d'un service technique pour donner des conseils aux usagers sur les moyens d'éviter les gaspillages.

- ii) Les prévisions de la demande : La prévision de la demande sur laquelle est fondé le programme de développement envisagé de la SENELEC (voir par. 4.16) suppose un taux de croissance moyen de 7,1 % par an jusqu'en 1990, alors que le taux effectif pour les années 1970-82 a été de 5,3 % par an (par. 4.02). Récemment, le taux de croissance a été encore plus bas, avec des augmentations de 2,5 % seulement en 1980 et de 6,1 % en 1981 et une diminution effective d'environ 6 % en 1982. Il faut analyser soigneusement les raisons de ce déclin afin de déterminer s'il s'agit d'un phénomène temporaire ou s'il annonce la persistance de taux de croissance beaucoup plus faibles. Dans l'intervalle, la projection utilisée pour la récente étude des tarifs (voir par. 5.11), fondée sur une croissance annuelle de 4 % jusqu'en 1985, puis de 6 % par an jusqu'en 1990 (Annexe 4.2), semble plus réaliste, compte tenu des tendances récentes, des perspectives de l'économie et des possibilités de réduire la consommation par une meilleure gestion de la demande. Cette projection a été adoptée par la mission comme base pour l'établissement du programme de développement à venir (voir par. 4.21).

1/ "Expertise énergétique d'entreprises" - Gaucher Pringle, novembre 1981.

Alimentation en électricité

4.06 L'accès à l'électricité est en grande partie limité aux grands centres de population de l'ouest du pays. Pratiquement toutes les villes de plus de 5.000 habitants, qui sont environ 45 en tout, sont alimentées. Une centaine des 240 centres de population qui comptent entre 1.000 et 5.000 habitants ont également l'électricité. L'électrification des villages se limite aux régions situées au voisinage immédiat de ces grands centres de population et aux centres tertiaires dotés de leur propre alimentation (par. 4.09). Cela veut dire que la grande majorité de la population qui vit dans les centres moins peuplés (de moins de 1.000 habitants), qui sont au nombre de près de 13.000, n'ont pas l'électricité. Malgré sa volonté de rendre l'électricité accessible aux communautés rurales, le Gouvernement reconnaît que le programme d'électrification doit tenir compte de l'ensemble des ressources disponibles et de leur utilisation éventuelle à d'autres priorités. En somme, l'électrification rurale doit être considérée dans le cadre d'un programme intégré d'approvisionnement de la population rurale en énergie. Etant donné que très peu de ménages ruraux pourraient être en mesure de supporter le coût économique de l'électricité ou des appareils électriques, une décision doit être prise avec beaucoup de prudence afin de répartir toute subvention financière qui a été allouée à l'approvisionnement de l'énergie rurale entre les activités qui peuvent arriver à des résultats immédiats et bien diffusés, comme par exemple le reboisement ou des programmes de dissémination de foyers améliorés.

Installations existantes

4.07 L'alimentation publique en électricité se limite principalement à la région côtière de l'ouest du Sénégal (voir Carte BIRD 16654), qui est desservie par le réseau interconnecté de la Société nationale d'électricité ^{1/} (SENELEC). Comme l'indique l'Annexe 4.3, ce réseau comprend deux centrales thermiques d'une puissance totale de 148 MW, plus une turbine à combustion de 16,5 MW à Dakar, ainsi que 11 MW centrales diesel à Saint Louis et Kaolack. Les groupes les plus gros ont une puissance de 30 MW. Cap des Biches, la plus moderne des deux centrales thermiques, fournit près de 80 % du total de l'alimentation (Annexe 4.4). Le transport de l'électricité est assuré par des lignes de 90 et 30 kV.

4.08 Indépendamment du réseau interconnecté, la SENELEC est responsable d'une vingtaine de centres secondaires où l'électricité est fournie par de petits générateurs diesel (Annexe 4.5 et carte). Ces générateurs ont une puissance qui varie entre 15 et 100 kW, et une capacité totale d'environ 5 MW. Ils fournissent moins de 2 % du total de l'alimentation publique (Annexe 4.1).

4.09 En dehors du réseau d'alimentation publique, certaines petites communautés rurales, appelées centres tertiaires, ont leurs propres installations de production, financées par les communautés elles-mêmes ou par l'Etat.

^{1/} Connue auparavant sous le nom de Société sénégalaise de distribution d'énergie électrique (voir par. 6.07).

4.10 Certaines industries privées ont leur propre groupe générateur, soit pour leur alimentation normale, soit comme installation de secours. On ne dispose pas de renseignements complets sur ces installations, mais certaines des plus importantes, qui ont ensemble une capacité d'environ 24 MW, sont énumérées à l'Annexe 4.6. Environ les deux tiers de cette capacité proviennent d'installations thermiques à vapeur dans l'industrie sucrière, qui utilisent en partie de la bagasse et en partie du fuel-oil, tandis que le reste est composé de groupes diesel.

Les tendances de l'alimentation

4.11 La capacité d'alimentation a toujours dépassé la demande. Au cours de la période 1970-81, la marge de capacité non utilisée n'est jamais tombée en dessous de 60 % des pointes de la demande, et était de 62 % en mi-1982 (Annexe 4.1). Selon le critère de la SENELEC en ce qui concerne les réserves (ce critère se fonde sur la plus grosse installation du réseau plus les groupes diesel de Saint Louis et Kaolack), l'excédent de capacité est actuellement d'environ 25 MW, ce qui représente environ 14 % du total de la puissance installée.

4.12 Le coefficient de charge du réseau 1/ reste au voisinage du niveau relativement élevé de 70 % (Annexe 4.1), ce qui montre l'importance de la part de l'alimentation totale prise par l'industrie, notamment les phosphates, qui fonctionne de façon relativement continue. Les deux principales centrales sont entretenues et exploitées convenablement. En 1981, leur disponibilité a été en moyenne de 85 % pour elles deux. Il ne semble pas qu'il y ait de difficulté à se procurer des pièces de rechange, sauf en ce qui concerne les trois groupes de réserve de 3 MW de Bel Air, qui ont 42 ans d'âge. La consommation d'électricité des installations auxiliaires est élevée à Bel Air (9 % contre 6 % à la centrale plus moderne de Cap des Biches).

4.13 La productivité, mesurée par le nombre de kWh produit par employé, a augmenté d'environ 2,4 % par an entre 1972 et 1981, passant de 281 à 348 kWh, malgré un certain fléchissement depuis 1979 (Annexe 4.7). Les ventes de kWh par employé ont augmenté sensiblement au même rythme. Le nombre d'utilisateurs desservis par employé est tombé de 86 en 1974 à 80 en 1981, mais ce nombre reste plus élevé que dans n'importe quel autre pays en développement d'Afrique pour lequel on dispose de données, à l'exception de Maurice.

4.14 La consommation d'hydrocarbures des centrales thermiques a augmenté un peu plus lentement que la production d'électricité par suite d'une amélioration de l'efficacité thermique moyenne apportée par l'installation de deux unités de 30 MW à Cap des Biches en 1975 et 1978. Comme le montrent l'Annexe 4.8 et, d'une façon sommaire, le Tableau 4.3, la consommation spécifique moyenne a diminué de 307 à 298 g par kWh. En 1981, la consommation d'hydrocarbures pour la production d'électricité représentait environ le quart du total de la consommation nationale. Le fuel-oil a satisfait à plus de 94 % des besoins pendant toute la période considérée, et le gas-oil, au reste (hormis une contribution minime du gaz naturel en 1981).

1/ Production annuelle (en GWh) ÷ (Demande maximale [en MW] x 8.760 heures).

Tableau 4.3 : CONSOMMATION DE COMBUSTIBLE POUR LA PRODUCTION
D'ELECTRICITE, 1973-81
(milliers de tep)

	1973	%	1977	%	1981	%
Fuel-oil	118,9	97,1	148,1	98,5	184,5	95,9
Gas-oil	3,6	2,9	2,2	1,5	7,6	4,0
Gaz naturel	0,2	0,1
	<u>122,5</u>	<u>100,0</u>	<u>150,3</u>	<u>100,0</u>	<u>192,3</u>	<u>100,0</u>

Source : Chiffres calculés d'après les données de la SENELEC.

4.15 Les pertes subies dans le transport et la distribution sont passées de 7 à 13 % entre 1975 et 1979, mais les chiffres de 1981 semblent indiquer qu'elles sont retombées à 10 %. 1/ Certaines lignes de transport sont en mauvais état. Les lignes les plus anciennes de 90 kV, posées en 1959 dans la région du Cap des Biches, ont une durée de vie résiduelle estimée à moins de cinq ans et risquent de subir de grave panne pendant cette période s'il n'est pas remédié à la détérioration apparente de certains pylônes et de certains conducteurs. Sur le réseau de 30 kV, où certaines lignes ont plus de 50 ans d'âge, le coefficient de puissance moyen est faible (0,82, alors que le minimum souhaitable est de 0,9). Certaines des lignes de 30 kV fonctionnent à la limite de leur capacité de transfert. La ligne de Thiès à Saint Louis, par exemple, est en mauvais état et ne peut acheminer que 2 MW à Saint Louis, avec des pertes de 24 %. C'est pourquoi Saint Louis s'alimente principalement à l'aide de ses groupes diesel installés récemment, qui fonctionnent à leur charge minimale. On s'attend qu'une situation du même ordre apparaisse à Kaolack, où de nouveaux groupes diesel viennent d'être installés (Annexe 4.3). Cela veut dire que ces deux centres fonctionnent en fait indépendamment du réseau principal.

Programme de développement

4.16 Le programme de production et de transport envisagé par la SENELEC pour la décennie en cours est fondé sur un plan directeur pour le développement du réseau d'électricité jusqu'en l'an 2005 2/ financé par l'Agence Canadienne pour le Développement International. D'après la prévision moyenne des consultants (Annexe 4.2), le programme est beaucoup trop vaste, car il nécessiterait l'addition de 285 MW (Annexe 4.9) comprenant deux turbines à

1/ On a des doutes sur l'exactitude de ce chiffre, en raison du manque de fiabilité des mesures.

2/ Plan directeur Secteur de l'énergie électrique Shawinigan Engineering Company, Limited, juillet 1981.

combustion de 15 MW qui seraient installées en 1984 et 1986; deux groupes de 30 MW alimentés à la tourbe en 1986 et 1988 1/; trois groupes hydroélectriques de 40 MW, représentant la capacité totale du projet de Manantali, en 1988; et les trois unités de 25 MW du projet hydro-électrique de Kékréti, en 1990.

4.17 Toutes les installations thermiques de Bel Air (60 MW) seraient retirées au cours de cette période, de sorte qu'en 1990, l'addition nette de puissance serait de 225 MW. Le critère suivi pour les réserves est plus strict que celui qui est appliqué actuellement (par. 4.11) : la marge de capacité de réserve par rapport à la demande maximale prévue devrait être égale à la somme des deux plus grosses installations du réseau interconnecté, et la probabilité de perte de charge ne devrait pas dépasser deux jours par an au début (contre trois jours par an actuellement), et devrait tomber à un jour par an en 1990.

4.18 Comme le montrent l'Annexe 4.9 et, sous une forme résumée, le Tableau 4.4, le programme de développement envisagé devrait porter la puissance installée du réseau interconnecté de 164 à 389 MW, ce qui suppose un taux de croissance sensiblement plus rapide (10 % par an) que pour les prévisions de la demande maximale (7,1 % par an). Ainsi, la marge de capacité de réserve représenterait plus de 100 % de la demande de pointe en 1990, ce qui est encore supérieur au fort niveau actuel de 62 % (par. 4.11).

Tableau 4.4 : PROGRAMME ENVISAGE PAR LA SENELEC,
RESEAU INTERCONNECTE, /1 1981-90

	1981 (Chiffres effectifs)	1985	1990	Croissance annuelle moyenne (%) 1981-90
Demande maximale, MW	101	127	187	7,1
Puissance installée <u>/2</u> , MW	164	179	389	10,0

/1 A l'exclusion de Saint Louis et de Kaolack (par. 4.15).

/2 Nette des retraits.

Source : SENELEC.

4.19 Depuis la mission de juin 1982, la SENELEC a révisé son programme de développement. Le résultat est une réduction de la capacité additionnelle requise pendant les années 1980. Le Gouvernement est en train de revoir ce programme.

1/ L'étude des consultants indiquait le charbon ou la tourbe, mais, pour son programme, la SENELEC a supposé que ces installations seraient alimentées à la tourbe.

Distribution de l'électricité

4.20 Le plan directeur actuel pour le développement de l'électricité (par. 4.16) porte sur la production et le transport seulement. Une autre étude est envisagée, avec l'aide financière du Canada, pour l'établissement d'un plan directeur de distribution couvrant à la fois les zones urbaines et rurales, dont l'achèvement est prévu pour le début de 1984.

Problèmes d'approvisionnement

4.21 Les principaux problèmes d'approvisionnement portent sur :

- i) Les installations existantes : Il y a déséquilibre entre la situation de la production, d'une part, et celle du transport et de la distribution, d'autre part. L'état général des installations de production est satisfaisant, et la marge de capacité de réserve n'est pas seulement suffisante, mais excessive. Par contre, certaines parties du réseau de transport et de distribution sont à la limite de leur capacité et en mauvais état, ce qui se traduit par de fortes pertes et des dépenses supplémentaires (par exemple, pour l'installation de groupes diesel de réserve à Saint Louis et à Kaolack).
- ii) La planification du réseau : Il faudra actualiser le plan directeur pour le réseau d'électricité afin de tenir compte des résultats des études en cours sur la tourbe, des dernières informations sur le coût des options centrale thermique au charbon et centrale hydraulique et d'une révision des prévisions de la charge (par. 4.05). L'étude envisagée de la planification de la distribution (par 4.20) prévoit également cette actualisation, mais il faudrait que le personnel de planification de la SENELEC participe à cette révision afin d'acquérir l'expérience de l'utilisation du programme d'ordinateur, de manière à pouvoir effectuer d'autres actualisations à l'avenir.
- iii) Les options hydro-électriques : L'alimentation de Dakar en énergie électrique à partir du barrage de Manantali situé au Mali nécessiterait des accords internationaux pour garantir la sécurité de l'approvisionnement. Pour devenir intéressante, il faudrait donc que, du point de vue des coûts, cette option présente des avantages importants vis-à-vis des autres solutions possibles. 1990 semble une date plus réaliste pour le projet de Manantali que 1988 (par. 4.16). En outre, les coûts d'équipement prévus pour ce projet (Annexe 4.10) sont trop faibles. Ils supposent que le coût total du barrage peut être traité comme coût antérieur, sans imputation à l'électricité, la raison étant que la construction du barrage aurait été décidée pour les besoins de l'irrigation et de la navigation et que rien n'avait été prévu au moment de la décision pour la production d'électricité. Toutefois, les négociations avec l'OMVS n'ont pas encore été entamées sur cette question importante. De plus, on croit savoir que la hauteur du barrage a été choisie de manière à permettre l'exploitation optimale de son potentiel hydro-électrique (voir par. 2.08), et qu'un barrage plus bas aurait suffi pour les seuls besoins

de l'irrigation et de la navigation. La différence de coût entre deux barrages de hauteur différente peut difficilement être considérée comme un coût antérieur, d'autant que la construction vient à peine de commencer, et que l'on pourrait probablement opter encore pour la plus faible hauteur s'il était pas décidé de construire une centrale. Les autres participants pourraient également souhaiter faire payer un "loyer" au Sénégal pour l'utilisation du barrage pour la production d'électricité. Les coûts de la ligne de transport de 760 km reliant Manantali à la région ouest du Sénégal ont peut-être également été sous-estimés, car ils sont basés sur une ligne de 220 kV, tension qui semble trop faible. Les coûts des autres projets hydro-électriques envisagés, indiqués à l'Annexe 4.10, sont encore plus incertains et devront être revus pour l'établissement des priorités en ce qui concerne leur exécution. En particulier, il faudra évaluer les avantages relatifs des projets de Kékréti et Sambangalou sur le fleuve Gambie. Actuellement, la préférence semble aller à Kékréti, bien que les coûts indiqués pour Sambangalou soient plus faibles. ^{1/} Cette préférence serait causée par l'opposition au projet de Sambangalou en Guinée, où il causerait de graves inondations. Toutefois, cette situation devra être revue du fait du changement récent de l'attitude de la Guinée qui serait à présent disposée à soutenir ce projet (par. 2.07).

- iv) Les autres options d'alimentation : Au prix estimatif de 100 dollars la tonne de charbon importé (par. 2.14), une centrale alimentée au charbon serait moins coûteuse que les autres options thermiques. Le coût estimatif de production d'une centrale au charbon de 30 MW est d'environ 7 cents le kWh, ce qui peut servir de point de comparaison pour les autres options. En plus de l'électricité hydraulique, ces autres options devraient comprendre la tourbe, l'excédent de bagasse (par. 2.10) et les coques d'arachide (par. 2.11). A propos de la tourbe, il est très peu probable qu'une première installation alimentée à la tourbe puisse être mise en service avant 1988, étant donné le délai nécessaire à l'extraction de ce combustible (par. 2.06).
- v) Electrification rurale : L'élément électrification rurale de l'étude relative au plan directeur de distribution envisagé (par. 4.20) devra considérer non seulement des options classiques de l'alimentation par le réseau interconnecté ou par groupe diesel, mais des autres options envisageables pour satisfaire les besoins en énergie des régions rurales, même si certaines de ces options, telles que les systèmes photovoltaïques (par. 2.12) ne deviendront économiques que dans quelques années.
- vi) Programme de développement : Le programme d'installations de production envisagé pour la présente décennie (par. 4.16) paraît beaucoup trop ambitieux. L'autre programme préféré par la mission

^{1/} Il est possible que les coûts indiqués pour le projet de Sambangalou ne comprennent pas les coûts de dédommagement des populations qu'il faudra déplacer et dont les terres agricoles seront inondées en Guinée.

(Annexe 4.9) se fonde sur le taux de croissance plus réaliste de la demande utilisé pour l'étude révisée des tarifs (4 % par an jusqu'en 1985 et 6 % par la suite) et sur le maintien de la capacité actuelle de Bel Air plutôt que son retrait. Il utilise également le critère actuel en ce qui concerne la capacité de réserve, car l'adoption à l'heure actuelle du critère beaucoup plus strict envisagé (par. 4.17) pourrait se traduire par une marge de capacité encore plus excessive, étant donné les incertitudes qui pèsent actuellement sur les tendances à venir de la demande. Sur cette base, la turbine à combustion de 15 MW proposée pour 1984 ne serait pas nécessaire avant 1986. Cette addition serait suivie d'une installation à vapeur de 20 à 30 MW (alimentée à la tourbe ou au charbon) en 1988 et des installations de 3 x 40 MW à Manantali en 1990.

4.22 Ce programme entraînerait des modifications sensibles de la physionomie des approvisionnements en électricité, du fait de l'introduction des premières installations thermiques (charbon/tourbe) et hydrauliques. Comme le montre le Tableau 4.5, le fait le plus saillant serait une diminution de près de 100.000 tep, soit d'environ la moitié, de la consommation d'hydrocarbures pour la production d'électricité d'ici à 1990.

Tableau 4.5 : PHYSIONOMIE DES APPROVISIONNEMENTS DU RESEAU INTERCONNECTE
1981-90 PROJECTION DE LA MISSION

	1981 (Chiffres effectifs)	1985	1990
<u>Production, GWh</u>			
Alimentation aux hydrocarbures	656	760	373
Alimentation au gaz naturel	7	-	-
Alimentation au charbon ou à la tourbe	-	-	197
Electricité hydraulique	-	-	505
	<u>663</u>	<u>760</u>	<u>1.075</u>
<u>Consommation de combustible (milliers de tep)</u>			
Fuel-oil	184,5	199,4	97,6
Gas-oil	7,6	-	-
Gaz naturel	0,2	-	-
Charbon/tourbe	-	-	53,5
	<u>192,3</u>	<u>199,4</u>	<u>151,1</u>

Source : Estimations de la SENELEC et des services de la Banque.

V. PRIX DE L'ENERGIE ET TAXES

Produits pétroliers

5.01 Les prix des produits pétroliers sont fixés en deux temps. Tout d'abord, on fixe les prix à la sortie de la raffinerie en ajoutant une marge au prix de revient pour couvrir le prix du brut, le coût d'exploitation de la raffinerie et le revenu de 12 % sur l'investissement garanti par la convention d'établissement. Ensuite, on fixe les prix de détail dans lesquels sont compris les coûts de distribution et les taxes ou subventions nettes que l'Etat applique aux produits raffinés. A ces deux stades, les prix sont approuvés par le Gouvernement sur la base de recommandations de la Commission nationale des hydrocarbures. Vu la nature de la convention régissant les opérations de la SAR, le Gouvernement ne dispose que de moyens d'action limités sur les prix au départ des raffineries, si bien que les variations de ces prix reflètent celles du coût des importations de brut et des coûts d'exploitation de la raffinerie. Toutefois, tel n'est pas le cas au niveau des ventes de détail, où l'Etat peut agir de façon sensible tant sur le niveau que sur la structure des prix en faisant varier l'élément taxe ou subvention appliqué à chaque produit.

5.02 En principe, on peut analyser les prix au départ de la raffinerie déterminés de cette manière pour avoir un indicateur de l'efficacité relative de la solution qui consiste à satisfaire les besoins pétroliers du pays en important du brut et en le raffinant sur place. Pour ce faire, on compare le niveau d'équilibre des prix au départ de la raffinerie aux prix nationaux d'importations directes calculés sur la base des prix internationaux de produits raffinés auxquels on ajoute une marge pour le coût du transport. Malheureusement, la mission n'a pas pu effectuer une analyse pour le Sénégal car les prix au départ de la raffinerie en vigueur au moment de sa visite ne rendaient pas compte de façon précise du coût du raffinage sur place. En effet, ces prix étaient gelés depuis novembre 1981, malgré la hausse considérable des importations de brut causée principalement par les variations de taux de change. Les estimations établies par la SAR en juin 1982 indiquent que les prix au départ de la raffinerie auraient augmenté d'environ 10 % même si les pertes de 10 à 15 millions de dollars causées par le gel jusqu'à cette date avaient été remboursées à la SAR sous la forme d'une somme forfaitaire.

5.03 Depuis ce temps-là, les prix au départ de la raffinerie ainsi que les prix de détail ont augmenté bien que, à cause de la dévaluation du franc CFA par rapport au dollar des Etats-Unis, il y a aussi eu une hausse des coûts de l'importation du pétrole. Une fois que ces nouveaux prix au départ de la raffinerie auront été en vigueur de huit à douze mois, il serait utile de les comparer avec le prix moyen qui aurait été payé pour ces produits pétroliers s'ils avaient été importés directement.

