

Rapport No. 5837-ZR

# Zaire: Problèmes et choix énergétiques

Mai 1986



**Rapport du programme commun PNUD/Banque Mondiale de l'évaluation du secteur de l'énergie**

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.

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

<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
Haïti	Juin 1982	3672-HA
Papaouasie-Nouvelle-Guinée	Juin 1982	3882-PNG
Burundi	Juin 1982	3778-BU
Rwanda	Juin 1982	3779-RW
Malawi	Août 1982	3903-MAL
Bangladesh	Octobre 1982	3873-BD
Zambie	Janvier 1982	4110-ZA
Turquie	Mars 1983	3877-TU
Bolivie	Avril 1983	4213-BO
Fidji	Juin 1983	4462-FIJ
Iles Salomon	Juin 1983	4404-SOL
Sénégal	Juillet 1983	4182-SE
Ouganda	Juillet 1983	4453-UG
Soudan	Juillet 1983	4511-SU
Nigéria	Août 1983	4440-UNI
Népal	Août 1983	4474-NEP
Gambie	Novembre 1983	4473-GM
Pérou	Janvier 1984	4677-PE
Costa Rica	Janvier 1984	4655-CR
Lesotho	Janvier 1984	4676-LSO
Seychelles	Janvier 1984	4693-SEY
Maroc	Mars 1984	4157-MOR
Portugal	Avril 1984	4824-PR
Niger	Mai 1984	4642-NIR
Ethiopie	Juillet 1984	4741-ET
Cap-Vert	Août 1984	5073-CV
Guinée-Bissau	Août 1984	5083-GUB
Botswana	Septembre 1984	4998-BT
S. Vincent et les Grenadines	Septembre 1984	5103-STV
S. Lucie	Septembre 1984	5111-SLU
Paraguay	Octobre 1984	5145-PA
Tanzanie	Novembre 1984	4969-TA
Yémen	Décembre 1984	4892-YAR
Liberia	Décembre 1984	5279-LBR
République Islamique de Mauritanie	Avril 1985	5224-MAU
Jamaïque	Avril 1985	5466-JM
Côte D' Ivoire	Avril 1985	5250-IVC
Togo	Juin 1985	5221-TOG
Bénin	Juin 1985	5222-BEN
Vanuatu	Juin 1985	5577-VA
Tonga	Juin 1985	5498-TON
Samoa Occidental	Juin 1985	5497-WSO
Burma	Juin 1985	5416-BA
Thaïlande	Septembre 1985	5793-TH
Sao Tome & Principe	Octobre 1985	5803-STP
Equateur	Decembre 1985	5865-EC
Somalie	Decembre 1985	5796-SO
Burkina Faso	Janvier 1986	5730-BUR