Tableau 5.1 : STRUCTURE DES PRIX DES PRODUITS PETROLIERS, MAI 1983
Dollar EU par tonne métrique /a

Produit	Prix départ raffinerie /b	Marge pour la distribution	Taxes (Subventions) nettes /c	Prix de détail
Super	422	111	516	1.049
Ordinaire	401	99	510	1.010
Pétrole lampant	350	84	58	492
Gas-oil (ordinaire)	354	75	133	562
Gas-oil (Marine)	354	41	(3)	392
Gas-oil (Flotte de pêche	354	41	(137)	258
Gas-oil (SENELEC) /d	304	48	5	357
Fuel-oil 1500	205	31	(33)	269
Fuel-oil 3500	190	30	(31)	251
Fuel-oil 3500 (SENELEC)	190	30	(2)	218
Gaz de pétrole liquéfié (bouteille de 12,5 kg)	340	245	(393)	192
Gaz de pétrole liquéfié (bouteille de 2,7 kg)	340	245	(493)	92

/a Au taux de 1 dollar EU pour 350 francs CFA.

/b Le prix départ raffinerie s'entend net des droits de douane payés par la SAR et recouvrés sur son prix de vente.

/c Y compris les droits de douane, la taxe de raffinage, une taxe spécifique, une contribution au fonds de stabilisation des prix et une taxe spéciale sur l'essence ordinaire et le super.

/d Les prix de juillet 1982; convertis au taux de 1 dollar EU pour 330 francs CFA.

Source : Estimations des services de la Banque fondées sur des données du GAS, du GGP et de la SAR.

5.04 Le Tableau 5.1 ci-dessus présente la structure des prix pétroliers en vigueur en mai 1983. Ces prix se caractérisent par une lourde taxe sur l'essence et par une taxe moins forte sur le pétrole lampant et le diesel, qui sont utilisées en partie pour compenser les fortes subventions accordées sur les ventes de gaz de pétrole liquéfié et de gas-oil à l'industrie de la pêche. Il serait bon d'examiner de près le bien-fondé de ces subventions et l'efficacité avec laquelle elles permettent d'atteindre les objectifs auxquels

elles sont destinées. Cela vaut en particulier pour la campagne de butanisation qui n'a absolument pas réussi à faire baisser de moitié la consommation de charbon de bois, comme elle était censée le faire, et dont les principaux bénéficiaires semblent avoir été les ménages relativement plus aisés. Cette subvention s'est élevée à 470.000 dollars par mois en 1982 et il est difficile d'en justifier la continuation. En second lieu, il se pose la question de savoir si l'octroi de subventions sur les coûts du combustible sont le meilleur moyen de soutenir l'importante industrie de la pêche en pleine croissance. Un soutien plus direct donnerait les mêmes résultats sans s'accompagner des complications administratives que comporte la nécessité de veiller à ce que les ventes subventionnées d'un combustible largement utilisé vont bien à la catégorie visée du marché.

5.05 L'examen de la structure des taxes et subventions appliquées aux produits pétroliers est d'autant plus nécessaire que la contribution fiscale de ce secteur a diminué très fortement au cours de l'année passée. Jusqu'en 1981, les prix de détail augmentaient en général parallèlement aux coûts et les taxes appliquées aux produits pétroliers procuraient à l'Etat environ 7 % de ses recettes courantes (quelque 50 millions de dollars en 1981) 1/. En 1982, la situation s'est détériorée par suite du gel imposé aux prix de détail et aux prix au départ des raffineries. Si les prix au départ des raffineries étaient portés au niveau exigé par la convention de la SAR et les prix de détail restaient inchangés, le Gouvernement devrait renoncer à quelque 8 millions de dollars de recettes fiscales pour le second semestre de 1982, soit à environ un tiers du total des recettes que lui aurait procuré ce secteur au cours de cette période. Si le niveau et la composition des recettes fiscales dépassent le cadre du présent rapport, il est difficile de justifier une baisse de la contribution du secteur pétrolier à une époque où l'ensemble des ressources du pays est déjà très limité et où les besoins en ressources du secteur de l'énergie sont vastes et en augmentation.

Electricité

5.06 Le tarif d'électricité actuel, fondé sur les coûts marginaux à long terme des approvisionnements, a été institué en 1977 2/, à la suite d'une étude d'Electricité de France (EDF). Comme le montre l'Annexe 5.1, il comporte une prime fixe mensuelle par kilowatt, plus une redevance par kWh consommé, sauf pour les usagers domestiques, qui ne paient que la seconde. Celle-ci est de type dégressif. Les tarifs varient selon la tension d'alimentation (haute tension, moyenne tension ou basse tension) et, pour les usagers industriels (moyenne tension, haute tension), selon que la consommation se fait aux heures de pointe (19 heures - 23 heures) ou en dehors de ces heures. Le seul tarif

1/ Voir évolution des prix de détail des produits pétroliers à l'Annexe 5.5.

2/ L'ancien tarif, fondé sur des prix au kWh qui varient selon l'usage (éclairage, appareils électro-ménagers, entraînement électrique, etc.) est encore appliqué à certains usagers.

économique est appliqué aux petits usagers domestiques, dont la consommation mensuelle ne dépasse pas 20 kWh, et qui jouissent actuellement d'une remise d'environ 17 % par rapport aux autres usagers domestiques. Les redevances totales que paient les diverses catégories d'usagers comprennent la taxe à la valeur ajoutée (qui est actuellement de 7 %) et, dans certaines localités, une taxe communale de 2,5 %.

5.07 Le tarif prévoit des taux ajustables selon une formule qui lie le prix de l'électricité aux coûts du carburant, de la main-d'oeuvre et des matériels, selon la description donnée à l'Annexe 5.1. Toutefois, en réalité, les tarifs d'électricité ne sont ajustés périodiquement qu'en fonction des variations du coût du carburant, et non pas de celles des coûts de la main-d'oeuvre et des matériels. De ce fait, les tarifs appliqués sont inférieurs à ce qu'ils auraient été si la formule de variation de prix (qui diffère selon la tension d'alimentation) avait été appliquée convenablement. En 1981, par exemple, le prix moyen perçu par la SENELEC a été de 38,7 francs CFA (environ 14 cents) le kWh, soit environ 8 % en-dessous du chiffre de 42 francs CFA le kWh qui aurait résulté de la stricte application des formules.

5.08 En valeur réelle, le prix moyen perçu par la SENELEC a augmenté de 44 % au cours de la période 1972-1982, ce qui représente un taux d'augmentation annuelle moyenne d'environ 4 % (Annexe 5.2). Le principal facteur de cette hausse a été l'augmentation de près de 400 % du coût réel des hydrocarbures utilisés pour la production d'électricité (près de 19 % par an), qui a plus que neutralisé les économies d'échelle et d'exploitation réalisées du fait de la mise en service d'installations de production plus grandes et plus efficaces au cours de cette période. C'est ainsi que le coût du carburant, qui représentait environ 30 % du coût moyen de production au kWh en 1972, en représentait 78 % en 1981.

5.09 La plupart des usagers du secteur privé paient rapidement leurs notes d'électricité, le délai moyen de paiement n'étant que d'un mois. Malheureusement, il n'en est pas de même des services et organismes d'Etat, dont les impayés s'élèvent actuellement à 2,2 milliards de francs CFA, soit à l'équivalent d'environ une année d'approvisionnement en électricité. Cela impose une charge financière injustifiée à la SENELEC, qui doit actuellement payer environ 20 % d'intérêt sur ses découverts bancaires (ce qui équivaut à un coût supplémentaire de 1,2 cent des Etats-Unis le kWh).

5.10 Les tarifs sont uniformes dans tout le pays, conformément à une politique délibérée de l'Etat qui vise à encourager la décentralisation des activités économiques. De ce fait, les usagers des centres secondaires, dont les coûts d'approvisionnement (à l'aide de petits groupes diesel) sont élevés, bénéficient d'une subvention substantielle.

5.11 Le Gouvernement a pour politique de revoir périodiquement les tarifs d'électricité pour les modifier en fonction de l'évolution de la consommation et des coûts d'approvisionnement à mesure que le réseau se développe. La première de ces révisions du tarif de 1977, financée dans le cadre du crédit accordé par l'IDA à un projet d'électricité, a été entreprise en 1982 par EDF. Cette étude comprend également une mise à jour des coûts marginaux à long terme du réseau SENELEC. A la suite de cette étude le Gouvernement a approuvé une légère augmentation des prix de l'électricité, cependant la

structure tarifaire est restée la même. En conséquence, il existe d'importants écarts entre la structure des tarifs en vigueur et l'estimation des coûts marginaux à long terme. Les plus importants de ces écarts, tels qu'ils apparaissent au Tableau 5.2, sont i) le niveau beaucoup plus élevé de la prime fixe, sauf pour le principal producteur de phosphates (TAIBA) par exemple, pour les usagers de la basse tension, le coût marginal à long terme est supérieur à 4.000 francs CFA/kw/mois, alors que le tarif actuel est de 1.000 francs CFA/kw/mois; ii) la différence entre le coût marginal à long terme de l'électricité aux heures de pointe et aux autres heures pour les usagers de la basse tension, dont il n'est pas tenu compte dans le tarif actuel; et iii) le fait que le coût marginal à long terme de l'électricité ne diminue pas pour les usagers de la basse tension dont la consommation augmente. La mission recommande qu'on s'adresse à ces anomalies dans la structure tarifaire de l'électricité au cours de la prochaine série de révisions des tarifs, qui doit avoir lieu en fin 1983.

5.12 Il faudrait aussi que les futures augmentations des tarifs s'adressent aux problèmes financiers de la SENELEC. Le ratio capitaux propres/actifs immobilisés indique bien les difficultés qu'éprouve la SENELEC à se reconstituer une marge brute d'autofinancement substantielle ce que confirme le ratio dettes à long terme/capitaux permanents quant à la faible marge d'autonomie de la société. En plus le ratio de liquidité immédiate indique combien la trésorerie de la SENELEC est faible et incapable de couvrir sa part des investissements. La SENELEC a deux problèmes à résoudre d'urgence : (i) à court terme, celui de la liquidité (règlement des dettes à court terme, trésorerie à reconstituer, reconstitution du fonds de roulement), et (ii) à long terme, celui de la solvabilité (optimisation de l'emploi des moyens disponibles, mise en place des moyens de gestion permettant d'absorber efficacement les ressources financières). L'augmentation des tarifs de l'électricité doit donc faire partie d'un plan de redressement nécessaire pour assurer l'avenir de la société, un plan qui comprendrait aussi le recouvrement des impayés (mentionné ci-dessous), l'augmentation des fonds propres et l'évaluation réaliste des investissements à moyen terme. Les projections financières de la SENELEC ^{1/} pour le sixième Plan (1982-1986) supposent un prix moyen en 1986 de 44,05 francs CFA (16 cents) le kWh en prix de 1981, ce qui représenterait une hausse moyenne de 2,6 % par an, contre 3,2 % par an au cours des années 1976-81.

5.13 Les principaux problèmes liés au prix de l'électricité sont :

- i) La non liquidation par les services gouvernementaux et autres organismes publics de leurs arriérés de paiement sur leurs notes d'électricité à la SENELEC. Il faudrait exiger le paiement de ces arriérés dans un certain délai, par exemple, un an.

^{1/} Fondées sur 25-30 % d'autofinancement; 5 % par an d'augmentation réelle du prix du carburant; 10 % par an d'inflation générale; un ratio ventes/production brute d'électricité de 84 %; une consommation de combustible moyenne de 299 g/kWh, une augmentation de 12,88 % par an (en francs CFA courants) du prix moyen de l'électricité; une augmentation de 4,56 % par an des effectifs; une augmentation de 5,5 % par an des dépenses de fonctionnement; et une augmentation de 4 % par an des ventes.

Tableau 5.2 : TARIF D'ELECTRICITE ACTUEL ET ESTIMATIONS
DES COUTS MARGINAUX A LONG TERME

	STRUCTURE DES TARIFS (mai 1983)			COUT MARGINAL A LONG TERME		
	Prime fixe francs CFA/kW/ mois	Redevance de consommation francs CFA/kWh Heures de pointe	Autres heures	Prime fixe francs CFA/kWh/ mois	Redevance de consommation francs CFA/kWh Heures de pointe	Autres heures
<u>Haute tension /1</u>						
Taiba /2	1083	37,21	28,03	798	35,52	28,52
Autres	-	-	-	2499	38,98	29,14
<u>Moyenne tension /1</u>						
Tarif général	750	51,89	36,70)	2226	51,08	38,58
Tarif spécial /3	1140	37,39	27,80)			
<u>Basse tension /1</u>						
Tarif domestique /4	-	63,11	63,11)			
		-36,59	-36,59)			
Tarif général /4		75,35	75,35)			
		-36,59	-36,59)	4093	63,91	47,14
Tarif commercial /4						
- binôme	930	53,93	53,93)			
		-45,77	-45,77)			
- monôme	-	78,41	78,41)			
		-45,77	-45,77)			
Eclairage public	800	55,57	55,57)			

/1 Haute tension = 60 et 90 kV, moyenne tension = 5,5, 6,6 et 30 kV,
basse tension = inférieure à 5,5 kV

/2 Phosphates.

/3 Zone franche.

/4 Tarifs dégressifs le chiffre le plus élevé indiqué est appliqué à la
première tranche de consommation.

Source : SENELEC et étude des tarifs effectuée par l'EDF.

- ii) Le fait que les tarifs d'électricité ne soient pas ajustés selon la formule de variation des prix, ce qui entraîne également une perte de recette pour la SENELEC. La formule révisée du nouveau tarif proposé devra être appliquée automatiquement à des intervalles spécifiés.
- iii) La structure actuelle du tarif et les barèmes appliqués pourraient, avec des changements relativement mineurs, refléter le coût marginal à long terme des approvisionnements déterminé par la nouvelle étude d'EDF. Il faudra prévoir un nouvel ajustement pour que la SENELEC atteigne ses objectifs financiers. Il faudrait effectuer ces ajustements de manière à minimiser la distorsion des effets d'incitation ou de dissuasion des tarifs strictement fondés sur le coût marginal.
- iv) Les tarifs dégressifs dont profitent les usagers domestiques sont incompatibles avec le fait qu'il est souhaitable d'inciter les usagers à réduire plutôt qu'à augmenter leur consommation d'électricité. Des tarifs ultérieurs devraient mettre fin à cette situation ainsi qu'à l'autre anomalie qui permet encore à certains usagers de payer au tarif d'avant 1977.

Bois de feu et charbon de bois

5.14 Le Gouvernement fixe les prix de détail du bois de feu et du charbon de bois, mais il ne peut les appliquer pleinement. Il impose également une redevance d'exploitation aux permis autorisant à couper du bois dans les forêts naturelles ou dans les plantations domaniales. Les prix de détail actuels à Dakar et les redevances dont sont assortis les permis sont présentés au Tableau 5.3 (la composition détaillée du prix du bois de feu est décrite à l'Annexe 5.4). Lorsque la demande dépasse l'offre, le prix de gros à Dakar peut être supérieur au prix de détail officiel, surtout pour le charbon de bois. Les détaillants réduisent alors le poids vendu, selon le prix de détail officiel dans une proportion qui peut atteindre la moitié du total, soit une livre vendue au prix d'un kilo. Actuellement, la différence est d'environ 20 francs CFA le kilo de charbon de bois, comme le montre le Tableau 5.3.

Tableau 5.3 : REDEVANCES D'EXPLOITATION ET PRIX DE DETAIL
DU BOIS DE FEU ET DU CHARBON DE BOIS (mai 1983)

	Taxe forestière ou redevance d'exploitation francs CFA	Prix de détail contrôlé francs CFA/kg	Prix de détail effectif francs CFA/kg
Bois de feu	a) 250/stère /1 (forêt naturelle)	20	20
	b) 2000/stère /1 (plantations domaniales)	20	20
Charbon de bois	300/quintal /2	30	≤ 50

/1 1 stère = 0,5 0,6 m³ (selon le type de bois)

/2 1 quintal = 100 kg.

Source : Direction des eaux, forêts et chasses.

5.15 Bien que les prix de détail du bois de feu aient augmenté en valeur réelle depuis quelques années, ils ne reflètent toujours pas la valeur du bois pour l'économie ni le fait que les forêts se dépeuplent de plus en plus. Le prix du permis de coupe dans les forêts naturelles n'a pas varié depuis longtemps, et il reste purement nominal (120 francs CFA le stère, ce qui représente moins de 1 dollar/m³). Le premier signe indiquant que le Gouvernement a pris conscience que le bois ne pourrait plus être considéré comme une ressource pratiquement gratuite, a été donné par la décision de prélever 2.000 francs CFA le stère (environ 11 dollars/m³) pour les permis de coupe dans les plantations domaniales. Plus récemment la redevance d'exploitation pour les forêts naturelles a aussi été augmentée à 250 francs CFA/stère et pour le charbon de bois à 300 francs CFA/quintal. Cette politique est bien orientée sur la bonne voie, mais à l'avenir les taxes et les redevances sur la production du bois devront être ajustées plus fréquemment et plus régulièrement.

Prix relatifs de l'énergie

5.16 Les prix relatifs de l'énergie jouent un rôle important dans le choix des combustibles par les usagers, en particulier familles et commerçants, qui utilisent actuellement plusieurs combustibles. Toutefois, ce choix repose non seulement sur le prix des différents combustibles, mais aussi sur leur efficacité relative, qui conditionne elle-même le prix par unité "utile" d'énergie. Si ces efficacités d'utilisation varient selon le pays et selon l'usage, et sont sujettes à une marge d'erreur considérable, on peut estimer leurs ordres de grandeur. Celles-ci sont présentées au Tableau 5.4, où est indiqué le prix net payé pour la même quantité d'énergie utile obtenue avec divers combustibles. ^{1/} Ces chiffres appellent un certain nombre de remarques. Premièrement, le bois de feu étant utilisé d'une manière beaucoup moins efficace, il finit par devenir beaucoup plus coûteux que son prix de détail ne semblerait l'indiquer. Deuxièmement, le butane est de loin le combustible le moins cher pour tous les usagers du fait de la forte subvention dont il bénéficie. Cette subvention est à l'origine de la différence de prix entre le butane et le kérosène, son concurrent le plus immédiat, et c'est pourquoi la consommation de celui-ci est aujourd'hui très basse et en baisse.

^{1/} Cette analyse est basée sur les prix de mi-1982; toutes les données ne sont pas disponibles pour 1983.

Tableau 5.4 : PRIX DE DETAIL DES COMBUSTIBLES ET PRIX AU kWh UTILE
(juin 1982)

Combustible/source d'énergie	Prix moyen		Prix au kWh		Efficacité d'utilisation	Prix au kWh utile	
	francs CFA/kg	kcal/kg	brut /1 francs CFA			francs CFA	
Bois de feu	20,0	4.500	3,82		0,05-0,1	38,2	-76,4
Charbon de bois							
Prix officiel	30	7.800	3,31		0,15-0,25	13,24	-22,07
Prix effectif	50	7.800	5,51		0,15-0,25	22,04	-36,73
Pétrole lampant	173	10.300	14,44		0,3	48,13	
Butane							
bouteille de 12,5 kg	63,3	10.800	5,04		0,45-0,65	5,75	-11,20
bouteille de 2,7 kg	30,4	10.800	2,42		0,45-0,65	3,72	-5,37
Electricité, kWh							
Moyenne	-	860	42,0		0,90	46,67	
Domestique (usage général)	-	860	79,02		0,90	98,78	

/1 1 kWh = 860 kcal.

Source : Données officielles et calculs de la mission.

5.17 L'analyse ci-dessus permet d'expliquer les aspects propres à la demande de l'équation de la substitution de combustible, mais pour décider de grands choix à partir de cette équation, il faut également comparer les coûts économiques relatifs d'approvisionnement correspondant aux divers combustibles. Cela est plus difficile, surtout en ce qui concerne le bois de feu et le charbon de bois, pour lesquels les coûts financiers des approvisionnements diffèrent sensiblement de leurs coûts économiques véritables. L'analyse effectuée pour le projet forestier de 1981 de la Banque semble indiquer que le coût global de production de bois de feu à partir des plantations domaniales était d'environ 21 francs CFA/kg (hors de Dakar) et le coût de production du charbon de bois, d'environ 85 francs CFA/kg. D'après ces chiffres, il semblerait que le coût véritable par kWh utile d'énergie produite à partir de ces combustibles serait sensiblement plus élevé que ne l'indique le Tableau 5.4. Toutefois, lorsque l'on introduit la notion de coût véritable des approvisionnements, l'effet le plus important qui en résulte est l'avantage apparent du butane. Si l'on vendait le butane à son coût total d'approvisionnement (585 dollars la tonne livrée aux consommateurs), le prix du kWh utile ainsi produit monterait à 25-35 francs CFA, ce qui est sensiblement supérieur au prix actuel, mais néanmoins à un niveau auquel le butane resterait un combustible domestique avantageux.

VI. INSTITUTIONS, PERSONNEL ET FORMATION

Dispositions institutionnelles

Structure générale

6.01 Dans sa conception, le cadre institutionnel du secteur de l'énergie est plus développé au Sénégal que dans la plupart des autres pays en développement. Comme l'indique l'organigramme figurant en Annexe 6.1, un Comité National de l'Energie (présidé par le Ministre du Développement Industriel et de l'Artisanat) étudie les options de politique générale et recommande la politique à suivre à la Commission Nationale de l'Energie (présidée par le Président) qui est l'organe chargé de prendre les décisions de politique générale. Le Comité donne suite à ces décisions, le personnel de la Direction de l'Energie du MDIA faisant office de secrétariat technique pour son compte. La Direction de l'Energie dispose d'un personnel assez qualifié et bénéficie des services (financés par la Banque) de deux conseillers techniques. Elle a accès à des fonds locaux et extérieurs pour financer l'exécution de tâches spécifiques par des consultants à court terme. Des fonds sont également disponibles pour la formation du personnel sur place et à l'étranger.

6.02 Il est prévu que le Fonds national de l'Energie, nouvel organisme créé en 1981, participe au financement de ces études mais ce fonds doit également financer des projets prioritaires dans le secteur. Ses activités doivent être financées par les bénéficiaires de la Caisse de péréquation des prix du carburant (qui assurera la subvention croisée des produits pétroliers), les super bénéficiaires de la raffinerie et plusieurs crédits spéciaux provenant du Trésor public. En fait, la raffinerie et le fonds de stabilisation n'ont toujours pas apporté leur contribution du fait des pertes qu'ils ont subies récemment. A ce jour, le fonds a financé plusieurs activités, notamment la prospection de tourbe et une étude sur la conservation de l'énergie dans l'industrie.

6.03 Ces dispositions constituent un bon exemple des moyens à mettre en oeuvre pour se doter de services nationaux efficaces de planification dans le secteur de l'énergie. L'efficacité de ces services est malheureusement limitée dans la pratique du fait que la Direction de l'Energie ne s'occupe pas des questions pétrolières, dont l'importance est cependant capitale. Celles-ci relèvent de la Direction des Mines et de la Géologie du MDIA, dont le personnel a des compétences qui se limitent essentiellement à la prospection et à l'exploitation pétrolières. La coordination et l'échange d'informations entre les deux Directions sont médiocres, bien qu'elles fassent toutes deux partie du même ministère (voir organigramme en Annexe 6.2). En outre, leurs compétences techniques et les moyens du Comité National de l'Energie et de la Commission Nationale de l'Energie ne semblent pas avoir été efficacement utilisés lorsque des décisions importantes ont été prises concernant la politique générale et les investissements, notamment l'agrandissement de la raffinerie de pétrole (pa. 2.28), les nouvelles méthodes d'achat du pétrole brut (par. 2.28) et enfin la décision (par. 2.05) d'exploiter jusqu'à son épuisement total en trois ans environ le petit gisement de gaz naturel en l'utilisant pour faire fonctionner la turbine de combustion en charge de base (au lieu d'utiliser du fuel-oil), sans déterminer

si cela serait plus rentable de l'utiliser à cette fin en charge de pointe, en économisant ainsi du gas-oil plus coûteux pendant une plus longue période. La Direction de l'Energie s'est opposée à cette décision, mais sans succès.

6.04 Etant donné que d'importantes décisions ont tendance à être prises en dehors du cadre établi, la question se pose de savoir si les ressources consacrées au maintien de ce cadre sont justifiées. Non seulement le Gouvernement mais aussi les agences donatrices sont également très concernés par la question du risque de double emploi des efforts déployés pour la consolidation de la capacité institutionnelle du secteur. En particulier, bien que nombre d'agences donatrices aient financé les services de conseillers résidents en énergie, plus d'efforts devront être déployés en vue de définir en détail leur programme de travail afin d'éviter les chevauchements de responsabilités.

Pétrole

6.05 L'un des principaux problèmes institutionnels qui se posent dans le sous-secteur pétrolier concerne les nouvelles dispositions prises pour l'achat de pétrole brut (par. 2.28). Par ailleurs, le rôle de la Division des Hydrocarbures de la Direction des Mines et de la Géologie pose un autre problème. Cette division est notamment censée superviser les activités des sociétés pétrolières multinationales au Sénégal, aider la Commission Nationale des Hydrocarbures (responsable des questions afférentes à la fixation des prix du pétrole) et recueillir des données statistiques. Son personnel d'encadrement, constitué d'un directeur et d'un adjoint, semble tout à fait insuffisant pour mener ces tâches à bien. Dans la pratique, elle semble travailler essentiellement pour la Commission Nationale des Hydrocarbures, principalement en recalculant et en reconfirmant les propositions de la SAR et des sociétés distributrices concernant la fixation des prix des produits pétroliers. Plusieurs représentants du Ministère des Finances faisant partie de la Commission Nationale des Hydrocarbures, il est probable que les travaux de la Division font dans une large mesure double emploi avec des travaux exécutés ailleurs.

6.06 Pour mieux coordonner la politique de fixation des prix de l'énergie, la Division des Hydrocarbures devrait relever dorénavant de la Direction de l'Energie. La Direction des Mines et de la Géologie devrait quant à elle continuer à s'occuper des questions strictement techniques de prospection et d'exploitation, et à superviser les activités menées dans ces domaines. Les travaux concernant la politique globale applicable au secteur de l'énergie seraient alors concentrés à la Direction de l'Energie. Du fait que cette dernière dispose d'effectifs plus nombreux susceptibles d'être affectés avec une certaine latitude à diverses tâches selon les priorités du moment, la représentation du MDIA au sein de la Commission Nationale des Hydrocarbures se trouverait ainsi renforcée, et elle pourrait s'occuper moins des aspects actuariels (rôle que joue déjà le Ministère des Finances) et davantage des incidences globales de la politique de fixation des prix du pétrole sur le secteur de l'énergie. Dans ce cadre, il faudrait aussi considérer la

possibilité d'incorporer la Commission Nationale des Hydrocarbures à la Commission Nationale de l'Energie, étant donné qu'une des responsabilités de cette dernière est de s'occuper de la fixation de tout les prix de l'énergie.

Electricité

6.07 Jusqu'en décembre 1971, l'approvisionnement en électricité était assuré par des sociétés privées opérant dans le cadre de concessions accordées par l'Etat. En janvier 1972, celui-ci a mis fin par un accord conclu à cet effet à la concession accordée à la principale société, la Compagnie de l'Eau et de l'Electricité de l'Ouest Africain (EEOA) sous contrôle français, en confiant ses fonctions à deux nouvelles sociétés. L'Electricité du Sénégal (EDS), société d'Etat à 100 %, a été chargée de la planification et du financement de nouvelles centrales électriques et la Société Sénégalaise de Distribution d'Energie Electrique (SENELEC), société d'économie mixte contrôlée pour moitié respectivement par l'EDS et l'EEOA, de l'exploitation du réseau électrique. La SENELEC a confié en sous-traitance l'exploitation technique des installations à l'EEOA qui s'est engagée ultérieurement à vendre à l'Etat la part qui lui restait du capital de la SENELEC et de mettre fin au 31 décembre 1981 à l'assistance technique qu'elle apportait à cette société.

6.08 Bien que dans la pratique, il ait donné des résultats plus satisfaisants qu'on n'aurait pu le supposer, le partage des responsabilités entre l'EDS et la SENELEC pour l'approvisionnement du pays en électricité a été de moins en moins adapté au développement du sous-secteur de l'électricité. En juin 1983, l'Etat a donc approuvé une loi prévoyant la fusion de ces deux sociétés en une seule, à savoir la Société nationale d'électricité, (appelée aussi SENELEC).

6.09 Dans la nouvelle loi, l'Etat transfère à la société nationale la propriété des biens et droits immobiliers de son domaine privé ainsi que la gestion physique, comptable et financière des biens et droits immobiliers de son domaine public, lorsqu'ils sont nécessaires à la réalisation de son objet social. Selon les statuts de la SENELEC, en dehors d'un représentant du secteur bancaire et de trois représentants des utilisateurs, le conseil d'administration comptera neuf membres représentant tous divers services officiels, ainsi qu'un député désigné par l'Assemblée Nationale et un président choisi pour son expérience dans le secteur énergétique et nommé par décret. L'Etat ne statuera que sur les questions de politique générale.

6.10 Les nouveaux statuts de la société négociés entre le Gouvernement et la société constituent une garantie contre une intervention excessive de l'Etat. Le contrat-plan définira clairement les droits et obligations des deux parties. Il exposera les objectifs fixés d'un commun accord, notamment en ce qui concerne le programme d'investissement et le plan financier; l'autonomie de la société ne devrait être aucunement limitée en ce qui concerne les questions de politique financière et de personnel.

6.11 Le Président et le Directeur général de la nouvelle société, deux postes qui sont en ce moment occupés par la même personne, devraient exercer leurs fonctions suffisamment longtemps et n'en être déchargés qu'en cas d'incompétence. La durée de leurs mandats, dont il n'est pas question dans les statuts, devrait être précisée au moment de leur nomination et elle devrait correspondre au moins à la période sur laquelle porte le contrat-plan.

6.12 La création de la nouvelle SENELEC implique également que soit précisé le rôle de deux services officiels, à savoir : i) la Division du service énergétique de la Direction de l'Energie et ses responsabilités actuelles en ce qui concerne les projets d'électrification, la politique tarifaire concernant l'électricité et l'extension du réseau interconnecté; et ii) le Ministère de l'équipement hydraulique, pour la mise en valeur des ressources en eau, y compris l'hydro-électricité. Ces problèmes et les options qui s'offrent pour les résoudre sont actuellement examinés par le Gouvernement et par la Banque dans le cadre d'un programme d'assistance au secteur de l'électricité et aux autres organismes semi-publics.

Foresterie

6.13 Compte tenu de l'ampleur des problèmes qui se posent au Sénégal dans le domaine forestier, la Direction des Eaux, Forêts et Chasses ne dispose ni du personnel ni des moyens financiers voulus. Elle n'est pas en mesure de protéger les forêts contre les coupes illégales, le surpâturage et les incendies, ni d'assurer la mise en valeur des forêts sur l'échelle voulue. De même, le Centre national de la recherche forestière ne dispose à aucun niveau d'un personnel qualifié suffisant et il lui manque le matériel et les installations nécessaires pour effectuer des recherches afin d'améliorer les programmes techniques forestiers.

La Tourbe

6.14 Le Gouvernement a créé la Compagnie des Tourbières du Sénégal (CTS) en vue de coordonner les études de faisabilité et d'utilisation de la tourbe actuellement en cours. L'Etat sénégalais détient la moitié des actions de la CTS, le reste étant réparti entre la SENELEC, la SOFISEDIT et la BNDS. Une fois achevées les études en cours, un mécanisme institutionnel sera mis en place pour l'application du programme de développement de la tourbe. Pour le moment, ces arrangements institutionnels fonctionnent de manière satisfaisante.

Energie solaire et éolienne et biomasse

6.15 C'est la multiplicité des organismes officiels et privés s'occupant du développement des énergies renouvelables ainsi que l'absence d'une autorité centrale dirigeant et contrôlant leurs activités qui constituent les principaux obstacles institutionnels au développement des énergies renouvelables. Il existe au sein du MDIA (Annexe 6.2) une Division des Energies Nouvelles et Renouvelables qui est chargée de préparer la politique et de commercialiser la technologie appropriée. En même temps, le Secrétariat de l'Etat à la Recherche Scientifique et Technique (SERST) qui relève directement du Premier

ministre, est chargé d'activités de développement et de coordination mais chaque organisme opérationnel est contrôlé par le ministère dont il relève. La question capitale qui se pose maintenant est celle de savoir si le SERST peut réorienter les efforts de recherche vers des projets dont le Sénégal puisse tirer parti sans tarder. Bien que le développement institutionnel du SERST soit important, il importe également de renforcer le rôle de la Direction de l'énergie ainsi que la coordination actuellement insuffisante entre celle-ci et le SERST.

Economies d'énergie

6.16 Malgré les considérables économies de carburants réalisables grâce à des mesures de conservation (par. 2.27), il n'existait apparemment jusqu'à une date récente, aucun organisme ou service officiel chargé spécifiquement d'encourager la conservation de l'énergie. Un Bureau des Economies d'Energie est actuellement mis en place au sein du MDIA mais il ne paraît pas approprié de le rattacher, comme on se propose de le faire, à la Division des Energies Nouvelles et Renouvelables de la Direction de l'Energie, étant donné que le principal objectif est de réduire la consommation de produits pétroliers. La meilleure solution consisterait à lui donner le statut d'une division dans le cadre de la Direction de l'Energie et à défaut, à le rattacher à la Division des Hydrocarbures si, comme l'a recommandé la mission, celle-ci est elle-même rattachée à la Direction de l'Energie (par. 6.06).

6.17 Indépendamment de son futur statut, le Bureau des Economies d'Energie devra bénéficier de l'aide d'experts dont il aura besoin pour pouvoir jouer efficacement le rôle qui lui est dévolu. La provision de cette assistance, qui comprend les rémunérations des spécialistes des économies d'énergie et un budget modeste pour l'équipement et le support logistique, est hautement prioritaire pour les agences donatrices concernées. Le but d'un tel programme d'assistance technique serait de mettre en place une capacité nationale efficace pour la conservation de l'énergie et de former le personnel local à effectuer ce travail de manière routinière une fois le programme terminé.

Problèmes concernant le personnel

6.18 Le principal problème de personnel tient au déséquilibre existant entre les différentes spécialités, et particulièrement au manque d'économistes. C'est ainsi que la Direction de l'énergie compte six ingénieurs électriciens, un ingénieur chimiste, un géophysicien et un ingénieur pétrochimiste, mais seulement un économiste. Cela tient aux insuffisances de la planification à long terme dans le domaine du personnel, auxquelles on remédie essentiellement de façon ponctuelle lors de réunions périodiques des divers ministères intéressés tels que le Ministère de l'enseignement supérieur, le MDIA et le Ministère de la planification, ainsi que l'Université de Dakar. Il faut que l'on procède à une planification plus systématique en matière de personnel, et notamment que les organismes s'occupant de questions énergétiques établissent chacun des plans annuels à long terme que le MDIA regroupe pour les soumettre aux Ministères de l'Enseignement Supérieur et de la Planification.

6.19 Le fait que beaucoup de diplômés étrangers ne soient pas reconnus par le Règlement de la fonction publique pose un problème majeur. Seuls, les diplômés français sont automatiquement reconnus et donnent droit à des appointements supérieurs, ce qui décourage de plus en plus les diplômés des universités des Etats-Unis, de l'URSS et d'autres pays européens d'autant plus que les rémunérations qui leur sont offertes par le secteur privé ou des sociétés d'Etat telles que la SENELEC équivalent généralement au double de ceux de la fonction publique. Il faut de toute urgence que le Gouvernement prenne une décision à un niveau élevé pour résoudre ce problème. Il importe également que la grille de rémunérations soit assez flexible pour refléter non seulement les qualifications formelles mais aussi les responsabilités effectives d'un poste donné.

6.20 LE MDIA souffre d'une grave pénurie de bureaux, de mobilier, de fournitures et de matériel, ce qui réduit la productivité de son personnel. Par ailleurs, il aurait grand besoin d'une bibliothèque qui lui serve à la fois à fournir une documentation technique récente et des documents de références, et à conserver et classer rapports et études. Il conviendrait de combler ces lacunes en priorité dans le cadre d'une future assistance technique.

Besoins en formation

6.21 Les programmes de formation exécutés dans le cadre des importants organismes s'occupant de types d'énergie classique (SENELEC, SAR) donnent dans l'ensemble satisfaction, comme le montrent les résultats obtenus durant la période de transition assez courte au cours de laquelle les Français ont été remplacés par des Sénégalais à des postes techniques et de direction particulièrement importants (notamment à la SENELEC). Il faudra suivre de près les besoins en formation liés à l'utilisation, pour la production d'électricité, de nouvelles ressources telles que la tourbe et l'hydro-électricité. Il conviendrait d'organiser la formation parallèlement à l'exécution des projets, en mettant l'accent sur des stages pratiques à l'étranger et en assurant si nécessaire une formation linguistique (il est à noter qu'en ce qui concerne la tourbe, l'expérience de la France est limitée).

6.22 En ce qui concerne les énergies renouvelables, la situation n'est pas aussi satisfaisante. Les programmes de promotion du foyer de type "Ban-ak-Suuf" (par. 3.12) sont bien conçus et efficaces. On n'observe, semble-t-il, aucune pénurie d'ingénieurs et de chercheurs diplômés qualifiés mais le suivi des projets achevés est difficile faute de techniciens qualifiés, bien que cela semble tenir davantage à des problèmes budgétaires et aux priorités fixées en matière de personnel plutôt qu'à une pénurie de techniciens. Par ailleurs, du fait qu'elles ne sont pas consultées au niveau de la conception des projets et qu'elles ne participent pas à leur exécution, les collectivités locales sont peu disposées à assurer l'entretien nécessaire.

6.23 Il conviendrait de modifier les programmes de l'Ecole nationale des cadres ruraux et de l'Ecole nationale des agents techniques des eaux et forêts en matière de foresterie de façon à tenir compte de l'importance désormais accordée au reboisement ainsi qu'à la gestion de la forêt naturelle par l'Etat. Les agents opérant sur le terrain devraient également suivre des cours de recyclage concernant le reboisement au niveau de l'Etat et des zones rurales ainsi que la gestion de la forêt naturelle. Les hauts responsables des eaux et forêts qui étaient jusqu'à présent formés à l'étranger le seront désormais à l'Institut national de développement rural qui doit être créé dans le cadre du Troisième projet d'éducation.

6.24 Les principaux problèmes de formation qui se posent concernent la Direction de l'énergie du MDIA. Bien que le programme de formation prévu au titre du Crédit de l'IDA portant sur l'ingénierie dans le secteur de l'électricité soit bien conçu et réponde aux besoins les plus pressants, certains problèmes ne s'en posent pas moins. Le cours de planification dans le domaine de l'énergie dispensé à Grenoble est un cours de neuf mois mais aucun des quatre stagiaires ne l'a suivi plus de trois mois. Dans le cadre de la formation qu'il a reçue, l'économiste chargé d'établir des bilans énergétiques a analysé la situation d'un pays développé (la France), sans étudier de questions énergétiques à caractère non commercial. Il apparaît également que le niveau de financement risque d'être insuffisant pour mener à bien le programme de formation tel qu'il était initialement prévu et il conviendrait à cette fin de rechercher des sources de financement supplémentaires, en mettant particulièrement l'accent sur la planification et la conservation de l'énergie.

6.25 Le personnel du nouveau Bureau des Economies d'Energie devra également recevoir une formation, de préférence auprès d'une société étrangère, cette formation pouvant être complétée au Sénégal par des cours accélérés donnés par des experts étrangers compétents.

6.26 Il risque d'être difficile de détacher les agents pendant tout le temps voulu pour qu'ils suivent jusqu'au bout des cours aussi longs que celui qui est dispensé à Grenoble sur la planification dans le domaine de l'énergie. Pour résoudre ce problème, on pourrait peut-être mettre au point un programme de formation répondant aux besoins spécifiques du pays qui serait assuré à Dakar, avec l'assistance de consultants à court terme spécialistes de domaines tels que la conservation et les prix de l'énergie, les études sur l'énergie et l'établissement des bilans énergétiques.

VII. INVESTISSEMENTS ET ASSISTANCE DANS LE DOMAINE DE L'ENERGIE

Investissements passés

7.01 Au cours des dix dernières années, les investissements dans le secteur de l'énergie ^{1/} ont porté essentiellement sur l'approvisionnement du pays en électricité. Ils sont passés d'environ 6 milliards de francs CFA (22 millions de dollars) en 1972-76 à 9 milliards de francs CFA (32 millions de dollars) en 1977-81 (aux prix de 1971). En conséquence, leur part du PNB et des investissements bruts en capital fixe est passée respectivement de 0,4 à 0,6 % et de 3,3 à 4,6 %.

7.02 Les autres domaines auxquels a été consacrée une part importante des investissements effectués ces dernières années dans le secteur énergétique sont ceux de l'énergie solaire et éolienne et de la biomasse, pour lesquels les crédits prévus au titre du Cinquième plan (1977-1981) ont atteint 6 milliards de francs CFA (27 millions de dollars) soit environ 0,4 % du PNB et 2,7 % des investissements fixes. Les investissements consacrés de 1977 à 1981 à l'électricité et à ces nouvelles sources d'énergie ont donc représenté environ 1 % du PNB et 7 % des investissements fixes. On ne dispose pas de données du même ordre pour le pétrole et la foresterie mais les chiffres cités plus haut laissent penser que les investissements dans le secteur de l'énergie ont représenté au cours de la dernière décennie une part relativement faible quoique croissante des ressources. Cela tient au fait que par le passé, on recourait aux importations de pétrole pour satisfaire les besoins énergétiques commerciaux, qu'un rang de priorité relativement bas était accordé à la mise en valeur des forêts jusqu'à une date récente et que les autres ressources énergétiques nationales étaient négligées. Le programme RENES (par. 2.01) visant à réduire la dépendance à l'égard des importations de pétrole par la conservation et la mise en valeur des sources énergétiques nationales représente une orientation radicalement nouvelle par rapport au passé et si l'on veut l'exécuter efficacement, il faudra augmenter considérablement les investissements consacrés au secteur énergétique.

7.03 Les investissements effectués par le passé dans le sous-secteur de l'électricité ont été consacrés de façon disproportionnée à la production d'électricité, au détriment du transport et de la distribution, comme le montre l'état actuellement peu satisfaisant de certaines parties du réseau interconnecté (par. 4.15), alors que la réserve de capacité de production (par. 4.11) est excessive.

7.04 Dans le domaine des énergies renouvelables, les efforts ont été excessivement dispersés entre un trop grand nombre de projets (par. 2.12). Les résultats obtenus n'ont pas été satisfaisants pour diverses raisons à savoir le caractère de recherche expérimentale de nombreux projets, par là même mal définis, certaines insuffisances au niveau de la main-d'oeuvre, une mauvaise

^{1/} Les données relatives aux investissements citées dans le présent chapitre ne concernent que le secteur public sauf indication contraire. Dans l'ensemble, on ne dispose guère de données sur le secteur privé.

compréhension des rôles que l'on aurait pu faire jouer aux diverses technologies et des moyens d'y parvenir, et enfin, l'insuffisance des fonds budgétaires affectés aux activités d'entretien et de suivi scientifique des projets.

Investissements nécessaires pour la période 1982-90

7.05 L'Annexe 7.1 indique les projets d'investissements dans le secteur énergétique prévus durant la période du Sixième plan (1982-86) tels qu'ils ont pu être identifiés. Le montant total de 88 milliards de francs CFA (267 millions de dollars) inclut le coût de l'agrandissement de la raffinerie de pétrole de la SAR et les investissements prévus dans l'industrie pour réduire la consommation de pétrole grâce à des mesures de conservation (par. 2.19)

7.06 Toutefois, le programme proposé au titre du Sixième plan pour l'électricité et indiqué à l'Annexe 7.1 ne comporte pas de crédits pour les projets hydro-électriques de Manantali et de Kekreti et leurs lignes de transport bien que pour exécuter le programme de développement prévu de la SENELEC jusqu'en 1990 (par. 4.16), la moitié environ des dépenses y relatives doive être engagée durant la période 1982-86. Cela porterait les investissements effectués dans le secteur durant la période 1982-86 à 148 milliards de francs CFA (soit 448 millions de dollars) c'est-à-dire à près de 4 % du PNB ^{1/} et à près de 22 % du montant total des investissements en capital fixe. ^{1/} Même ce chiffre est inférieur à la réalité car il ne comprend pas d'autres investissements envisagés dans cette même période, tels que le projet de prospection de Dome Flore. Il n'inclut pas non plus les investissements dans l'exploitation de la tourbe qui pourraient s'avérer justifiés selon les conclusions des études actuellement en cours (par. 2.06).