POUR USAGE OFFICIEL

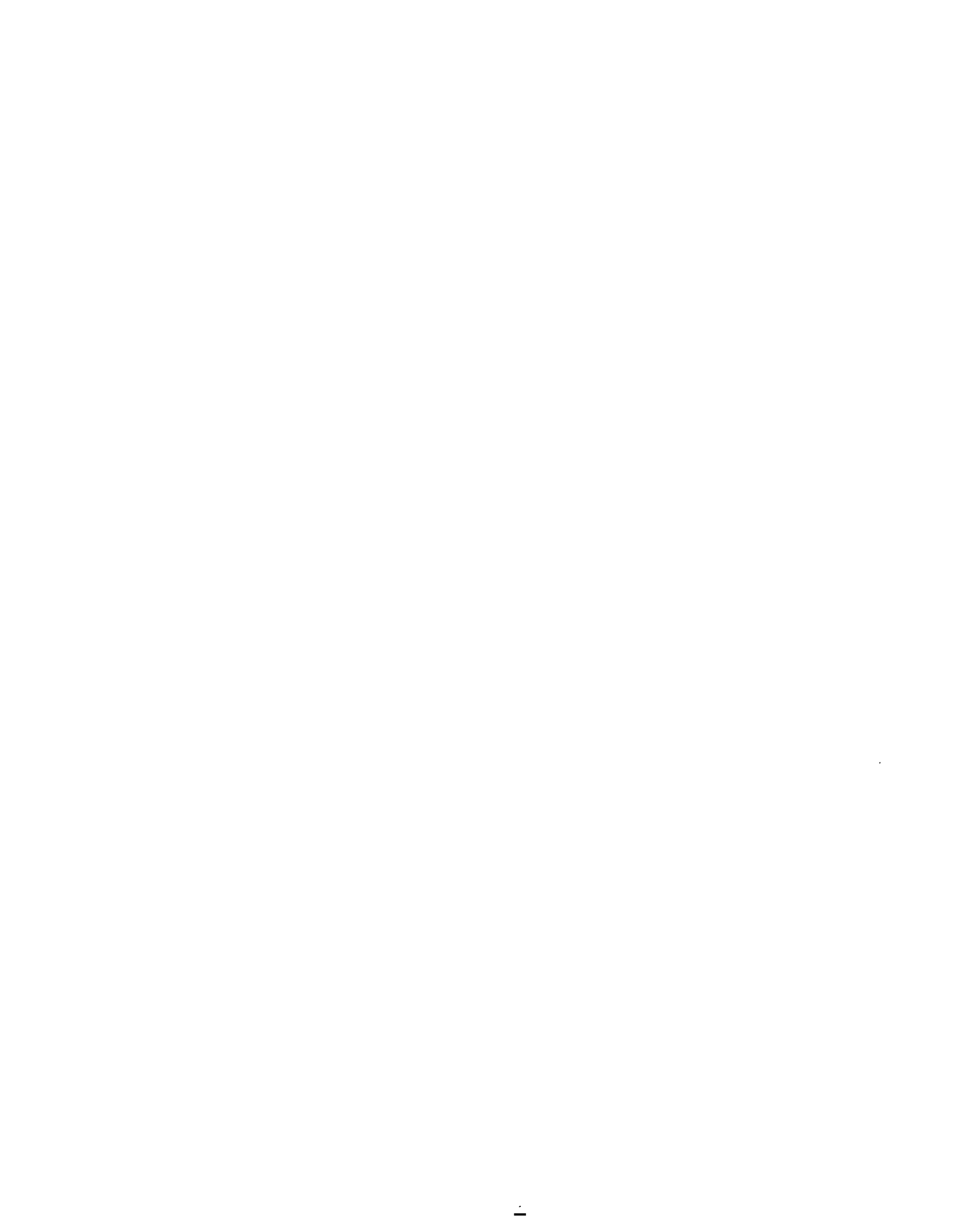
Rapport No. 5837-ZR

ZAIRE

PROBLEMES ET CHOIX ENERGETIQUES

MAI 1986

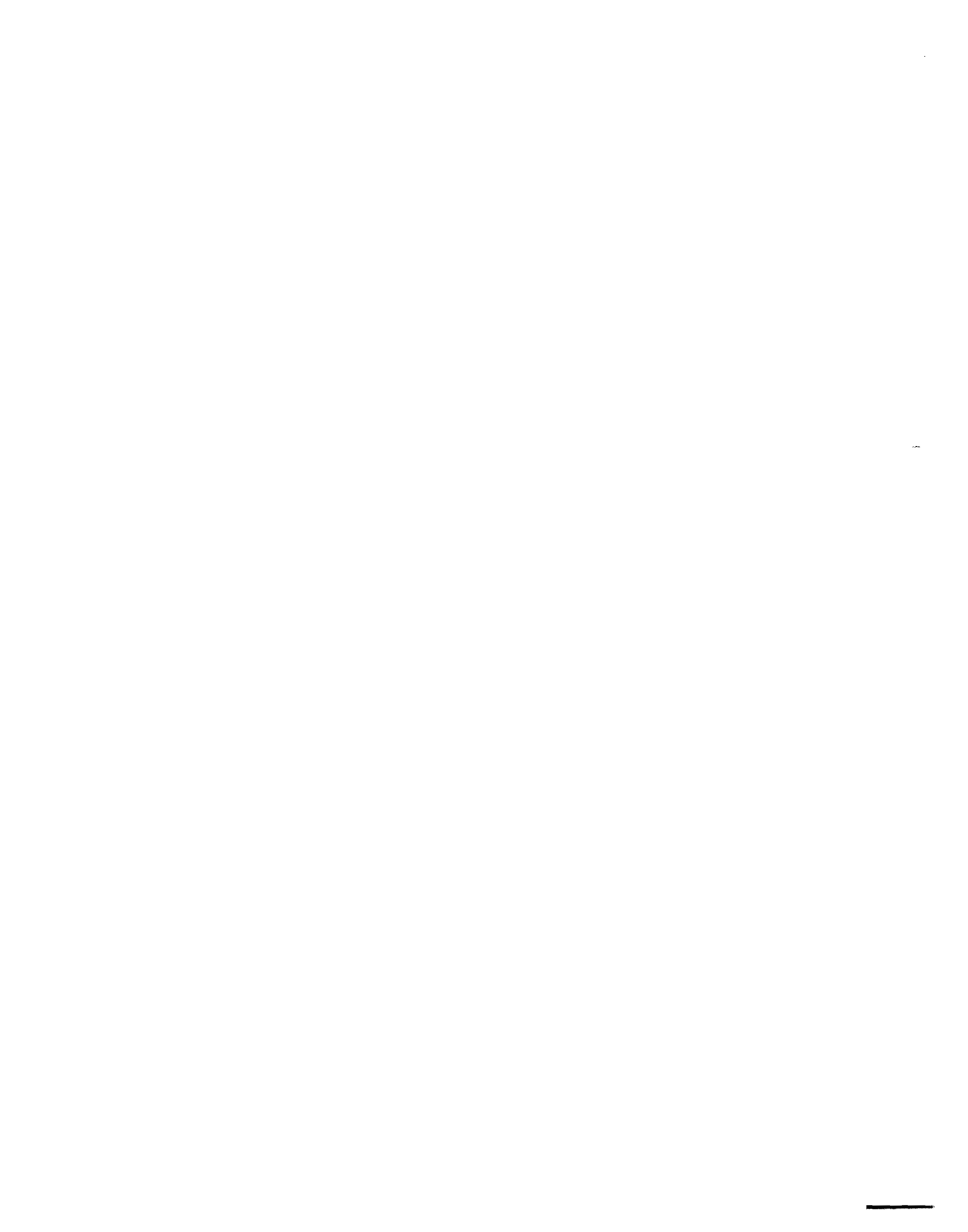
Le présent rapport fait partie d'une série publiée dans le cadre du programme conjoint PNUD/Banque mondiale pour favoriser la maîtrise des choix énergétiques. Les travaux ont été financés en partie sur le Compte Energie du PNUD et réalisés par la Banque. Le présent document fait l'objet d'une diffusion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



## ABREGE

Le Zaïre dispose des ressources locales énergétiques abondantes, principalement sous forme d'un potentiel hydraulique considérable et d'énergie ligneuse, ainsi que des réserves pétrolières moyennes. L'exploitation des ressources marginales, telles que le charbon, le méthane, l'énergie solaire et l'énergie géothermique, pourrait s'avérer économique à long terme. En principe, le pays pourrait atteindre son auto-suffisance en énergie; toutefois une fraction seulement du potentiel énergétique identifié est mise en valeur à l'heure actuelle. Faute d'une coordination et d'une planification intégrée de l'ensemble des activités du secteur énergétique, l'exploitation des ressources principales s'avère parfois maladaptée à faire face à la satisfaction des besoins énergétiques du pays. L'insuffisance de l'infrastructure énergétique, une politique des prix mal définie, ainsi que la faiblesse institutionnelle constituent de sérieuses contraintes au développement et à l'utilisation efficace des ressources énergétiques.

Le gouvernement a déjà pris plusieurs mesures abordant certains problèmes énergétiques, notamment en ce qui concerne (i) le système d'approvisionnement du pays en produits pétroliers, (ii) la tarification de ces produits et celle de l'électricité, et (iii) la planification de futurs investissements et la gestion et l'utilisation optimale de la puissance installée dans le sous-secteur d'électricité. Ce rapport propose un certain nombre de recommandations sur les actions à entreprendre et l'assistance requise par la suite. Il identifie aussi d'autres actions considérées comme prioritaires, qui concernent particulièrement (i) la rationalisation de la production et de la consommation de l'énergie-bois; (ii) la mise en oeuvre de modifications institutionnelles et financières dans le sous-secteur pétrolier; et (iii) la coordination et le renforcement des institutions du secteur énergétique dans son ensemble.