7.07 Les autres problèmes spécifiques que posent les programmes proposés pour 1982-86 sont :

- i) La part importante (près de 10 %) du programme que représente le projet d'agrandissement de la raffinerie de pétrole.
- ii) Le fait que malgré ses dimensions, le programme proposé par la SENELEC n'inclut pas les lignes de 132-kV recommandées dans le plan directeur concernant la production et le transport d'électricité (par. 4.16) afin de renforcer les liaisons entre Thiès et les principaux centres de consommation en dehors de Dakar.
- iii) Le fait que le programme proposé en ce qui concerne les énergies renouvelables paraît peu ambitieux. Il est donc important que les crédits voulus soient affectés avec soin. Il conviendrait de soumettre ce programme à un examen critique en vue de consacrer les ressources disponibles essentiellement aux projets offrant le maximum de possibilités à court terme, et de prévoir des crédits spéciaux afin d'évaluer le potentiel énergétique des

^{1/} D'après les dernières projections des taux de croissance du PIB calculés par la Banque (10,2 % en 1982, 3,8 % par an en 1983-85 et 3 % par an en 1986-1990).

déchets végétaux et animaux en vue d'accroître, si cela se justifie, les crédits affectés à la conversion de la biomasse. Les crédits prévus (17 millions de francs CFA) pour l'évaluation des possibilités offertes par l'énergie solaire et éolienne devraient être multipliés par dix.

7.08 Le financement du programme forestier proposé pour 1982-86 est largement assuré par l'assistance de l'USAID (10 millions de dollars) et le prêt au titre du projet forestier (d'un coût total de 17 millions de dollars) auquel participe l'IDA. Le financement de projets concernant la prospection pétrolière et le raffinage est également assuré. L'USAID envisage actuellement un projet de seconde phase concernant les énergies renouvelables. Les industries intéressées devraient financer l'investissement proposé dans les économies d'énergie bien que le Gouvernement puisse être dans l'obligation d'offrir certains avantages fiscaux. La SENELEC autofinancerait environ 25 à 30 % son programme d'un coût de 49 milliards de francs CFA prévu dans le cadre du Sixième plan, un autre quart en étant couvert par des crédits existants mais pour le solde et sans compter le financement des projets de Manantali et de Kekreti il reste à trouver les sources de financement voulues.

7.09 Les investissements nécessaires au-delà de 1986 n'ont fait l'objet d'une estimation que pour la foresterie et l'électricité. La mission estime qu'un montant de 3,5 milliards de francs CFA par an serait nécessaire durant la période du Septième plan (années budgétaires 1986-89) pour le programme de développement forestier proposé (par. 3.16), et c'est donc d'un montant total de 14 milliards de francs CFA que l'on aurait besoin pour la période de 1987 à 1990.

7.10 En ce qui concerne l'électricité, le programme de développement prévu pour la SENELEC jusqu'à 1990 nécessiterait un montant de 67 milliards de francs CFA pour la deuxième centrale à tourbe de 30-MW et l'achèvement des projets de Manantali et de Kekreti, compte non tenu des crédits nécessaires pour l'ensemble du transport et de la distribution d'électricité. Ce chiffre risque d'être très supérieur aux niveaux actuels compte tenu de l'état du réseau (par. 4.20) et du fait que le plan directeur en matière de distribution (par. 4.19) entraînera probablement une expansion du programme de distribution dans les villes et d'électrification dans les zones rurales. En supposant que les dépenses annuelles soient deux fois supérieures à celles du programme 1982-86 (environ 2 milliards de francs CFA par an), l'investissement nécessaire pour la période 1987-90 s'élèverait à 16 milliards de francs CFA. Le montant total auquel on arrive ainsi pour l'électricité (83 milliards de francs CFA) ne comprend pas de crédits pour le financement de nouveaux grands projets de production ou de transport pour lesquels des travaux démarreraient durant la période considérée sans toutefois pouvoir être achevés avant 1990. ^{1/}

^{1/} Comme l'indique le paragraphe 4.19, depuis la mission, la SENELEC a révisé son programme de développement proposé. Ce programme révisé nécessitera des investissements quelque peu réduits par rapport au programme original de la SENELEC, mais la part du secteur de l'énergie électrique du total des besoins en ressources du secteur énergétique demeurera toujours la plus grande.

7.11 On ne dispose d'aucune projection concernant les investissements complémentaires nécessaires en ce qui concerne le pétrole et les énergies renouvelables durant la seconde moitié de la décennie. Le volume des investissements consacrés au pétrole dépendra probablement des résultats des programmes de prospection en cours et prévus (par. 2.03). Si l'on découvre des gisements ayant une valeur commerciale, il faudra peut-être effectuer des investissements tout à fait considérables pour les exploiter mais dans l'hypothèse contraire, les dépenses consacrées à la prospection pourraient être plus importantes. Le secteur privé financerait probablement des investissements de ce type. En ce qui concerne les énergies renouvelables, le niveau des investissements dépendra probablement de la mesure dans laquelle les applications commerciales auront progressé à la suite du programme du Sixième plan. Il est probable que le volume des investissements dans ces deux domaines atteindra au moins celui de 1982-86, sinon le double.

7.12 En conséquence, le montant total des investissements nécessaires au secteur énergétique pour la période 1987-90 serait de 107 à 117 milliards de francs CFA, dont 83 pour l'électricité, 14 pour la foresterie, 8 à 16 pour le pétrole et 2 à 4 pour l'énergie solaire et éolienne et la biomasse. Il ne s'agit là que d'ordres de grandeur mais ces chiffres signifient que, durant la deuxième moitié de la décennie, les investissements pourraient correspondre à environ 3 % du PNB et à 20 % du total des investissements en capital fixe.

7.13 Les projections ci-dessus concernant les investissements pour la période 1982-90 impliquent que le secteur de l'énergie accaparerait une part excessive des ressources disponibles, essentiellement à cause de l'importance du programme de développement de la production électrique envisagé. Suivant la projection de la mission à ce sujet (Annexe 4.9), les investissements nécessaires seraient ceux qui sont indiqués au Tableau 7.1. Il apparaît ainsi qu'en 1982-86, les besoins seraient nettement inférieurs à ceux que prévoit le programme de développement proposé par la SENELEC (par 7.06) mais que pour la période 1987-90, ils seraient quelque peu supérieurs.

Tableau 7.1 : INVESTISSEMENTS DANS LE SECTEUR DE L'ENERGIE DE 1982 A 1990
PROJECTIONS DE LA MISSION
(en millions de francs CFA aux prix de décembre 1981)

	1982-86	1987-90
Electricité	63.000	96.000
Autres	39.000	24.000 - 34.000
TOTAL	102.000	120.000 - 130.000
Total en a) % du PNB	2,6	3,3 - 3,6
b) % du total des investissements en capital fixe	16,2	20,7 - 22,4

Source : Estimations de la mission.

Assistance technique

7.14 L'assistance technique au secteur de l'énergie n'a pas manqué ces dernières années mais elle n'a pas été répartie aussi efficacement qu'elle aurait pu l'être. L'assistance de la Banque a été orientée vers l'électricité et la foresterie, à quoi il convient d'ajouter le pétrole compte tenu du projet de prospection pétrolière envisagé. Des organismes bilatéraux ont également apporté une assistance en ce qui concerne le pétrole (Canada) et l'électricité (Canada et France). L'USAID, tout comme le Danemark, se sont occupés particulièrement des énergies renouvelables et plusieurs organismes privés interviennent également dans ce secteur. On trouvera en Annexe 7.2 une liste des principales activités d'assistance technique actuellement en cours.

7.15 Bien que ces activités d'assistance technique aient largement contribué au renforcement des institutions dans diverses parties du secteur de l'énergie, il y a aussi des problèmes de coordination, ce qui entraîne un chevauchement regrettable des efforts dans certains domaines et il est donc urgent de mieux coordonner les activités d'assistance technique des organismes multilatéraux et bilatéraux.

7.16 A l'avenir, l'assistance technique devrait viser en priorité à :

A. Gestion de la demande

- i) Accélérer le programme qui cherche à encourager l'adoption du foyer amélioré Ban ak Suuf et la dissémination plus étendue des fours à charbon de bois améliorés qui ont été développés en Casamance (la Meule Casamaneise).
- ii) Mettre au point un programme complet d'amélioration du rendement énergétique des grands consommateurs d'énergie commerciale chez qui il a déjà été décelé un potentiel important d'économies d'énergie. Ceci comprendrait : (a) un programme d'audits détaillés de l'énergie; (b) l'octroi d'un support technique et d'informations pour améliorer la gestion énergétique des usines et pour en outre utiliser au mieux de nouveaux investissements destinés à améliorer le rendement énergétique; et (c) le développement d'un système d'incitations par des niveaux de prix et par des aides financières qui seraient nécessaires pour effectuer des améliorations rentables du rendement énergétique.
- iii) Evaluer et exploiter le potentiel des économies d'énergie dans le transport, dans les bâtiments commerciaux et dans les résidences; déterminer la possibilité d'introduire la journée continue de travail dans la région de Dakar.

B. Les Ressources et la transformation énergétiques

Electricité

- i) Revoir et actualiser le plan directeur de production et de transport de l'électricité, en prêtant une attention particulière aux projections révisées de la croissance de la demande et à l'impact de différents critères de réserve et d'entretien sur le programme et le montant des investissements. Il serait nécessaire de mener à bien des études détaillées dans le cadre de cette révision et actualisation du plan.
- ii) Etablir des estimations fermes ($\pm 20\%$) des coûts du transport de l'électricité depuis le barrage de Manantali.
- iii) Comparer les avantages relatifs des projets hydroélectriques de Kekreti et de Sambangalou sur le Fleuve Gambie.
- iv) Préparer un plan d'électrification rural dans le cadre d'une stratégie générale de l'approvisionnement en énergie des zones rurales.

Tourbe

- v) Une fois qu'elles seront terminées, préparer une synthèse des différentes études en cours sur la tourbe, afin de déterminer une allocation optimale de la tourbe, soit pour la production de l'électricité, soit en tant que combustible ménager ou industriel, soit pour l'utilisation agricole, etc.

Charbon

- vi) A l'achèvement de la seconde phase de l'étude sur l'importation du charbon, revoir la possibilité de substituer le charbon au pétrole dans les industries de ciment et de phosphate.
- vii) Une fois que le coût des options hydrauliques et de la tourbe auront été mieux chiffrés, déterminer le potentiel de l'utilisation du charbon dans la production de l'électricité.
- viii) Une fois que le marché du charbon aura été ainsi déterminé, mener à bien une étude de faisabilité de coûts de l'infrastructure pour l'importation et la manutention du charbon au port de Dakar en se servant soit des aménagements actuels soit de nouveaux aménagements.

Foresterie

- ix) Renforcer la Direction des Eaux, Forêts et Chasse (personnel, formation, programme d'instruction, etc.) afin de lui permettre de mener à bien un programme beaucoup plus étendu de reboisement.

- x) Rechercher de nouvelles solutions techniques de foresterie adaptées aux zones arides et semi-arides.

Biomasse autre que le bois et énergies renouvelables

- xi) Etudier le potentiel énergétique de la biomasse, en se concentrant d'abord sur les déchets agricoles. Cette étude serait centrée sur deux axes principales : (a) la définition du potentiel technique et économique de la coque d'arachide en tant que combustible, et (b) la définition de l'utilisation optimale des excédents de bagasse soit à la production d'électricité soit en tant que combustible pour transformer l'excédent de mélasse en éthanol, lequel pourrait se substituer à l'essence.
- xii) Mener à bien une analyse économique et évaluer le marché potentiel des chauffe-eaux solaires se substituant aux chauffe-eaux électriques et fonctionnant au pétrole dans les secteurs résidentiel et commercial.
- xiii) Lancer un programme de mesure systématique des ressources en énergie solaire et éolienne.

Institution et administration générale du secteur

- xiv) Renforcer la capacité technique de la Direction de l'Energie au Ministère du Développement Industriel afin de lui permettre: (a) de s'acquitter d'une manière efficace de ses tâches de coordination des agences sous sa tutelle et des programmes d'investissements des sous-secteurs, et (b) de fonctionner en tant que secrétariat technique au Comité National de l'Energie.
- xv) Préparer un programme intégré d'investissement du secteur de l'énergie, assorti d'un plan financier.
- xvi) Réorienter le programme de recherche et de développement des énergies renouvelables de manière à le concentrer davantage sur les technologies et les applications qui ont des chances d'être bientôt rentables dans le contexte sénégalais.

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Plan Energétique 1981
milliers de tonnes d'équivalent pétrole

	Energie primaire				Electricité	Produits Pétroliers						Total des Produits Pétroliers
	Bois de feu	Pétrole brut	Gaz naturel	Charbon		GPL	Essence	Pétrole lampant	Carburéacteur	Gas-oil/Diesel	Fuel-oil	
<u>Offre brute</u>												
Production	1300	-	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importations	-	684,8	-	-	-	6,3	21,1	-	40,1	47,5	82,2	197,2
Variation des stocks 1/	-	(27,2)	-	-	-	(0,2)	(10,5)	2,1	16,4	7,3	(8,4)	6,7
Total disponible	1300	657,6	0,2	-	-	6,1	10,6	2,1	46,5	54,8	73,8	203,9
<u>Conversion</u>												
Raffinage de pétrole		(625,5)				6,8	138,6	18,1	102,4	133,5	226,1	625,5
Production de charbon de bois	(120)			120								
Production d'électricité			(0,2)		192,3					(7,6)	(184,5)	(192,1)
Pertes durant la conversion	(219)	(32,1)			(139,6)							
Pertes en ligne					(5,3)							
Offre nette disponible	961			120	47,4	12,9	149,2	20,2	158,9	180,7	115,4	637,3
<u>Exportations secondaires 2/</u>				-	-	(0,8)	(37,0)	(8,5)	(4,9)	(34,1)	(1,5)	(86,8)
<u>Consommation intérieure nette</u>	961			120	47,4	12,1	112,2	11,7	154,0	146,6	113,9	550,5

1/ Y compris des différences dues aux statistiques (les données sur les stocks eux-mêmes n'étant pas disponibles)

2/ Ne comprend pas les ventes aux soutes de gas-oil/diesel (85.000 tep) et de fuel-oil (81.000 tep) conclues au large des côtes par les compagnies distributrices.

Source: SAR et estimations de la mission.

SENEGAL
ETUDE DE SECTEUR ENERGETIQUE
Consommation des produits pétroliers, 1966-1981

Produit (a) Tonnes réelles	1966	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Propane	549	53	531	644	528	281	142	109	127	207	227	307	301
Butane	2.293	2.093	2.270	2.807	2.535	2.926	4.130	5.178	5.985	7.400	9.643	10.843	11.091
Essence ordinaire	61.162	49.547	49.543	44.822	46.554	41.042	37.687	35.159	28.734	35.616	47.584	35.622	29.618
Essence super	6.479	24.570	31.875	37.497	46.770	52.064	63.163	77.600	89.302	88.956	80.466	87.327	79.573
Pétrole lampant	9.512	10.518	9.617	11.355	9.926	9.730	11.609	13.518	12.749	13.299	13.574	13.648	11.556
Carburacteur	62.945	69.874	84.105	88.433	112.730	116.393	126.029	134.737	152.962	191.138	181.194	167.613	151.058
Gas-oil	30.194	49.087	56.664	56.240	68.350	78.752	78.085	84.859	97.520	103.301	119.379	113.528	109.144
Diesel	36.511	27.283	35.405	33.812	39.282	38.486	37.429	40.782	38.696	39.746	43.658	45.113	45.089
Fuel-oil 1000	8.569	12.292	13.356	5.345	1.745	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel-oil 1500	38.413	10.244	13.317	14.932	19.066	39.160	42.396	39.905	48.151	40.380	44.955	43.657	44.550
Fuel-oil 3500	92.687	156.831	164.391	162.481	185.814	202.668	212.668	206.190	235.186	247.474	267.999	258.251	271.566
TOTAL	349.224	410.877	461.080	458.368	533.300	581.459	613.338	638.037	709.412	767.517	808.681	785.104	753.306
(b) Tonnes d'équivalent pétrole													
Propane	581	570	562	682	559	298	150	115	134	219	240	326	319
Butane	2.428	2.216	2.403	2.972	2.684	3.098	4.373	5.482	6.337	7.833	10.212	11.481	11.753
Essence ordinaire	62.960	51.004	51.000	43.542	47.923	42.249	38.795	36.194	29.579	36.464	48.983	36.860	30.489
Essence super	6.669	25.292	32.812	38.599	48.145	53.595	65.020	79.881	91.927	91.571	82.833	89.894	81.759
Pétrole lampant	6.669	10.622	9.711	11.466	10.023	9.825	11.223	13.650	12.874	13.429	13.702	12.722	11.669
Carburacteur	64.179	71.245	85.753	90.166	114.930	118.674	128.499	137.378	155.960	194.884	184.745	170.898	154.019
Gas-oil	30.194	49.087	56.664	56.240	68.350	78.752	78.085	84.859	97.520	103.301	119.379	113.528	109.144
Diesel	36.511	27.283	35.405	33.812	39.282	38.486	37.429	40.782	38.696	39.746	43.658	45.113	45.089
Fuel-oil 1000	8.317	11.931	12.963	5.188	1.694	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel-oil 1500	36.907	9.842	12.795	14.347	18.319	37.625	40.734	38.341	46.263	38.797	43.191	41.941	42.994
Fuel-oil 3500	87.237	145.727	154.730	152.927	174.888	190.711	200.163	194.066	221.357	232.923	252.241	252.478	255.598
TOTAL	345.498	404.819	454.798	449.941	526.797	573.313	604.971	630.748	700.647	759.369	799.191	775.300	742.633

Valeurs calorifiques nettes 10⁶ kcal par tonne

Propane et butane	10,8	Fuel-oil 1000	9,9
Essence	10,5	Fuel-oil 1500	9,8
Pétrole lampant	10,3	Fuel-oil 3500	9,6
Carburacteur	10,4	Pétrole brut	10,2
Gas-oil et Diesel	10,2		

Source: SAR et calculs des services de la Banque.

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGÉTIQUE

Production des produits pétroliers, 1966 - 1981

Produit (a) Tonnes réelles	1966	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Propane	556	543	495	611	507	251	147	121	123	224	209	370	255
Butane	2.306	8.669	5.205	4.057	3.308	2.435	4.315	5.639	8.098	7.533	8.615	7.472	6.721
Essence ordinaire	6.920	73.319	47.151	63.086	52.370	48.869	44.615	44.025	45.170	59.139	56.242	56.984	60.884
Essence super	86.352	27.547	31.550	53.162	50.508	51.785	62.696	69.489	86.344	72.452	77.993	87.367	73.751
Pétrole lampant	14.762	16.452	18.243	17.362	15.449	12.502	16.672	21.916	22.026	20.210	18.824	20.682	17.952
Carburacteur	62.831	75.323	55.161	79.672	85.817	96.468	95.423	94.661	121.234	121.982	118.661	117.623	100.386
Gas-oil	41.904	67.595	72.793	107.732	97.996	77.276	82.293	98.715	121.600	97.943	112.502	106.048	94.910
Diesel	62.033	53.890	39.042	50.887	46.354	54.742	57.506	52.784	49.687	61.308	64.278	51.805	38.551
Fuel-oil 1000	12.152	18.653	20.866	3.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel-oil 1500	43.762	36.464	69.944	71.225	82.657	84.137	54.889	53.141	55.578	45.977	49.477	64.581	37.043
Fuel-oil 2500	9.292	4.017	4.771	5.133	5.707	6.279	6.251	11.633	15.288	27.522	30.732	23.635	31.314
Fuel-oil 3500	91.931	162.812	132.993	161.758	209.956	178.831	226.489	215.743	214.632	209.409	238.834	229.852	178.885
Total	434.801	545.284	498.214	617.728	650.629	613.575	651.296	667.867	739.780	723.649	775.869	726.368	632.141
(b) Tonnes d'équivalent pétrole													
Propane	589	575	524	647	537	266	156	128	130	237	221	330	258
Butane	2.442	9.179	5.511	4.296	3.503	2.578	4.569	5.971	8.574	7.976	9.122	7.911	6.587
Essence ordinaire	7.123	75.475	48.537	64.941	53.910	50.306	45.927	45.319	46.498	60.878	57.896	58.659	62.674
Essence super	88.891	28.357	32.478	54.725	51.993	53.307	64.539	71.532	88.883	74.582	80.286	69.368	75.919
Pétrole lampant	14.907	16.613	18.422	17.532	15.600	12.625	16.835	22.131	22.242	20.408	19.008	20.885	18.128
Carburacteur	64.062	76.799	56.242	81.234	87.499	98.359	97.293	96.516	123.610	124.373	120.989	119.927	102.354
Gas-oil	41.904	67.595	72.793	107.732	97.996	77.276	82.293	98.715	121.600	97.943	112.502	106.048	94.910
Diesel	62.033	53.890	39.042	50.887	46.354	54.742	57.506	52.784	49.687	61.308	64.278	51.805	38.551
Fuel-oil 1000	11.795	18.105	20.253	2.954	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel-oil 1500	42.047	35.035	67.202	68.433	79.417	80.839	52.737	1.058	53.399	44.127	47.538	62.833	35.591
Fuel-oil 2500	8.837	3.820	4.537	4.881	5.427	5.971	5.945	11.063	14.539	26.173	28.751	22.477	22.172
Fuel-oil 3500	86.525	153.239	125.173	152.247	197.611	168.316	213.171	203.057	202.012	197.096	224.791	216.337	168.367
Total	431.155	538.682	490.714	639.847	604.585	640.971	658.274	731.174	715.174	715.101	765.382	716.569	625.511

Valeurs calorifiques nettes, 10⁶ kcal par tonne

Propane et butane	10,8	Fuel-oil 1000	9,9
Essence	10,5	Fuel-oil 1500	9,8
Pétrole lampant	10,3	Fuel-oil 2500	9,7
Carburacteur	10,4	Fuel-oil 3500	9,6
Gas-oil et Diesel	10,2	Pétrole brut	10,2

Source: SAR et calculs des services de la Banque.

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGÉTIQUE

Potentiel hydroélectrique

PROJET	EMPLACEMENT	DISTANCE / KM	NOMBRE D'UNITES	CAPACITE MW INSTALLÉE	PRODUCTION, GWh MOYENNE	PRODUCTION, GWh MOYENNE	TYPE	AUTRES 2/ OBJETIFS	STADE	REMARQUES
Manantali	Nali (R. Bafing)	760	6	240	1.010	800	à réservoir I, N, F	La construction du barrage commencée en mai '82 doit terminer en mars '88.		Le plan du barrage s'adapte à l'addition d'une centrale électrique plus tard.
Petit Couina	Nali	620	8	103	560	..	au fil de l'eau	Etude prélim.		Dépend de la construction antérieure de Manantali. Rôle important dans le contrôle de la R. Sénégal. Période de construction de 4-1/2 ans.
Felou	Nali	610	8	75	400	..	au fil de l'eau	Etude prélim.		Dépend de la construction antérieure de Manantali. Rôle important dans le contrôle de la R. Sénégal. Période de construction de 4-1/2 ans.
Galougo	Nali	660	8	285	1.642	..	à réservoir I, F	Etude prélim.		En aval de Manantali. Nécessiterait le déménagement de la population y habitant (environ 20.000 personnes).
Courbaesi	Sénégal (R. Faleme)	590	3	20	104	..	à réservoir I, N, F	Etude prélim.		Rôle important dans le contrôle de la R. Sénégal.
Koukoutamba	Guinée (R. Bafing)	85	680	..	à réservoir I	Etude prélim.		Rôle important dans le contrôle de la R. Sénégal. Période de construction de 4-1/2 ans.
Boureyya	Guinée (R. Bafing)	..	5	130	85	..	à réservoir I	Etude prélim.		Rôle important dans le contrôle de la R. Sénégal.
Bindougou	Nali (R. Bafing)	..	4	50	33	289	à réservoir I	Etude prélim.		Ne sera probablement pas développé avant l'an 2000 à moins que les ressources de la Guinée en hauteur ne soient développées pour la production de l'aluminium.
Harela	Nali (R. Baoule)	..	3	24	16	160	à réservoir I	Etude prélim.		Ne même que Koukoutamba.
Bandofora	Nali (R. Bakoye)	..	3	20	20	175	à réservoir -	Etude prélim.		Site secondaire.
Badoumbe	Nali (R. Bakoye)	..	4	70	47	460	à réservoir I	Etude prélim.		Site secondaire.
Moussala	Nali (R. Faleme)	..	3	30	20	175	à réservoir I	Etude prélim.		Site secondaire (après l'an 2000).
Kokreté	Sénégal	600	3	75	40	450	à réservoir I, F	Etude prélim.		Site secondaire (après l'an 2000).
Sambangalou	Sénégal	700	3	135	..	710	à réservoir I, N, F	Etude prélim.		Période de construction estimée à 4 ans.
Nikolo-Koba	Sénégal	480	..	50	à réservoir I	Etude prélim.		Le barrage produirait une inondation étendue au Guinée, qui ne donne pas facilement son accord au projet.

RECAPITULATION

<u>EMPLACEMENT</u>	<u>NOMBRE DE PROJETS</u>	<u>CAPACITE INSTALLEE</u> (MW)	<u>PRODUCTION MOYENNE</u> (GWh)
(a) <u>R. Sénégal</u>			
Sénégal	1	20	104
Guinée	2	215	1360+
Mali	9	897	4851+
TOTAL	12	1132	6315+
(b) <u>R. Gambie</u>			
Sénégal	3	250	1160+
Guinée	-	-	-
Mali	-	-	-
Guinée-Bissau	-	-	-
TOTAL	3	250	1160+

1/ Distance estimée du site du projet de Dakar.

2/ I = irrigation, N = navigation, F = contrôle des inondations

Source: 1. "Les Grands Bassins Fluviaux et Lacustres du Sahel", décembre 1980 (étude financée par Canadian International Development Agency).
2. SENELEC

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Potentiel énergétique des résidus agricoles *

Produit agricole	Production 1/ milliers de tonnes	Résidu		Quantité milliers de tonnes	Potentiel énergétique 2/ milliers de tep
		Genre	Coefficient		
Mil et Sorgho	(a) 650	paille	2,00	1.300	542
	(b) 495	paille	2,00	990	413
	(c) 736	paille	2,00	1.472	613
	(d) 716	paille	2,00	1.432	596
Arachides	(a) 500	coques	0,26	130	46
	(b) 795	coques	0,26	207	71
	(c) 884	coques	0,26	230	79
	(d) 44 ^{3/}	coques	0,26	211	4
Riz	(a) 130	paille	0,91	118	49
		enveloppes	0,22	29	10
	(b) 113	paille	0,91	103	43
		enveloppes	0,22	25	8
	(c) 103	paille	0,91	94	39
		enveloppes	0,22	23	8
(d) 220	paille	0,91	200	84	
	enveloppes	0,22	48	16	
Maïs	(a) 45	tiges/feuilles	2,00	90	37
	(b) 45	tiges/feuilles	2,00	90	38
	(c) 79	tiges/feuilles	2,00	157	66
	(d) 100	tiges/feuilles	2,00	200	83

Produit agricole	Production 1/ milliers de tonnes	Genre	Résidu		Potentiel énergétique 2/ milliers de tep
			Coefficient	Quantité milliers de tonnes	
Coton	(a) 22	tiges/feuilles	3,00	66	28
		enveloppes des graines	0,26	6	2
	(b) 27	tiges/feuilles	3,00	80	34
		enveloppes des graines	0,26	7	3
	(c) 36	tiges/feuilles	3,00	107	44
		enveloppes des graines	0,26	9	4
	(d) n.a.	tiges/feuilles	3,00	n.d.	n.d.
		enveloppes des graines	0,26	n.d.	n.d.
Sucre de cane	(a) 300	Bagasse	0,20	60	11
	(b) n.d.				
	(c) "				
	(d) "				
Niébé	(a) n.d.	sommités/ enveloppes	0,19	5	2
	(b) n.d.				
	(c) 26				
	(d) n.d.				

* Basé sur une proportion de résidu au produit récolté.

1/ (a) Chiffres FAO 1980.

(b) Chiffres 1979/80 ("Afrique Agriculture", mai 1982)

(c) Chiffres 1981/82 ("Afrique Agriculture", mai 1982)

(d) Objectifs du VI^e Plan 1984/85.

2/ Maxima théoriques, prenant pour valeurs calorifiques 1795 kcal/kg pour la bagasse (50% d'humidité), 3326 kcal/kg pour les enveloppes de riz, 3500 kcal/kg pour les coques d'arachides et 4158 kcal/kg pour les autres matières.

3/ Production de bouche seulement; ne comprend pas une quantité plus importante produite pour l'huile

Source: Estimations de la mission Banque mondiale à partir de données diverses.

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Potentiel énergétique du fumier animal, 1984-85

Animal	Nombre 1/ milliers	par animal 500-kg 2/		Production		Potentiel de biogaz par jour milliers M ₃
		volume M ₃	poide mouillé kg	totale de volume M ₃	de fumier par jour poide mouillé kg	
Bovins	2.530	0,038	40,0	48.100	50.600	1.110 594
Ovins et caprins	3.910	0,020	20,0	6.260	6.260	329 14
Porcins	210	0,028	28,4	588	596	27 176
Volaille	14.000	0,028	31,3	1.180	1.130	138 74

Production totale de biogaz: (maximum théorique)
858 tep/jour 313.000 tep/an

1/ Objectifs du Sixieme Plan 1984/85.

2/ Basé sur des moyens par animal de 250 kg pour les bovins, 40 kg pour les ovins et caprins, 50 kg pour les porcins et 1.5 kg pour la volaille et sur des données de production de fumier publiées dans "Methane Generation from Human, Animal and Agricultural Wastes", National Academy of Sciences, Washington, D.C. 1977.

Source: Estimations de la mission à partir des données des sources indiquées.

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Potentiel des économies d'énergie par les consommateurs d'énergie industriels importants

Industrie	Consommation d'hydrocarbures 1980, tep	Economies possibles tep		Investissement Nécessaire 10 ⁶ FCFA	Remarques
		(a) par le Reconditionnement	(b) Autres Mesures		
1. SOCOCIM (ciment)	55.300 ^{1/} (132.664) ^{2/}	-	(1) 22.000 (11) 13.100 (111) 800 35.900	(18.700))) 200	(1) Extension, installation d'un précalcinateur. (11) Ajouter d'autres matières que le gypse au klinker. (111) Modernisation de la centrale électrique de secours.
2. CSS (raffinage de sucre)	19.421	(iv) 19.421	(v) 17.800	3.205 ^{3/}	(iv) Meilleur rendement dans utilisation de la bagasse comme combustible. (v) Ventes d'électricité grâce à l'optimisation des procédés de production de l'électricité.
3. SOTIBA (finition des textiles)	9.100	(vi) 4.382	-	750	(vi) Réduction de la consommation spécifique de fuel à la moyenne française (Vosges).
4. ICOTAF (textiles)	2.519	(vii) 660	-	157	(vii) Réduction de la consommation spécifique de fuel vers la moyenne française (Vosges); entretien amélioré; amélioration de l'efficacité dans l'utilisation de l'électricité.
5. SIES (engrais)	11.959	(viii) 470	-	150	(viii) Mesures visant à améliorer le rendement jusqu'au niveau moyen européen.
6. STS (textiles)	2.230	(ix) 250	-	80	(ix) Amélioration de l'efficacité de l'utilisation de l'électricité, production et distribution de vapeur et climatisation. Conseil technique nécessaire pour la modification du conditionnement d'air nécessité par l'achat de matériel nouveau.
7. GMD (moulin à farine)	1.594	(x) 86	-	13	(x) Amélioration du rendement dans le séchage.
8. BATA (chaussures)	1.046	(xi) 90	-	17	(xi) Amélioration de l'entretien du matériel qui produit l'électricité et la vapeur; amélioration du rendement dans l'utilisation de l'électricité et de la vapeur.
9. CSPT (phosphates)	57.026	-	-	-	Il faudrait étudier les mesures suivantes: (a) utilisation des moteurs à vitesse variable; (b) possibilité d'améliorer le séchage (une amélioration de 1% économiserait 1000 tonnes de fuel-oil par an); (c) substitution de la tourbe pour le fuel-oil.
10. SSPT (phosphates)	9.957	-	-	-	Etude des bilans thermiques: (a) du séchage; (b) de la calcination.
11. SENELEC (approvisio- nement en électricité)	187.000	-	(xii) 4.400	287	(xii) Relèvement du facteur minimum de puissance des consommateurs de moyenne et de haute tension de 0,80 à 0,90 par moyen de systèmes de contrôle automatiques, ce qui réduirait la puissance réactive demandé par le réseau interconnecté.
12. Société des Brasseries de l'Ouest AFri- cain (SODOBA) (brasserie)	3.560	1.375	-	432	
TOTAL	360.712 (438.076)	26.734	58.100 84.834	5.291 ^{4/}	

1/ Basé sur la capacité actuelle de production de 383.500 tonnes de ciment par an.

2/ Basé sur une capacité de production prévue à 920.000 tonnes de ciment.

3/ Investissement de reconditionnement pour éliminer le besoin de fuel-oil.

4/ Ne comprend que les investissements à temps de retour de moins de trois ans grâce aux économies de combustible.

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Potentiel d'économie d'énergie existant dans les transports et l'habitat
(ces économies dépendent d'une analyse plus poussée et plus détaillée)

Mesure	Economie Potentielle toe	Préliminaire
A. <u>Transports</u>		
1. transfert de la voiture particulière vers les transports collectifs	8.000	achat de 200 autobus.
2. amélioration du style de conduite des conducteurs de la SOTRAC	600	opération de formation des conducteurs; coût US\$38.000
3. transfert des transports collectifs vers le chemin de fer banlieue pour le trajet Rufisque-Dakar	4.300	achat de dix wagons de trains à 250 passagers chacun.
4. établissement de la journée de travail continue.	4.000	incitation du gouvernement et consultation des intéressés
5. transfert du transport par la route au transport par le rail pour les passagers; et	9.000	réforme complète des chemins de fer
6. raccourcissement du trajet Dakar-Richard Toll	450	construction de 30 Km de route entre la C.S.S. et G'NITH.
Total Transports	26.350	
B. <u>HABITAT</u>		
1. amélioration du rendement dans l'installation et l'utilisation de la climatisation	importante	campagne d'information.
2. mise en place d'une architecture adaptée aux conditions sénégalaises	importante	formation d'architectes
3. généralisation des chauffe-eau solaires à Cap-Vert (ménages à revenu élevé)	2.700	mise au point d'un chauffe-eau solaire
Total Habitat	2.700	

Source: Estimation de la mission Banque mondiale.

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Projections de la consommation des produits pétroliers, 1982-1990

Produit	1981 (Chiffres effectifs)	1982	1983	1984	1985	1986	1990	Taux de croissance en pourcentage par an	
								1981-86	1986-90
(a) Tonnes réelles									
Propane	301	-	-	-	-	-	-		
Butane	11.091	15.648	17.212	18.932	20.824	22.904	33.534		
Essence ordinaire	29.618	32.220	32.300	32.400	33.100	33.800	36.600		
Essence super	79.423	84.500	85.000	85.000	86.000	86.500	88.500		
Pétrole lampant	11.556	10.900	10.500	10.000	9.500	9.000	7.000		
Gas-oil	109.144	114.300	114.900	115.300	115.800	116.400	118.500		
Diesel	45.089	43.500	44.000	44.500	44.500	45.000	47.000		
Fuel-oil 1500	44.550	42.000	38.000	40.000	45.000	48.000	55.000		
Fuel-oil 3500	271.566	285.000	291.000	292.000	293.000	293.000	297.000		
Total	602.338	627.948	632.912	638.132	647.724	654.604	683.134		
(b) Tonnes d'équivalent pétrole									
Propane	319	-	-	-	-	-	-		
Butane	11.743	16.568	18.224	20.045	22.048	24.251	35.506	15,6	10,0
Essence ordinaire	30.489	33.147	33.250	33.353	34.073	34.794	37.676	2,7	2,0
Essence super	81.759	86.984	87.499	87.499	88.528	89.043	91.102	1,7	0,5
Pétrole lampant	11.669	10.906	10.603	10.098	9.593	9.088	7.069	(4,8)	(6,0)
Gas-oil	109.144	114.300	114.900	115.300	115.800	116.400	118.500	1,3	0,5
Diesel	45.089	43.500	44.000	44.500	44.500	45.000	47.000	-	1,0
Fuel-oil 1500	42.804	40.354	36.510	38.432	43.236	46.118	52.844	1,5	3,4
Fuel-oil 3500	255.598	268.242	273.889	274.830	275.772	275.772	279.536	1,5	0,3
Total	588.614	614.001	618.875	624.057	633.550	640.466	669.233	1,7	1,1
Valeurs calorifiques nettes 10⁶ kcal par tonne									
	Propane et Butane	10,8							
	Essence	10,5							
	Pétrole lampant	10,3							
	Gas-oil et Diesel	10,2							
	Fuel-oil 1500	9,8							
	Fuel-oil 3500	9,6							
	Pétrole brut	10,2							

Source: SAR et calculs des services de la Banque mondiale.

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Economies potentielles d'hydrocarbures, 1986 et 1990
(tep)

<u>Source des Economies</u>	<u>1986</u>	<u>1990</u>
<u>Essence</u>		
(i) Introduction de la journée de travail continue	<u>4.000</u>	<u>4.000</u>
Total partiel	4.000	4.000
<u>Gas-oil/Diesel</u>		
(ii) Amélioration du style de conduite (autobus public)	600	600
<u>Fuel-oil</u>		
(iii) SOCO CIM	22.000	35.900
(iv) CSS	19.421	37.221
(v) SOTIBA	4.382	4.382
(vi) ICOTAF	660	660
(vii) SIES	470	470
(viii) STS	250	250
(ix) GMD	86	86
(x) BATA	90	90
(xi) SENELEC	4.400	98.900
(xii) SOBOA	1.375	1.375
(xiii) Substitution de chauffe eau solaires pour les chauffe-eau électriques dans les menages à revenu élevé à Cap Vert	<u>2.700</u>	<u>2.700</u>
Total partiel	55.834	182.034
TOTAL GENERAL	<u>60.434</u>	<u>186.634</u>

Source: Etude Gaucher Pringle et estimations de la mission Banque Mondiale

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Projections de la production et de la consommation de bois de feu, 1991-2016

	1991		2001		2016	
	milliers d'ha	milliers de m ³	milliers d'ha	milliers de m ³	milliers d'ha	milliers de m ³
(a) <u>Projections du Gouvernement (Plan directeur forestier)</u>						
<u>Consommation</u>						
(1) Sans économies	-	4.600	-	7.200	-	10.100
(2) Avec économies	-	4.600	-	6.800	-	7.900
(3) Economies en pourcentage		0		6		22
<u>Production</u>						
(4) Forêt naturelle non-aménagée	13.900	7.200	9.300	5.300	6.800	3.300
(5) Forêt naturelle aménagée	-	-	1.800	2.900	1.900	3.600
(6) Plantations d'arbres pour la consommation urbaine	-	-	230	2.200	630	4.500
(7) Plantations d'arbres pour la consommation rurale	-	-	460	700	1.420	2.200
(8) Production Totale		7.200		11.100		13.600
<u>Bilan</u>						
(9) Ligne (8) - ligne (2)		2.600		4.300		5.700
(10) Ligne (8) ÷ ligne (2)		1,57		1,63		1,72

(b) Projections de la mission

<u>Consommation</u>						
(1) Sans économies	-	4.600	-	7.200	-	10.100
(2) Avec économies	-	4.600	-	6.800	-	7.900
(3) Economies en pourcentage		0		6		22
<u>Production</u>						
(4) Forêt naturelle non-aménagée	13.900	7.200	10.200	5.100 ^{1/}	7.600	3.800 ^{1/}
(5) Forêt naturelle aménagée	-	-	1.000	1.500 ^{2/}	1.500	2.300 ^{2/}
(6) Plantations d'arbres pour la consommation urbaine	-	-	120	700 ^{3/}	290	1.700 ^{3/}
(7) Plantations d'arbres pour la consommation rurale	-	-	250	600	650	1.800
(8) Production totale		7.200		7.900		9.600
<u>Bilan</u>						
(9) Ligne (8) - ligne (2)		2.600		1.100		1.700
(10) Ligne (8) ÷ ligne (2)		1,57		1,16		1,22

1/ 0,5 m³/ha/an.2/ 1,5 m³/ha/an.3/ 35 m³/ha/5 ans.

(290.000 ha plantés, 240.000 ha encore productifs en 2016)

(20.000 ha récoltés en 2001, 47.500 ha en 2016)

4/ 15 m³/ha/5 ans.

(650.000 ha plantés, 350.000 ha encore productifs en 2016)

(37.500 ha récoltés en 2001, 120.500 ha en 2016)

Source: Plan directeur forestier 1981 et estimations de la mission.

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Production et consommation d'électricité, 1970-1981

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
I. VENTES ET PRODUCTION, GWh												
1. Réseau interconnecté												
Ventes:												
Ménages	57	57	61	68	66	70	79	88	104	119	127	130
Commerces	19	18	19	21	21	22	25	28	31	36	36	38
Industries	202	217	226	253	263	280	295	316	336	352	359	383
Eclairage public	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	5	8
Total des ventes	283	297	311	348	356	378	405	438	477	514	527	559
Pertes en ligne	25	22	26	26	25	28	33	49	60	75	60	62
Pertes en ligne (en pourcentage) ^{1/}	8	7	7	7	7	7	8	10	11	13	10	10
Production nette	308	319	337	374	381	406	438	487	537	589	587	621
Consommation des centrales	22	23	23	25	25	29	31	34	36	39	40	42
Consommation des centrales (en pourcentage) ^{2/}	7	7	6	6	7	7	7	7	6	6	6	6
Production brute	330	342	360	399	406	435	469	521	573	628	627	663
2. Centres secondaires												
Ventes	1,7	2,2	2,7	3,5	3,2	3,5	4,0	4,7	5,7	6,8	7	8 ^{6/}
Pertes	0,5	0,1	0,3	0,6	0,6	0,6	1,0	0,9	0,9	1,2	1,4	1,6 ^{6/}
Pertes (en pourcentage)	23,0	4,0	10,0	18,0	16,0	15,0	20,0	16,0	14,0	15,0	16,7	16,7
Production brute	2,2	2,3	3,0	4,1	3,8	4,1	5,0	5,6	6,6	8,0	8,4	9,6
3. Total SENELEC												
Ventes	285	299	314	352	359	381	409	443	483	521	534	568
Production brute	332	344	363	403	410	439	474	527	580	636	635	673
II. CAPACITE ET DEMANDE, MW												
1. Réseau interconnecté												
Capacité installée												
Centrales à vapeur	88	88	88	88	88	118	118	118	148	148	148	148
Centrales diesel	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	11
Turbines à combustion		16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Capacité installée totale	90	106	106	106	106	136	136	136	166	166	168	175
Capacité garantie	61	78	78	78	78	96	96	96	126	126	128	132
Demande maximale	54	59	60	65	66	72	76	85	93	104	103	108
Marge de capacité ^{3/}	36	47	46	41	40	64	60	51	73	62	63	67
Marge de capacité (en pourcentage)	67	80	77	63	61	89	79	60	78	60	61	62
Coefficient de charge du réseau (en pourcentage)	76	72	68	70	70	69	70	70	70	69	69	70
2. Centres secondaires												
Capacité installée ^{5/}	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	5
3. Capacité installée totale												
	109	109	109	109	109	139	139	139	170	170	172	180

^{1/} Pourcentage de la production nette.

^{2/} Pourcentage de la production brute.

^{3/} Capacité installée moins la demande maximale.

^{4/} Pourcentage de la demande maximale.

^{5/} Toutes les unités diesel.

^{6/} Estimation.

Source: SENELEC.

SENEGAL

EVALUATION DU SECTEUR ENERGETIQUE

Prévisions concernant la demande d'électricité; réseau interconnecté, 1982-2005

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
<u>I. PREVISIONS DE SHAWINIGAM (juillet 1981)</u>												
(a) <u>Hypothèse basse</u>												
Ventes, GWh	549	578	617	663	710	760	812	862	912	1212	1624	2173
Production 1/, GWh	617	643	685	737	789	844	902	958	1013	1346	1804	2415
Demande maximale 1/, MW	100,6	104,8	111,7	120,1	128,7	137,7	147,1	156,3	165,3	219,6	294,3	393,8
(b) <u>Hypothèse moyenne</u>												
Ventes, GWh	560	597	644	703	763	827	895	963	1031	1461	2099	3063
Production 1/, GWh	629	663	716	781	848	919	995	1070	1146	1624	2333	3403
Demande maximale 1/, MW	102,6	108,1	116,7	127,3	138,3	149,8	162,2	174,5	186,9	264,8	380,4	555,0
(c) <u>Hypothèse haute</u>												
Ventes, GWh	618	677	750	838	932	1034	1146	1261	1383	2207	3590	5961
Production 1/, GWh	694	752	833	932	1036	1149	1273	1402	1537	2452	3988	6624
Demande maximale 1/, MW	113,2	122,6	135,9	151,9	168,9	187,4	207,6	228,6	250,6	399,9	650,4	1080,2
<u>II. PREVISIONS DE FICHTNER (juillet 1981)</u>												
(a) <u>Hypothèse basse</u>												
Ventes, GWh	601	646	694	746	801	858	920	986	1056			
Production nette, GWh	691	742	793	853	915	981	1045	1120	1200			
Production brute, GWh	739	794	848	912	979	1049	1118	1198	1283			
Demande maximale MW	122	131	141	152	163	176	188	201	215			
(b) <u>Hypothèse moyenne</u>												
Ventes, GWh	627	684	740	799	864	937	1015	1098	1188			
Production nette, GWh	721	782	841	903	970	1047	1128	1207	1290			
Production brute, GWh	771	836	899	966	1037	1120	1206	1290	1381			
Demande Maximale, MW	128	139	150	162	174	189	204	220	235			
(c) <u>Hypothèse haute</u>												
Ventes, GWh	652	707	763	828	900	980	1071	1165	1268			
Production nette, GWh	750	808	867	936	1010	1095	1189	1280	1378			
Production brute, GWh	802	864	927	1001	1080	1171	1272	1369	1474			
Demande maximale, MW	134	144	154	168	181	198	215	233	251			
<u>III. PREVISIONS DE LA SENELEC EN VUE D'UNE ETUDE TARIFAIRE (février, 1982)</u>												
Ventes, GWh	568	590	614	638	722	763	806					
Production nette, GWh	648	659	682	711	803	849	894					
Production brute, GWh	693	705	730	760	858	908	957					
Demande maximale nette, MW	105,7	107,5	111,3	115,9	130,9	138,4	145,8					
Demande maximale brute, MW	113	115	119	124	140	148	156					
<u>IV. PREVISIONS DE LA SENELEC EN VUE DE L'ETUDE SUR LE DEVELOPPEMENT DE L'HYDRO-ELECTRICITE (juin 1982)</u>												
<u>Production brute, MWh</u>												
Hypothèse basse	673	709	766	835	907	983	1064	1144	1226	1737	2495	
Hypothèse moyenne	673	749	846	920	992	1068	1149	1377	1463	1942	2771	
Hypothèse haute	673	749	846	920	992	1068	1359	1494	1680	2534	3829	

1/ A l'exclusion de la consommation des centrales. Les chiffres relatifs à la demande maximale supposent un facteur de charge du réseau de 70%.

- Source:
1. "Plan Directeur - Secteur de l'énergie électrique", Vo. 1 - Shawinigan Ltd., juillet 1981.
 2. "Etude portant sur l'augmentation de la capacité de production du réseau général interconnecté du Sénégal", - Annexe 1 - Fichtner, juillet 1981.
 3. "Projet d'étude sur les tarifs - Electricité de France, juillet 1982.
 4. "Apport des aménagements hydrauliques pour la production d'énergie électrique au Sénégal", - SENELEC, juin 1982.

SENEGAL

EVALUATION DU SECTEUR ENERGETIQUE

Prévisions concernant la demande d'électricité de 1982 à 2005

Notes explicatives

PREVISIONS DE SHAWINIGAN

1. Ces prévisions sont fondées sur un modèle économétrique dynamique du type Houthakker et Kennedy dans lequel la demande d'électricité est calculée en fonction du PIB et du prix réel de l'électricité. L'équation du modèle est la suivante :

$$C_t = a \cdot Y_t^{(1-g)b} \cdot P_t^{(1-g)c} \cdot C_{t-1}^g,$$

C représentant la consommation d'électricité (ventes en KWh), Y le PIB, P le prix réel de l'électricité, b et c les élasticités à long terme, (1-g)b et (1-g)c les élasticités à court terme et g un coefficient d'ajustement d'une valeur comprise entre 0 et 1. Cette équation peut être représentée de la façon suivante sous forme logarithmique :

$$\begin{aligned} \log C_t &= \log a + (1-g)b \cdot \log Y_t \\ &+ (1-g)c \cdot \log P_t \\ &+ g \cdot \log C_{t-1} \end{aligned}$$

2. On a utilisé ce modèle pour obtenir des projections séparées pour les consommateurs de basse, moyenne et haute tensions (BT, MT et HT), en fonction du barème des tarifs de l'électricité pratiqués par la SENELEC selon le voltage. En utilisant les données relatives à la période 1962-79, on a calculé les élasticités suivantes :

	<u>BT</u>	<u>MT</u>	<u>HT</u>
<u>Elasticité des prix</u>			
A court terme	-0,5118	-0,3061	..
A long terme	-1,609	-3,539	..
<u>Elasticité du PIB</u>			
A court terme	0,2056	0,1940	0,1705
A long terme	0,6465	2,243	0,5065
<u>Coefficient d'ajustement</u>	0,6820	0,9135	0,6634

3. Les équations qui en ont résulté pour déterminer la consommation d'électricité à chaque niveau de voltage ont été les suivantes :

$$\text{BT } \log Ct = 4,0865 - 0,5118 \log Pt + 0,6820 \log Ct-1 + 0,2056 \log Yt$$

(R² = 0,9841)

$$\text{MT } \log Ct = 0,7400 - 0,3061 \log Pt + 0,9135 \log Ct-1$$

(R² = 0,9941)

$$\text{HT } \log Ct = 2,8395 + 0,6634 \log Ct-1 + 0,1705 \log Yt$$

(R² = 0,9332)

4. Les hypothèses adoptées pour les trois prévisions ont été les suivantes :

	<u>Hypothèse basse</u>	<u>Hypothèse moyenne</u>	<u>Hypothèse haute</u>
<u>PIB réel</u>			
1980-1985	1,9 %	4,0 %	5,0 %
1986-2005	1,2 %	2,3 %	3,0 %
<u>Coefficient déflateur du PIB</u>			
1980-1985	8,5 %	9,0 %	9,5 %
1986-2005	4,5 %	5,1 %	5,6 %
<u>Prix de l'électricité, BT</u>			
1980-1985	6,4 %	7,5 %	8,0 %
1986-2005	4,1 %	4,7 %	5,1 %
<u>Prix de l'électricité, MT</u>			
1980-1985	10,5 %	11,0 %	12,8 %
1986-2005	6,0 %	6,5 %	7,8 %
Probabilité	30,0 %	60,0 %	

5. Les consultants n'ont pas jugé nécessaire de modifier les projections obtenues pour tenir compte de l'incidence éventuelle de politiques de conservation sur la consommation d'électricité. Ils sont partis du principe que les possibilités d'économies des ménages était très limitée étant donné que les conditions climatiques relativement favorables signifient que la charge chauffage/climatisation, sur laquelle porte normalement l'essentiel des économies recherchées, n'est pas importante; en même temps, les ménages possèdent assez

peu d'appareils électriques, ce qui limite également les possibilités d'économie. Dans le secteur industriel, la plupart des industries se soucient davantage de problèmes de croissance que d'une réduction de la consommation d'électricité, d'autant plus que pour la plupart d'entre elles, l'électricité ne représente encore qu'une assez faible partie de leurs coûts de production.

Taux de croissance annuel, en pourcentage annuel

	<u>1982-85</u>	<u>1986-90</u>	<u>1991-95</u>	<u>1996-2005</u>	<u>1982-2005</u>
Hypothèse Basse	5,8	6,6	5,9	6,0	6,1
Hypothèse moyenne	7,2	8,0	7,2	7,7	7,6
Hypothèse haute	10,0	10,5	9,8	10,4	10,2

7. Les projections relatives à la production nette et à la demande maximale ont été calculées à partir des ventes prévues sur la base des hypothèses suivantes :

- a) Pertes du réseau correspondant à 10 % de la production nette après 1982 (11 % en 1982);
- b) Facteur de charge du réseau de 70 %.

8. On a effectué des projections distinctes pour la consommation des centres secondaires non raccordés au réseau principal, en utilisant un modèle liant la consommation d'électricité à chaque niveau de tension (BT, MT, HT) à la population, au PIB et à la consommation d'électricité (hypothèse moyenne) dans le cadre du réseau principal. On a calculé les chiffres correspondant de la production nette en supposant 15 % de pertes du réseau. On a ensuite obtenu des chiffres prévisionnels concernant la demande maximale des grands centres (consommation supérieure à 100.000 kWh en 1979) et des petits centres (consommation inférieure à 100.000 kWh en 1979) en se fondant sur les facteurs de charges du réseau suivants :

<u>Grands centres</u>		<u>Petits centres</u>	
1982-85	: 37 %	1982-83	: 15 %
1986-95	: 40 %	1984-96	: 16,5 %
1996-2005	: 45 %	1987-89	: 17,5 %
		1990-92	: 18,5 %
		1993-95	: 20 %
		1996-98	: 22 %
		1999-2001	: 23 %
		2002-2005	: 25 %

PREVISIONS DE FICHTNER

9. On a établi l'hypothèse moyenne, qui constitue la projection centrale de l'étude de Fichtner, en effectuant des projections distinctes pour les consommateurs de BT, MT et HT des deux principales régions (Cap Vert et Thiès) puis en ajoutant un certain chiffre pour les trois autres régions (Siné Saloum, Diourbel et Fleuve), qui ont été regroupées à cette fin. D'après cette hypothèse générale, on observerait une reprise du taux de croissance après un certain ralentissement en 1981-82 par rapport aux années précédentes, en raison de facteurs économiques défavorables. En conséquence, cette prévision a été qualifiée de modérément optimiste.

10. Les hypothèses haute et basse représentent les variations optimistes et pessimistes de l'hypothèse moyenne.

11. Les taux de croissance résultant des trois hypothèses sont les suivants :

Taux de croissance annuel moyen en pourcentage

	<u>1982-85</u>	<u>1986-90</u>	<u>1982-90</u>
Hypothèse basse	7,2	7,2	7,2
Hypothèse moyenne	8,4	8,3	8,3
Hypothèse haute	8,4	8,9	8,7

12. On a utilisé les hypothèses suivantes pour calculer les projections relatives à la production nette, à la production brute et à la demande maximale à partir des prévisions concernant les ventes :

- a) On a supposé que les pertes du réseau auraient tendance à baisser en pourcentage de la production nette, pour passer de 13 % en 1982 (contre 12,9 % en 1979) à 8 % en 1990, sauf dans l'hypothèse basse où il apparaît qu'elles ne descendent pas au-dessous de 12 % (aucune raison n'a été donnée pour expliquer cette différence).
- b) On suppose également que le facteur de charge du réseau diminue légèrement pour passer à 67 % en 1990 dans le cadre des hypothèses moyenne et haute (par rapport à 68 % en 1979), mais en restant à 68 % dans le cadre de l'hypothèse basse.

ETUDE PREVISIONNELLE CONCERNANT LES TARIFS PRATIQUES PAR LA SENELEC

13. On a posé en hypothèse un taux de croissance moyen de près de 4 % par an jusqu'à 1985, suivant les conclusions d'une mission de supervision de la Banque, compte tenu des perspectives économiques défavorables. On enregistre ensuite une progression de plus de 13 % en 1986, probablement attribuable à d'importants facteurs de charge nouveaux prévus cette même année (facteurs qui

ne sont cependant pas identifiés), après quoi le taux de croissance retombe à moins de 6 % par an. Les prévisions relatives à la production nette impliquent que les pertes du réseau diminuent pour passer de 12,3 % en 1982 à 9,8 % en 1988. On suppose que la consommation des centrales reste aux environs de 6,5 % et que le facteur d'utilisation du réseau reste constant à 70 %.

PREVISIONS DE LA SENELEC CONCERNANT L'ETUDE SUR L'HYDRO-ELECTRICITE

14. L'hypothèse basse correspond à la projection moyenne de Shawinigan. Les différences existant entre les deux séries de chiffres tiennent au fait que la projection de la SENELEC concerne la production brute, tandis que les chiffres de Shawinigan représentent la production nette. La SENELEC a posé en hypothèse une consommation des centrales de 6,5 % en ajustant en chiffres bruts la projection de Shawinigan.

15. La raison donnée dans l'étude de la SENELEC pour considérer l'hypothèse moyenne de Shawinigan comme une hypothèse basse est que celle-ci ne tient pas compte de certaines charges industrielles supplémentaires attribuables à la SOCOCIM (ciment), à l'ICS () et à la MIFERSO (société chargée d'un projet d'exploitation du minerai de fer dans l'est du pays). Ces facteurs sont ajoutés à l'hypothèse basse de la SENELEC pour donner l'hypothèse moyenne indiquée dans le tableau. Les besoins de la SOCOCIM et de l'ICS se traduisent par une production accrue d'électricité à partir de 1983, tandis que l'on suppose que les besoins de la MIFERSO commenceront à se faire sentir en 1989, ce qui explique le très fort accroissement de la production d'électricité prévu pour cette même année (20 %), comme l'indique l'hypothèse moyenne.

16. Pour l'hypothèse haute, la SENELEC a supposé que les facteurs suivants rendraient nécessaire à partir de 1988 un net accroissement de la production d'électricité :

- a) projets d'irrigation et d'agro-industrie de la Société d'aménagement et d'exploitation des terres du Delta (SAED);
- b) extraction minière dans la vallée de la Falème et dans d'autres régions de l'est du Sénégal (fer, bauxite, phosphates, cuivre, chrome et or);
- c) autres activités industrielles qui seraient encouragées par le développement d'un approvisionnement abondant et fiable en électricité, (raffineries de sucre, coton, textiles, engrais, ciment, aluminium et industries traitant des produits d'origine animale tels qu'abattoirs, tanneries, centres de reproduction et de recherche);
- d) le trafic fluvial et routier accru stimulerait l'expansion et la modernisation de l'est du Sénégal en y attirant des migrants; et

- e) la demande accrue d'électricité des ménages, particulièrement dans la région de Tambacounda, à la suite de l'électrification des villages, le développement de l'emploi dans les agro-industries et les mines et le développement agricole dans une région moins exposée au risque de sécheresse.

17. Les prévisions qui en découlent font apparaître les taux de croissance suivants de la production d'électricité du réseau interconnecté :

Taux de croissance annuelle moyen en pourcentage annuel

	<u>1982-85</u>	<u>1986-90</u>	<u>1991-95</u>	<u>1996-2000</u>	<u>1982-2000</u>
Hypothèse basse	6,6	8,0	7,2	7,5	7,4
Hypothèse moyenne	9,2	9,7	6,3	6,8	8,0
Hypothèse haute	9,2	12,8	8,6	8,6	9,8

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Caractéristiques des centrales électriques

CENTRALE	TYPE	COMBUS- TIBLE	NOMBRE D'UNITES	TAILLE DES UNITES MW	DATE DE MISE EN SERVICE	CAPACITE INSTALLEE MW	PUISSANCE NETTE MW	CONSUMMATION DE COMBUSTIBLE gm/kWh	PRIX DU COMBUSTIBLE FCFA/tonne	COUT DU 1/ COMBUSTIBLE FCFA/kWh	REMARQUES	
(a) Centrales existantes												
CI	Bel-Air	Vapeur	Fuel-oil 3500	3	3	1940, 1947 1950	9	8,4	380	68.348	-	de secours seulement (vapeur fournie par CII)
CII	Bel-Air	Vapeur	Fuel-oil 3500	4	12,8	1953, 1955 1959, 1961	51,2	48	380	68.348	25,972	
CIII	Cap des Biches	Vapeur	Fuel-oil 3500	3	1x27,5 2x30	1966, 1975, 1978	27,5 60	25,9 56,4	278 278	68.348	19,001	
Turbine à combustion - Cap des Biches	Turbine à Combustion	Gas-oil/ gaz naturel		1	16,5	1971	16,5	15	476	120.048 (gas-oil)	57,143	
Saint-Louis	Diesel	Gas-oil		1	2	1980	2	1,8	245	129.428	31,710	de secours
Saint-Louis	Diesel	Fuel-oil 3500		2	3,5	1981	7	6,4	238	78.790	18,752	
Kaolack	Diesel	Gas-oil		1	2	1980	2	1,8	245	126.267	30,935	de secours
(b) Nouvelles centrales												
Kaolack	Diesel	Fuel-oil 3500		2	3,5	1983	7	6,4	238	75.629	18,000	
Kaolack	Diesel	Fuel-oil		1	7	1984	7	6,1	210	75.629	15,882	

1/ Prix en vigueur le 1^{er} novembre 1981.

Source: SENELEC

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Production d'électricité par type de centrale, 1973-1981

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
(a) <u>Production d'électricité, GWh</u>									
<u>Centrales à vapeur</u>									
Bel-Air	232	231	219	178	129	147	151	171	115
Cap des Biches	162	162	204	289	391	422	473	442	524
Total partiel	394	393	423	467	520	569	624	613	639
<u>Turbine à combustion</u>	5	13	12	2	1	4	4	9	7
<u>Centrales diesel</u>									
St. Louis	-	-	-	-	-	-	-	5	16
Kaolack	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Centres secondaires	4	4	4	5	6	7	8	8	10
Total partiel	4	4	4	5	6	7	8	13	27
<u>Production totale d'énergie électrique</u>	403	410	439	474	527	580	636	635	673
(b) <u>Participation (en pourcentages)</u>									
Centrales à vapeur	97,8	95,9	96,4	98,5	98,7	98,1	98,1	96,5	95,0
Turbine à combustion	1,2	3,2	2,7	0,4	0,2	0,7	0,6	1,4	1,0
Centrales diesel	1,0	0,9	0,9	1,1	1,1	1,2	1,3	2,1	4,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Source: SENELEC

SENEGAL
ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE
Centrales électriques dans les centres secondaires

<u>Centre (par region SENELEC)</u>	<u>Nombre d'unités diesel</u>	<u>Capacité par unite kW</u>	<u>Capacité Totale kW</u>
<u>SENEGAL DE L'EST</u>			
Bakel	2	45, 45	90
Goudiry	3	23, 38, 139	200
Kedougo	2	92, 92	184
Koumpentoum	1	36	36
Tambacounda	4	207, 450, 450, 600	1707
Velingara	3	45, 60, 94	199
			<u>2416</u>
<u>SINE SALOUM</u>			
Diakhao	2	30, 30	60
Foundiougne	2	45, 45	90
Kaffrine	3	60, 60, 150	270
Ndofane	2	30, 38	68
Nioro du Rip	2	60, 60	120
			<u>608</u>
<u>CASAMANCE</u>			
Bignona	3	92, 92, 113	297
Kolda	4	90, 90, 90, 533	803
Marsassoum	1	30	30
Oussouye	2	30, 45	75
Sedhiou	2	90, 90	180
			<u>1385</u>
<u>FLEUVE</u>			
Dagana	3	90, 90, 94	274
Matam	3	90, 90, 90	270
Podor	2	45, 90	135
Richard Toll	<u>..</u>
<u>DIOURBEL</u>			
Dahra	4	15, 38, 45, 60	158
Linguere	3	60, 60, 60	180
			<u>338</u>
<u>THIES</u>			
Somone

.. = données non disponibles

Source: SENELEC

SENEGAL
ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Sous-secteur de l'énergie électrique
Principaux producteurs indépendents

Industrie	Capacité Installée, kW	Type	Combus- tible	Production ^{2/} annuelle, GWh
Compagnie Sucrerie Senegalaise (CSS)	3 x 2500	Vapeur <u>1/</u>	Bagasse et	27,0 <u>3/</u>
(Sucre)	1 x 4000 (de secours)	Vapeur <u>1/</u>	" "	
Grands Moulins de Dakar (GMD)	1120	Diesel <u>1/</u>	Gas-oil	
(Moulins à farine)	280	Diesel <u>1/</u>	" "	
	430	Diesel <u>1/</u>	" "	6,2
	2 x 600	Diesel <u>1/</u>	" "	
Société Africaine de Raffinage (SAR)	3 x 650	Diesel <u>1/</u>	Gas-oil	5,9
(Raffinerie de pétrole)				
Societe Ouest-Africaine de Ciment (SOCOCIM)	..	Diesel	Gas-oil	4,6
(Ciment)				
SEIC	1800	Diesel	Gas-oil	6,3
Hotels, Casamance	..	Diesel	Gas-oil	1,8

1/ Centrales à deux usages (vapeur pour les procédés et électricité)

2/ chiffres de 1980

3/ 105.000 - 110.000 kWh/jour - en supposant une mise en opération pendant 250 jours.

Source: Gaucher Pringle Study.

ANNEXE 4.7

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Emploi et productivité dans le sous-secteur de l'électricité
(SENELEC), 1972-1981

ANNEE	NOMBRE D'EMPLOYES		PRODUCTION kWh/EMPLOYEE 2/	VENTES kWh/EMPLOYEE 2/	CLIENTS SERVIS PAR EMPLOYEE 2/
	AU 31 DEC.	MOYENNE 1/			
1972	1301	1293	281	243	..
1973	1323	1312	307	268	..
1974	1347	1335	307	269	86
1975	1422	1384	317	275	88
1976	1536	1479	320	277	89
1977	1596	1566	337	289	88
1978	1713	1654	351	292	85
1979	1824	1768	360	295	81
1980	1904	1864	341	286	80
1981	1968	1936	348	293	80

1/ Moyenne du total au 31 decembre de l'année actuelle et de celles précédentes.

2/ Production totale (clients en ventes + moyenne du nombre d'employés)

Source: SENELEC

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Consommation de combustible pour la production d'électricité, 1973-81

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
(a) <u>Consommation de combustible, unités originales</u>									
Fuel-oil, tonnes	125.183	126.117	135.166	144.348	155.873	170.705	189.040	191.065	194.256
Gas-oil, tonnes	3.535	7.310	6.820	2.694	2.136	3.413	4.493	7.422	7.440
Gas naturel, m ³	-	-	-	-	-	-	-	-	259.700
(b) <u>Consommation de combustible, tonnes d'équivalent pétrole</u>									
Fuel-oil	117.822	118.701	127.218	135.860	146.708	160.668	177.924	179.830	182.834
Gas-oil	3.535	7.310	6.820	2.694	2.136	3.413	4.493	7.422	7.440
Gas naturel	-	-	-	-	-	-	-	-	211
Total	121.357	126.011	134.038	138.554	148.844	164.081	182.417	187.252	190.485
(c) <u>Consommation de combustible, participation en pourcentage</u> <u>(tonnes d'équivalent pétrole) 1/</u>									
Fuel-oil	97,1	94,2	94,9	98,1	98,6	97,9	97,5	96,0	96,0
Gas-oil	2,9	5,8	5,1	1,9	1,4	2,1	2,5	4,0	3,9
Gas naturel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
(d) <u>Consommation spécifique moyenne</u>									
Gramme d'équivalent pétrole/kWh	301	307	305	292	282	283	287	295	283

1/ En supposant des valeurs calorifiques de 10.200 kcal/kg pour le pétrole brut, 9600 kcal/kg pour le fuel-oil, 10.200 kcal/kg pour le gas-oil et 8300 kcal/m³ pour le gaz naturel.

Source: SENELEC

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Programmes de développement possibles, réseau d'électricité interconnecté 1/, 1982-1990
(MW)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
(a) SENELEC Projection de juin 1982										
<u>Capacité installée</u>										
Au 31 decembre, 1981	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
moins, retraits	-	-	-	-	-	9 2/	-	26 3/	-	25 4/
additions	-	-	-	15 5/	-	45 6/	-	150 7/	-	75 8/
capacité installée	164	164	164	179	179	215	215	339	339	389
<u>Capacité garantie</u> 9/	104	104	104	119	119	155	155	269	269	319
<u>Demande maximale</u>	101	103	108	117	127	138	150	162	174	187
<u>Excédent/Deficit</u>	3	1	(4)	2	(8)	17	5	107	95	132

- 1/ Ne comprend pas Saint-Louis et Kaolack.
- 2/ Vieilles unités (3 x 3 MW) à vapeur à Bel-Air.
- 3/ 2 unités à vapeur de 12,8 MW chacune at Bel-Air.
- 4/ 2 unités à vapeur de 12,8 MW chacune at Bel-Air.
- 5/ Turbine à combustion.
- 6/ Turbine à combustion de 15-MW et une unité à vapeur de 30 MW, marchant au charbon ou à la tourbe.
- 7/ Une unité de 30 MW à vapeur, marchant au charbon ou à la tourbe, ou 3 unités hydrauliques de 40 MW chacune (Manantali).
- 8/ 3 unités hydrauliques à 25 MW chacune (Kekreti).
- 9/ Capacité installée moins les 2 unités les plus puissantes (2 x 30 MW jusqu'a 1988, puis une de 30 MW et une de 40 MW).

Source: Etude SENELEC (juin 1982) et calculs de la mission.

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
(MW)										
<u>(b) Projection de la mission 1/</u>										
<u>Capacité installée</u>										
Au 31 décembre 1981	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
Moins, retraits	-	-	-	-	-	-	-	9 2/	-	51 3/
additions	-	-	-	-	-	15 4/	-	30 5/	-	120 6/
capacité installée	-	-	-	-	-	179	179	200	200	269
<u>Capacité Garantie 1/</u>	125	125	125	125	125	140	140	161	157	216
<u>Demande maximale</u>	101	106	108	111	116	131	138	146	155	164
<u>Excédent/Deficit</u>	24	19	17	14	9	9	2	15	2	52

- 1/ Basé sur la projection de la demande jusqu'à 1988 de l'étude tarifaire (Annex 4.2), puis sur une croissance de 6% en 1989 et 1990.
- 2/ Vieilles unités (3 x 3 MW) à vapeur, marchant au fuel, de Bel-Air.
- 3/ Les autres unités (4 x 12,8 MW) à vapeur, marchant au fuel, de Bel-Air.
- 4/ Turbine à combustion (15 MW).
- 5/ Unité de 30 MW à vapeur, marchant au charbon ou à la tourbe.
- 6/ 3 unités hydrauliques de 40 MW chacune (Manantali).
- 7/ Capacité installée moins l'unité la plus puissante (30 MW jusqu'à 1990, 40 MW en 1990) plus les les vieilles unités Bel-Air (3 x 3MW) jusqu'à 1989, puis une unité de 12,8 MW à Bel-Air.

Source: Etude Shawinigan et calculs de la mission.

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Projets hydroélectriques: caractéristiques et coûts de production de l'électricité
(taux d'actualisation 10%)

	Manantali		Petit Gouina	Felou	Kekreti	Sambangalou
	(a)	(b)				
Capacité installée, MW	120	240	103	75	75	125
Approvisionnement net en puissance, MW	109,5	215	92,7	68,4	68,4	114
Production brute, GWh	505	1.010	530	424	450	710
Approvisionnement nette en énergie	481,5	955	492,9	396,4	420	670
Coût d'investissement de la centrale 10 ⁶ FCFA	15.750	31.500			15.800	17.300
Coût du barrage, 10 ⁶ FCFA	126.500	126.500	63.000	38.000	63.700	82.000
Ligne de transport 10 ⁶ FCFA	39.500	53.300	5.000	..
Coût spécifique, FCFA/kW/an:						
Sans comprendre le barrage	61.483	48.636	39.809	..
Y compris une partie du barrage	86.691	68.577	89.822	73.645	70.462	48.099
Coût par kWh, FCFA:						
Sans comprendre le barrage	13,98	10,95
Y compris une partie du barrage	18,33	13,10	16,89	12,70	11,47	8,54

Source: SENELEC

.. = Pas disponible ou ne s'applique pas au cas en question.

- Notes:
- Approvisionnement net en puissance = puissance livrée à Thies en supposant des pertes de ligne de 8,7%.
 - Approvisionnement net en énergie = énergie livrée à Thies, en tenant compte des pertes de lignes variant de 4,5% (Manantali) à 6,4% (Kekreti).
 - Petit Gouina et Felou sont des projets pour l'électricité seulement, donc le coût total du barrage est inclus dans les deux cas.
 - Les chiffres donnés pour le coût du barrage pour Kekreti et Sambangalou sont les coûts totaux du projet (barrage, équipement d'irrigation, centrale).
 - Les coûts spécifiques de Manantali tels que SENELEC les a calculés ne comprennent aucune partie du barrage, traité comme coût irréversible. Les coûts qui comprennent une partie du barrage comptent 18% du coût du barrage, ce qui équivaut à cette partie du coût du barrage nécessité en particulier pour la production d'électricité.
 - Pour Kekreti et Sambangalou, les coûts spécifiques présupposent que 50% des coûts totaux de ces projets (voyez la note 4) sont attribués à la production d'énergie électrique.
 - Coûts spécifiques et coût/kWh comprennent:
 - coûts d'exploitation et d'entretien, estimés à 1% de coûts d'investissement de la centrale et 1,5% des coûts des lignes de transport.
 - Intérêt pendant la construction (à un taux d'intérêt de 10%); et
 - coûts des lignes de transport pour Manantali et Kekreti (pas disponible pour les autres projets).
 - Le coût de la ligne de transport pour Kekreti (5 milliards FCFA) est pour la ligne reliant ce projet à Tambacounda. Il ne comprend pas la ligne Tambacounda-Thies, qu'on suppose aura déjà été construite pour le projet Manantali et est comprise dans le coût donné pour le transport dans le cas de Manantali.

SENEGAL

EVALUATION DU SECTEUR ENERGETIQUE

Tarif de l'électricité (SENELEC) en vigueur le 1er août 1981

a) Taxes non comprises

b) Taxes comprises

A. NOUVEAU BAREME TARIFAIRE

I. TARIF BT

Catégorie	Prime fixe		Prix du kW/h, F/kWh					
	F/kWh/Mois		1ère tranche		2ème tranche		3ème tranche	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
<u>1. Localités énumérées dans la pièce jointe</u>								
Tarif domestique spécial	-	-	60,16	65,88	55,76	61,06	34,16	37,41
Tarif domestique général	-	-	72,16	79,02	48,16	52,74	34,16	37,41
Tarif professionnel :								
- avec prime fixe	930	1018,35	51,16	56,02	43,16	47,26	-	-
- sans prime fixe	-	-	75,16	82,30	67,16	73,54	43,16	47,26
Eclairage public /1	800	876,0	52,76	57,77	-	-	-	-
<u>2. Autres localités</u>								
Tarif domestique spécial	-	-	60,16	64,37	55,76	59,66	34,16	36,55
Tarif domestique général	-	-	72,16	77,21	48,16	51,53	34,16	36,55
Tarif professionnel :								
- avec prime fixe	930	995,1	51,16	54,74	43,16	46,18	-	-
- sans prime fixe	-	-	75,16	80,42	67,16	71,86	43,16	46,18
Eclairage public /2	800	856,0	52,76	56,45	-	-	-	-

II. TARIF MT /3

Catégorie	Prime fixe		Prix du kW/h, F/kWh			
	F/kW/Mois		Hors heures de pointe		Heures de pointe	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
Tarif général	750	802,5	34,33	36,73	49,23	52,68
Tarif spécial - Zone franche	1140	1140,0	25,61	25,61	35,01	35,01

III. TARIF HT /4

Tarif spécial - Taiba	1083,33	1159,16	25,91	27,72	34,91	37,35
-----------------------	---------	---------	-------	-------	-------	-------

B. ANCIEN BAREME TARIFAIRE

Catégorie	Tarif, F/kWh			
	1) Localités citées en Annexe		2) Autres localités	
	(a)	(b)	(a)	(b)
Eclairage	72,16	79,02	72,16	77,21
Gros utilisateurs	65,70	71,94	65,70	70,30
Appareils ménagers :				
1ère tranche	46,75	51,19	46,75	50,02
2ème tranche	30,89	33,82	30,89	33,05
Force motrice	63,80	69,86	63,80	68,27

/1 Privé (c'est-à-dire non payé par la municipalité).

/2 Public (payé par la municipalité).

/3 5,5, 6,6 et 30 kV.

/4 60 et 90 kV.

Source : SENELEC.

TARIFS DE L'ELECTRICITE

Formule de variation des prix

1. Le nouveau barème tarifaire comporte un coefficient d'ajustement des tarifs suivant une formule de variation des prix. Les variables sont constituées par le prix du combustible (F), les coûts de la main-d'oeuvre représentés par les salaires d'un ouvrier (S') et d'un technicien (S) et par l'indice des prix de gros des produits industriels en France (M). La formule varie comme suit selon la tension, P constituant le taux ajusté :

$$\underline{BT} \quad P = 0,21 \frac{P}{0} + 0,16 \frac{F}{F0} + 0,11 \frac{S}{S0} + 0,34 \frac{S'}{S'0} + 0,18 \frac{M}{M0}$$

$$\underline{MT} \quad P = 0,20 \frac{P}{0} + 0,35 \frac{F}{F0} + 0,07 \frac{S}{S0} + 0,23 \frac{S'}{S'0} + 0,15 \frac{M}{M0}$$

$$\underline{HT} \quad P = 0,18 \frac{P}{0} + 0,44 \frac{F}{F0} + 0,06 \frac{S}{S0} + 0,19 \frac{S'}{S'0} + 0,13 \frac{M}{M0}$$

2. Ces formules n'ont pas été appliquées dans la pratique. Les hausses de prix ont été fondées essentiellement sur les hausses du prix du mazout, compte non tenu de l'évolution du coût de la main-d'oeuvre et de l'indice des prix de gros. En conséquence, le prix moyen de l'électricité est moins élevé que si les formules étaient appliquées. C'est ainsi qu'en 1981, le tarif moyen appliqué a été de 38,7 CFA/kWh, contre 42 francs CFA/kWh si les formules avaient été correctement appliquées.

Régions avec taxes plus élevées sur l'électricité

Les régions suivantes imposent une taxe communale de 2,5% sur les prix de l'électricité à basse tension, en plus de la taxe à valeur ajoutée de 7% qui est imposée ailleurs:

Region Cap-Vert

Dakar-Goree
Rufisque
Sebikotane
Sangalcam
Keur Daouda Sarr

Region Thies

Thies
Tivaouane
Mekhe
Khombole
M'Bour
Fadiouth
Joal

Region Fleuve

Saint-Louis
Louga
Kebemer
Matam
Podor
Dagana

Region Sine-Saloum

Kaolack
Fatick
Kaffrine
Guinguineo
Nioro
Foundiougne

Region Senegal
de l'est

Tambacounda
Kedougou
Bakel
Velingara

Region Casamance

Sedhiou
Kolda
Bignona
Oussoye
Ziguinchor

Region Diourbel

Diourbel
Bambey
Gossas
M'Backe
Linguere

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Tendances des prix de l'électricité et du coût
des hydrocarbures pour la production de l'électricité, 1972-1981

Année	Prix moyen de l'électricité, F/kWh	Coût moyen des hydrocarbures	Indice des prix à la consommation	Indice du prix de l'électricité		Indice du prix des hydrocarbures	
				Nominal	Réel	Nominal	Réel
1972	12,3	4.728	100	100	100	100	100
1973	12,4	5.225	106	101	95	111	105
1974	20,2	17.233	122	163	134	364	298
1975	22,4	17.317	149	182	122	366	246
1976	22,7	16.769	150	185	123	355	237
1977	23,7	19.247	168	193	115	407	242
1978	24,0	19.730	173	195	113	417	241
1979	25,9	23.690	191	211	110	501	262
1980	30,8	33.220	207	250	121	703	340
1981	38,7	48.808	219	315	144	1.032	471

Augmentation réelle moyenne du prix de l'électricité 4,1% par an.
Augmentation moyenne réelle du coût des hydrocarbures 18,8% par an.

Source: SENELEC (données sur l'électricité et les hydrocarbures)
Statistiques financières internationales, FMI (indice des prix à la consommation)

SENEGAL
ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Tarif théorique basé sur le coût marginal

	<u>TAIBA</u>	<u>90KV</u>	<u>30 & 6.6KV</u>	<u>BT</u>
<u>Prime fixe, FCFA/kw/mois</u>	798	2499	2226	4093
<u>Prix du kWh, FCFA/kWh</u>				
Heures de pointe	35,52	38,98	51,08	63,91
Hors heures de pointe	28,52	29,14	38,58	47,14

Formule de la Variation des prix

$$\underline{BT} \quad P = 0,18 \frac{P}{O} + 0,42 \frac{F}{F_0} + 0,21 \frac{S}{S_0} + 0,15 \frac{M}{M_0} + 0,04 \frac{E}{E_0}$$

$$\underline{MT} \quad P = 0,12 \frac{P}{O} + 0,53 \frac{F}{F_0} + 0,16 \frac{S}{S_0} + 0,15 \frac{M}{M_0} + 0,04 \frac{E}{E_0}$$

$$\underline{HT} \quad P = 0,09 \frac{P}{O} + 0,55 \frac{F}{F_0} + 0,14 \frac{S}{S_0} + 0,17 \frac{M}{M_0} + 0,05 \frac{E}{E_0}$$

où F = prix du combustible

S = coût de la main d'oeuvre

M = indice français des prix de gros pour les produits industriels

E = coût des emprunts

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Prix du bois de feu

(a) Bois de feu de la forêt naturelle

	FCFA/m ³	
	Prix financier	Prix économique
Prix de détail à Dakar <u>1/</u>	12,800	12,800
Moins débarquement/recoupe <u>2/</u>	1,810	700
Moins marge de distribution <u>3/</u>	1,164	820
Prix en gros Dakar	9,826	11,280
Moins transport (Koumpentoum-Dakar) <u>4/</u>	3,733	4,100
Moins chargement <u>5/</u>	320	320
Prix bord de route	5,773	6,860
Coupe, débardage <u>6/</u>	1,120	840
Redevance <u>7/</u>	200	-
Plus value	4,453	6,020
Prix économique		6,020

1/ Prix de détail Dakar - 20 FCFA/kg.

2/ Déchargement, mise en morceaux (prix de détail réel 250 FCFA/100 kg pour la mise en morceaux et 4000 FCFA/30 stères pour le déchargement) ce qui équivaut à 2 homme-jours.

3/ La marge de distribution s'élève à 10% du prix de gros plus les frais de manipulation.

4/ Frais de transport d'environ 70,000/30 stères dont 40% de devises étrangères avec un taux de change virtuel plus élevé de 25%.

5/ Frais de chargement de 6,000 FCFA/30 stères équivalent à presque 1 homme-hour/m³.

6/ Abattage et débardage environ 60 homme-hours/30 stères en supposant qu'une meilleure gestion réduirait le temps d'abattage d'environ 25%. Salaire économique et financier d'environ 350 FCFA homme-jour.

7/ Le prix réel payé est de 120 FCFA/stère ou 200 FCFA/m³ à 400 kg/stère (1.6 steres/m³).

8/ Ce qui reste revenant aux bûcherons transporteurs, et aux détaillants; ceci reflète la rareté grandissante du bois de feu.

(b) Bois de feu de plantation
1m³ = 720 kg

	FCFA/m ³	
	<u>Pris financier</u>	<u>Prix économique</u>
Prix de détail à Dakar <u>1/</u>	14,400	14,400
Moins débarquement/recoupe <u>2/</u>	2,010	700
Moins marge de distribution <u>2/</u>	1,309	930
Prix en gros Dakar	11,081	12,770
Moins transport <u>2/</u>	3,733	4,100
Moins chargement <u>2/</u>	320	320
Redevance <u>3/</u>	3,200	-
Coupe/débardage <u>4/</u>	1,060	350
Plus value <u>2/</u>	2,768	8,000
Prix économique		8,000

1/ Prix de détail est 20 FCFA/kg.

2/ Pareil qu'au Tableau (a).

3/ Prix du Service Forestier pour le bois des plantations de MBO 2.000 FCFA/stère.

4/ Salaire officiel pour un homme-jour pour le prix financier et le coût d'opportunité des salaires. On suppose 1 homme-jour/m³.

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Evolution des prix de détail des produits pétroliers

	FCFA/Litre						milliers de FCFA/Tonne			
	Essence super	Essence ordinaire	Pétrole lampant	Gas-oil (ordinaire)	Gas-oil (marine)	Gas-oil (de pêche)	Diesel	Fuel-oil (1500) a/	Fuel-oil (3500) a/	Fuel-oil (SENELEC)
janvier 1978	97	93	60	75	40	35	48,96	29,36	26,16	24,75
janvier 1979	120	100	68	75	40	35	48,96	29,36	26,16	28,34
janvier 1980	140	130	81	87	52	42	60,84	38,05	36,33	28,34
janvier 1981	195	185	118	126	82	50	99,29	61,02	57,19	51,38
juin 1982	<u>265</u>	<u>255</u>	<u>140</u>	<u>150</u>	<u>98</u>	<u>56</u>	<u>117,92</u>	<u>72,47</u>	<u>67,93</u>	<u>57,03</u>
- Equivalent b/ en dollars des Etats-Unis	0,80	0,77	0,42	0,45	0,30	0,17	357	220	206	173

a/ Ne s'applique qu'aux grands consommateurs. Les petits consommateurs paient un prix d'une différence marginale.

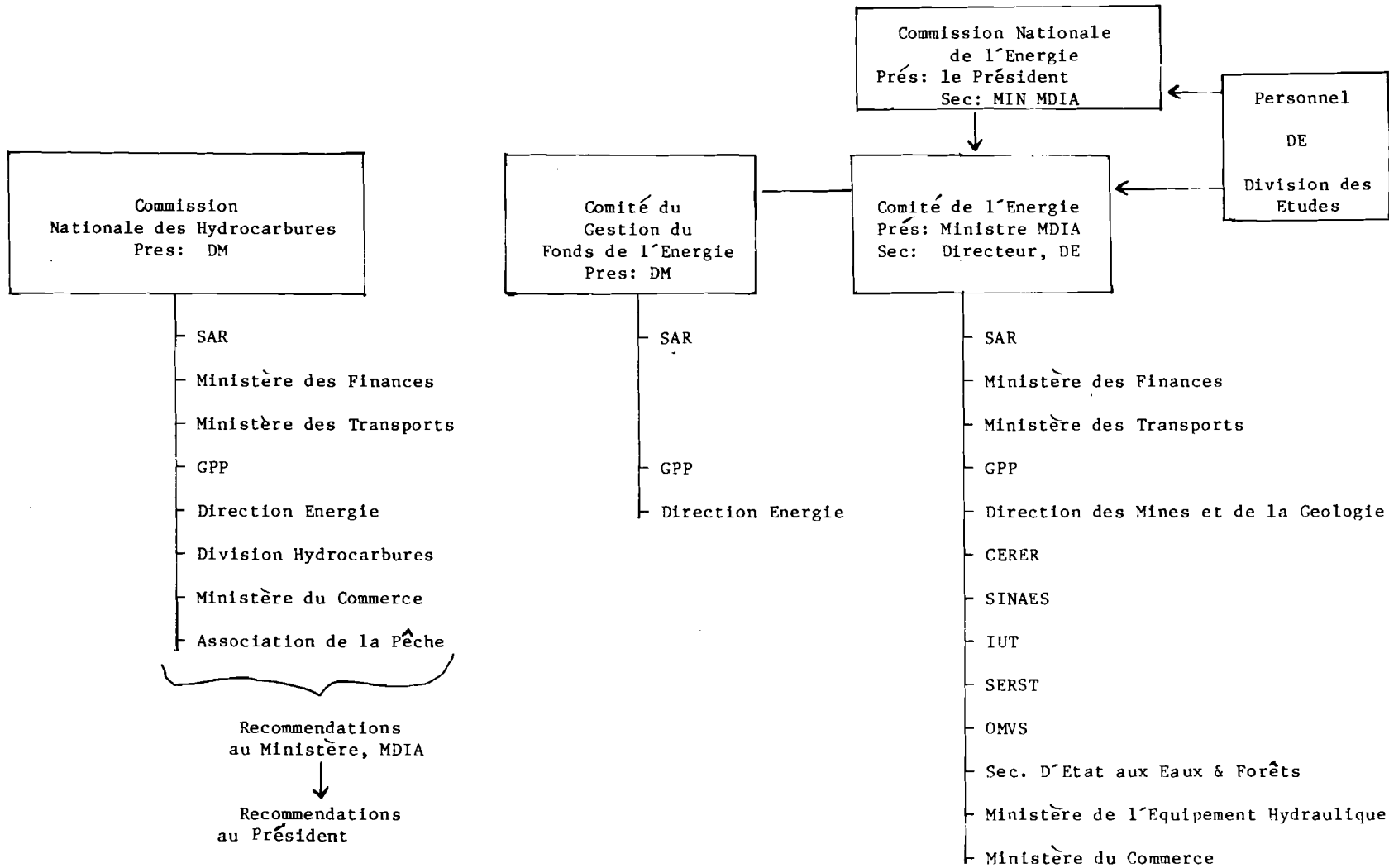
b/ Converti au taux: 1 dollar des E-U = 330 FCFA.

Source: GPP.

SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

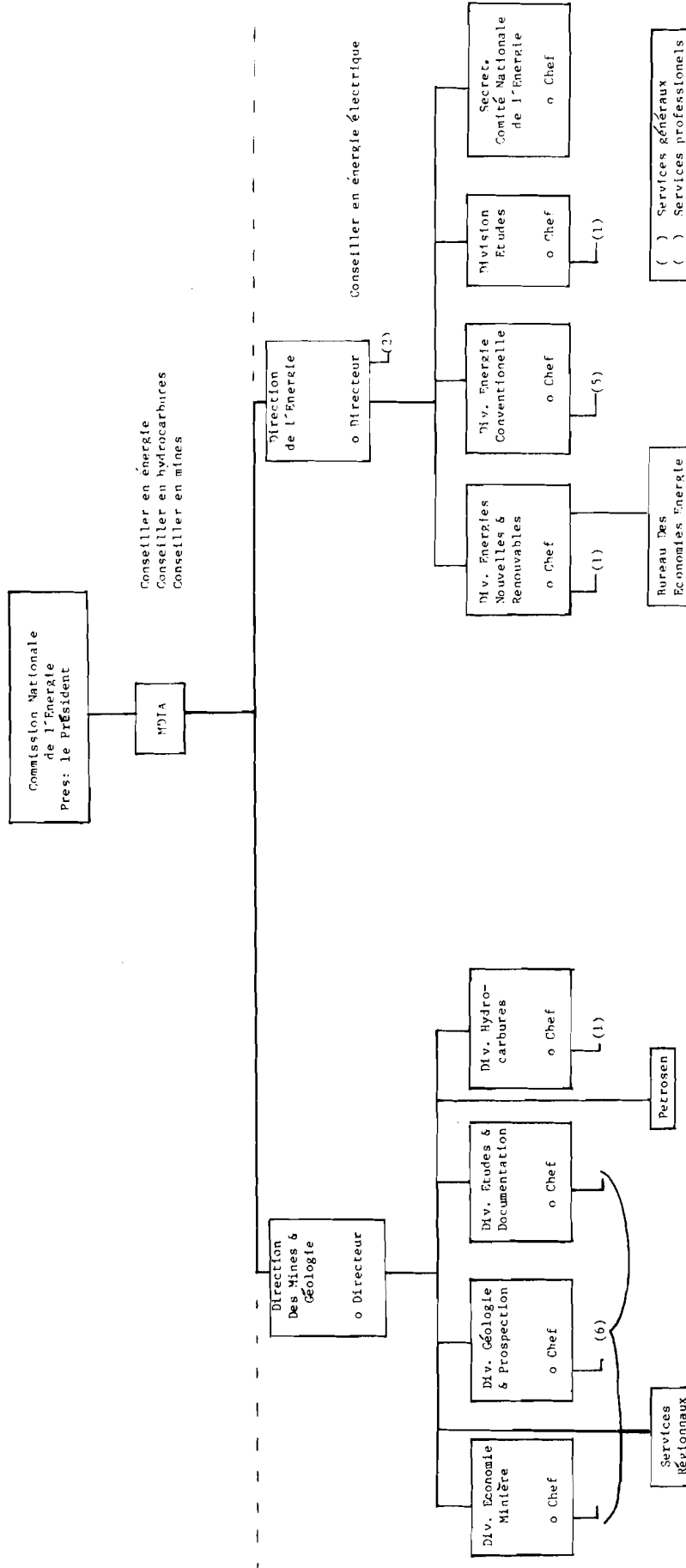
Composition des Commissions de l'énergie



SENEGAL

ETUDE DU SPECTRE ENERGÉTIQUE

Organisation du Ministère du Développement Industriel et de l'Artisanat



SENEGAL

ETUDE DU SECTEUR ENERGETIQUE

Programme d'investissement proposé, 1982-1986

1. Energie électrique (SENELEC)
(en millions de FCFA aux prix de décembre 1981)

PROJET	1981	1982	1983	1984	1985	1986	TOTAL
I. PRODUCTION D'ELECTRICITE							
<u>Réseau interconnecté</u>							
Diesel Kaolack (2x3,5MW, 75% - 1983-84)	1.210	1.973	1.300	400	-	-	4.883
Turbine à combustion de Cap des Biches (2x15MW - 1984-86)	-	-	520	574	363	253	1.650
Centrale à tourbe (2x30MW - 1986-88)	-	-	600	2.480	4.340	6.660	14.080
Centrale Saint Louis (réalisation)	79	-	-	-	-	-	79
Remplacements à la centrale à vapeur Cap des Biches	-	170	350	260	-	-	780
Total partiel	1.289	2.143	2.770	3.654	4.703	6.913	21.472
<u>Centres secondaires</u>							
Diesel Ziguinchor (3,2MW, 2,2MW, 3,2MW - 1983-85)	-	1.210	1.134	360	558	-	3.262
Diesel Tambacounda	-	164	340	242	-	-	746
Diesel mobiles	63	-	-	-	-	-	63
Diakhao (centre d'essais)	-	-	33	-	-	-	33
Unité de 250 kVa	25	-	-	-	-	-	25
Electrification de Thionk-Essyl et Medina-Gounass	-	184	-	-	-	-	184
Renforcement des centres secondaires	-	614	60	60	62	64	860
Total partiel	88	2.172	1.567	662	620	64	5.173
TOTAL PRODUCTION	1.377	4.315	4.337	4.316	5.323	6.977	26.645
II. TRANSPORT ET DISTRIBUTION							
<u>Réseau interconnecté</u>							
Ligne de 90-kV Cap des Biches-Thies-Cayar (73 km)	-	-	560	840	400	600	2.400
Centres secondaires de 90/30/6,6 kV	66	693	540	100	135	-	1.534
Renforcement et Extension du réseau aérien de 30 kV	241	641	415	345	436	102	2.180
Développement du réseau souterrain de 30 kV-Dakar	117	160	26	60	75	260	698
Transformateurs de 30-kV	32	36	57	-	-	-	125
Centres secondaires de 30/6,6 kV	16	106	85	106	149	75	537
Développement du réseau souterrain de 6,6 kV-Dakar	127	115	102	60	42	130	576
Développement du réseau souterrain de 6,6 kV-St. Louis	-	68	83	6	-	-	157
Total partiel	599	1.819	1.868	1.517	1.237	1.167	8.207
<u>Centres secondaires</u>							
Ziguinchor	-	370	-	320	738	333	1.761
Matam	-	20	-	-	-	-	20
Podor	-	38	-	-	-	-	38
Bakel	-	46	-	-	-	-	46
Tambacounda	-	-	31	-	-	-	31
Total partiel	-	474	31	320	738	333	1.896
TOTAL TRANSPORT ET DISTRIBUTION	599	2.293	1.899	1.837	1.975	1.500	10.103
III. OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET EXTENSION DU RESEAU							
	281	450	480	505	530	560	2.806
IV. BATIMENTS							
	216	938	1.819	2.604	1.064	108	6.749
V. DIVERS							
	718	848	1.062	921	1.013	1.109	5.671
TOTAL GENERAL	3.191	8.844	9.597	10.183	9.905	10.254	51.974

Source: SENELEC (27 avril, 1982)

2. Programme d'investissement proposé pour les sources d'énergie renouvelables

<u>Projet</u>	<u>Montant</u> Millions de FCFA
1. 2 stations photovoltaïques et développement industriel par SINAES (retenu du Cinquieme Plan)	233
2. Projets de pompage d'eau	836
3. Projets de biomasse (Y compris - projet pilote pour brûler les coques d'arachides) - projet VNEP)	393 (70) (69)
4. Projets pilotes à titre d'expérience (Y compris - la climatisation des bureaux)	433 (20)
5. Autres projets (Y compris - électricité pour les dispensaires ruraux) - communications) - production éolienne d'électricité) - évaluation du potentiel solaire et éolien)	79 (40) (10) (12) (17)
TOTAL	1974

3. Projets pétroliers

1. Exploration pétrolière (proposition de projet IDA)	9150
2. Expansion de la raffinerie de pétrole	14.000
TOTAL	23.150

4. Secteur forestier 9.150

5. Mesures économisantes 5.291

Source: Sixieme Plan et estimations de la mission.

SENEGAL

EVALUATION DU SECTEUR ENERGETIQUE

Activités d'assistance technique en cours
mai 1983

<u>Sous-secteur</u>	<u>Projet</u>	<u>Activité d'assistance technique</u>
Electricité	Crédit de l'IDA au titre de l'électricité	<ul style="list-style-type: none">i) Organisation optimale du sous-secteur de l'électricité (étude achevée)ii) Etudes financières et amélioration des procédures comptables.iii) Etude des tarifs (terminée).iv) Amélioration de la planification du réseau.v) Bourses au titre de la planification dans le domaine de l'énergie.vi) Services d'un conseiller en matière énergétique et d'un conseiller en électricité au MDIA.
Foresterie	Projet forestier du Sénégal (participation de l'IDA)	<ul style="list-style-type: none">i) Financement d'un centre de formation.ii) Financement d'un service de la recherche forestière.iii) Financement d'un service de planification et d'études économiques.iv) Etudes (foresterie rurale, études économiques, préparation de projets).v) Financement d'une vérification annuelle des comptes pour la durée du projet.

<u>Sous-secteur</u>	<u>Projet</u>	<u>Activité d'assistance technique</u>
Energies renou- velables	Bureau des Nations Unies pour la région soudano-sahélienne (BNUS) - agence d'exécution (finan- cement du Danemark)	i) Etude du potentiel énergétique des résidus agricoles. ii) Etude de marché en vue de la commer- cialisation de briquettes fabriquées avec des coques d'arachide. iii) Généralisation de l'emploi de foyers améliorés et évaluation des consé- quences sociales.
Tourbe	i) FAC	Prospection et estimation des réserves (terminées).
Tourbe	ii) FAC	Méthodes d'extraction minière, traitement et mise en valeur (terminées).
Tourbe	iii) FED	Mine pilote et traitement de la tourbe.
Tourbe	iv) FED	Utilisation agricole de la tourbe.
Tourbe	v) KFW	Utilisation de la tourbe.
Tourbe	vi) BNUS (Finan- cement du Danemark)	Etude de faisabilité concernant la produc- tion et la commercialisation de briquettes de tourbe et l'installation d'une usine pilote de fabrication de briquettes.
Tourbe	vii) Finlande	Assistance technique à la CTS (Société sénégalaise exploitant la tourbe) et à la SENELEC.
Tourbe	viii) Aide du Canada (CRDI)	Reconnaissance des gisements de tourbe des mangroves.
Lignite	FAC	Reconnaissance des gisement de lignite (doit avoir lieu juin 1983)
Charbon	Etude SEMA/ ORGATEC	Phase II de l'étude sur les importations de charbon et de bois de feu, portant notam- ment sur les coûts de conversion au char- bon des principales industries utiliza- trices d'hydrocarbures (par exemple, ciment, phosphates).

<u>Sous-secteur</u>	<u>Projet</u>	<u>Activité d'assistance technique</u>
Bois de feu et charbon de bois	Etude/SEMA ORGATEC	Phase II de l'étude sur les importations de charbon et de bois de feu - possibilité d'importer du bois de feu et du charbon de bois de Côte d'Ivoire (on attend le rapport final).

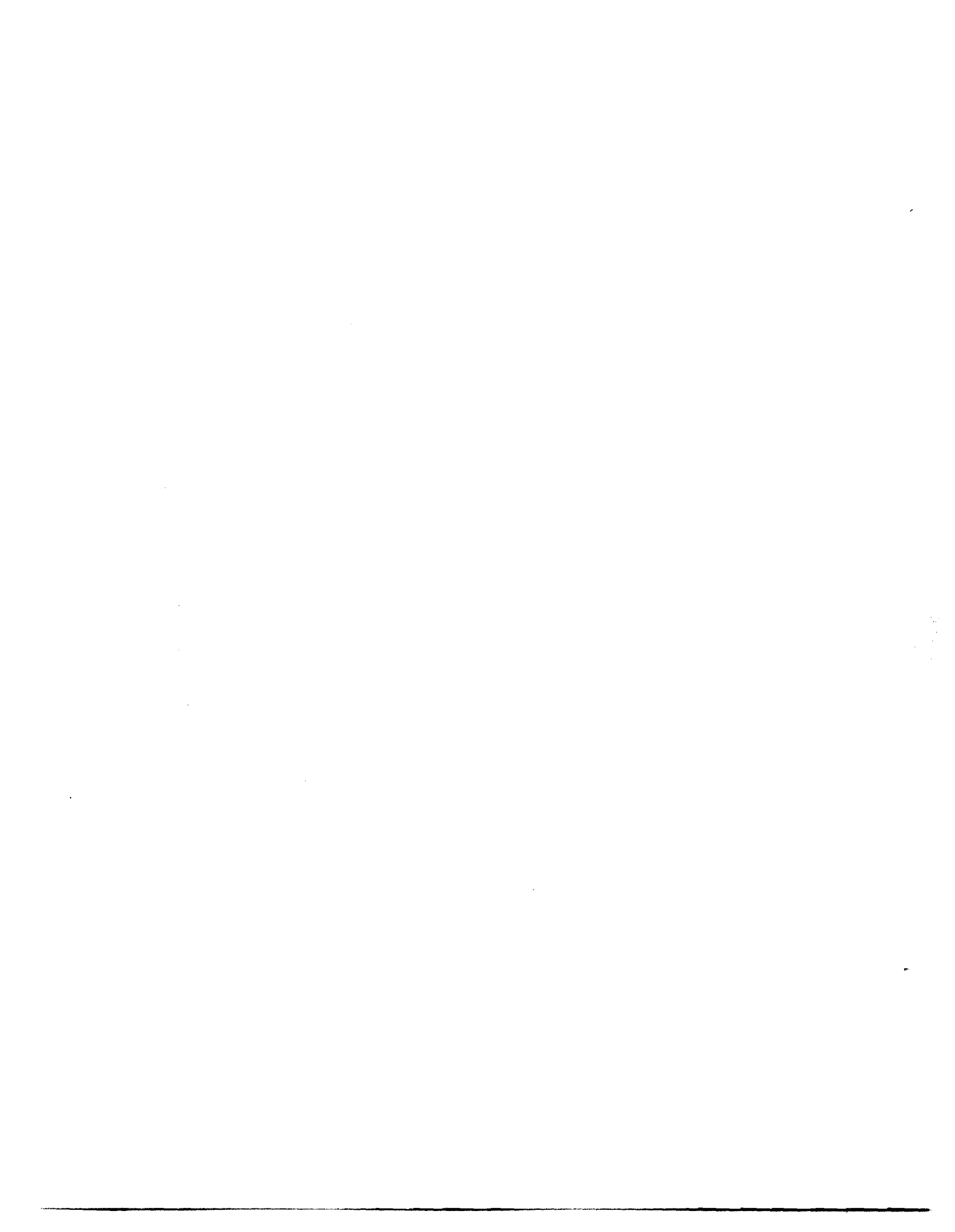
Source : Rapports de la Banque, MDIA.

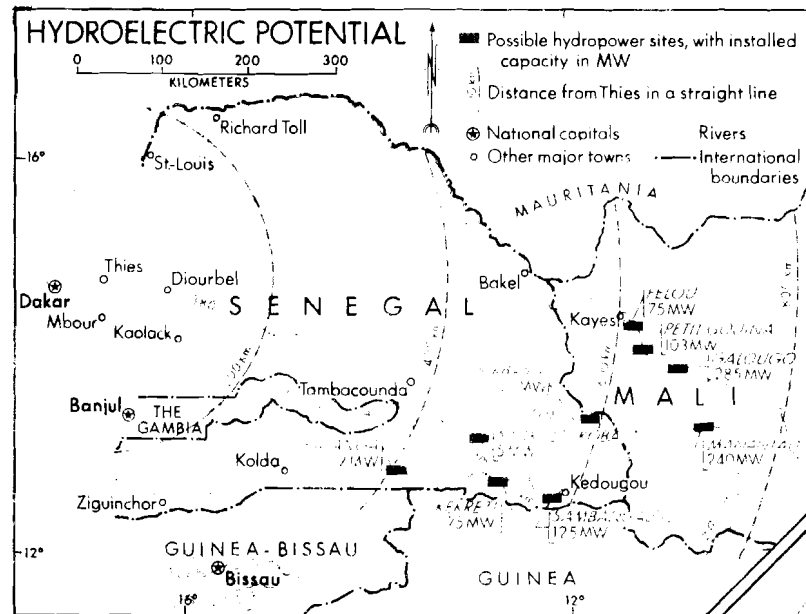
PRINCIPAUX PROJETS FORESTIERS EN COURS

Foresterie

Agences de Financement	Description	Lieu d'exécution
IDA/FAC/CCCE/PNUD/FAO/ BNE / <u>1</u>	- Gestion de la forêt naturelle, foresterie rurale et reboisement	CENTRE EST
USAID/BNE / <u>2</u>	- Stabilisation des dunes - Reboisement périurbains	KAYAR. DIANDER BANDIA
FRG/GTZ/BNE	- Gestion de la forêt naturelle et reboisement	"FLEUVE" - LOUGA
	- Plantation d'anacardiens	SINE-SALOUM
BNE/FFN	- Plantation d'arbres le long des routes et dans des zones rurales industrielles	Ensemble du pays
UNSC/PNUD/FAO/BNE/FFN	- Gestion de la forêt naturelle	CASAMANCE
PNUD/STABEX/BNE	- Stabilisation des dunes et lutte contre l'érosion	LOMPEUL - KEBEMER
ACDI	- Stabilisation des dunes - Lutte contre les feux de brousse	GANDIOL CASAMANCE
IDRC/ISRA / <u>3</u> /CNRF / <u>4</u>	- Plantations d'acacias à gomme et d'essences fourragères	M' BIDDI
FAC/BNE/ISRA/CNRF	- Plantations expérimentales d'arbres irrigués	"FLEUVE"
FINLANDE/FAO/BNE/SAED / <u>5</u>	- Foresterie rurale	GROUNDNUT BASIN
	- Gestion de la forêt naturelle et foresterie rurale	"FLEUVE"
EDF	- Plantation d'acacias à gomme	PODOR-NDIOUN
SUEDE/FAO	- Foresterie rurale	LOUGA-BAKEL
AFRICARE et autres ONG	- Foresterie rurale	Ensemble du pays

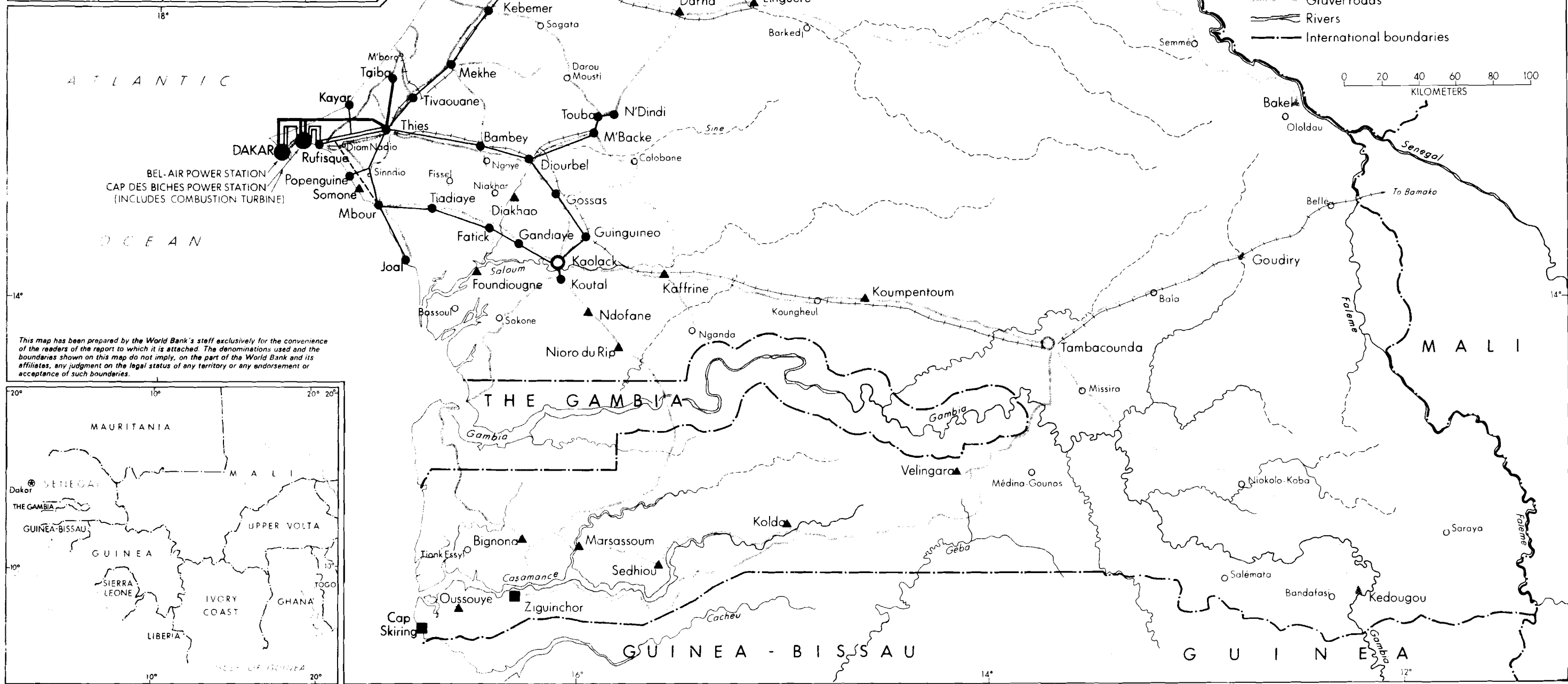
-
- /1 BNE "Budget national d'équipement".
 - /2 FFN "Fonds forestier national"
 - /3 ISRA "Institut sénégalais pour la recherche agricole".
 - /4 CNRF "Centre national de la recherche forestier".
 - /5 SAED "Société d'aménagement et d'équipement du Delta".





SENEGAL ELECTRICITY SUPPLY SYSTEM

- Boundaries of SENELEC regions
- Steam power stations
- Large diesel stations
- Private concessions
- Substations
- Secondary load centers
- Non-electrified towns
- Transmission lines:
 - 90 kV
 - 30 kV
 - 30 kV under construction
- Railways
- Paved roads
- Gravel roads
- Rivers
- International boundaries



This map has been prepared by the World Bank's staff exclusively for the convenience of the readers of the report to which it is attached. The denominations used and the boundaries shown on this map do not imply, on the part of the World Bank and its affiliates, any judgment on the legal status of any territory or any endorsement or acceptance of such boundaries.