## SIGLES

CATEB	Centre d'Adaptation des Techniques de l'Energie Bois
CEP	Centre d'Etudes Petrolières
CEPAS	Centre de Promotion d'Assistance Sociale
CEPGL	Communauté Economique des Pays des Grands Lacs
CIS	Constructeurs Inga-Shaba
CIZA	Cimenteries du Zaïre
CNE	Commission Nationale de l'Energie
DECNT	Département de l'Environnement, de la Conservation de la Nature, et du Tourism
DME	Département des Mines et de l'Energie
INERA	Institut National pour l'Etude et la Recherche Agronomique
PétroZaïre	Entreprise Pétrolière du Zaïre
PNUD	Programme des Nations Unies pour le Développement
SIR	Société Ivoirienne de Raffinage
SNCZ	Société Nationale de Chemins de Fer Zaïroise
SNEL	Société Nationale d'Electricité
SNR	Société Nationale de Reboisement
SocoPétrole	Société Congolaise d'Entreposage des Produits du Pétrole
SOZIR	Société Zaïro-Italienne de Raffinage
SPE	Service Présidentiel d'Etudes
SPIAF	Service Permanent d'Inventaire et d'Aménagement Forestier
ZAIRESep	Zaïre Services des Entreprises Pétrolières
ZERE	Zone Exclusive de Reconnaissance et Exploration
ZOFI	Zone Franche d'Inga

## ABBREVIATIONS

b	baril
BT	basse tension
caf	coût, assurance, frêt
fob	franco à bord
GPL	gaz de pétrole liquéfié
Gpc	milliards de pieds cubes
ha	hectare
HT	haute tension
HTCC	haute tension courant continu
kcal	kilocalories
kg	kilogramme
kep	kilogramme équivalent pétrole
km	kilomètre
km <sup>2</sup>	kilomètre carré
kW	kilowatt
kWh	kilowatt heure
m <sup>3</sup>	mètre cube
Mpc/j	millions de pieds cubes par jour
MT	moyenne tension
MW	mégawatt
t	tonne
tep	tonne équivalent pétrole
Z	zaïres

Le présent rapport est fondé sur les conclusions d'une mission d'évaluation du secteur énergétique qu s'est rendue au Zaïre en novembre 1984. Cette mission était composée de Messieurs Abderrezzak Ferroukhi (Chef de mission, planificateur spécialiste des questions énergétiques), Max Pulgar-Vidal (chef de mission adjoint, économiste), et Mademoiselle Lori A. Perine (adjoint à la recherche). Parmi les spécialistes de sous-secteur et les consultants figurent, pour le sous-secteur de l'électricité: Argun Ceyhan (ingénieur électricien), Claude Dubois (économiste, spécialiste de l'électricité, consultant), Albert Giacometti (expert en micro-centrale, consultant); pour le sous-secteur du pétrole: T.S. Nayar (ingénieur de raffinerie), Fabio Bernasconi (expert en marketing pétrolier, consultant), P. Negroni (ingénieur pétrolier, consultant); en ce qui concerne la biomasse et les autres ressources énergétiques: Paul Clause (forestier, consultant) et Jean-Pierre Mehr (planificateur énergétique, consultant). M. Pulgar-Vidal et L. Perine ont principalement contribué à la rédaction du rapport.



## TAUX DE CHANGE ET EQUIVALENTS ENERGETIQUES

Unité monétaire - Zaïre (Z)

Taux de change: a/

19 juin 1981 - 12 septembre 1983	1 \$EU = 5,754 Z
12 septembre 1983 - 24 février 1984	1 \$EU = 26,3 Z (29,93)
24 février 1984	1 \$EU = 33,0 Z
novembre 1984	1 \$EU = 40,0 Z
11 janvier 1985	1 \$EU = 41,14 Z

Combustible	Pouvoir calorifique (million de kcal/t)	TEP
Brut	10,2	1
GPL (Butane)	10,8	1,059
Essence	10,5	1,029
Carburacteur	10,4	1,020
Kérosène	10,3	1,007
Gas-oil	10,2	1,01
Diesel	10,2	1
Fuel	9,7	0,951
Bois de feu	3,5	0,343
Charbon de bois	7,0	0,6863
Sciure	2,0	0,196
Charbon	3,8-5,0	0,37-0,49
Méthane	4,5 <u>b/</u>	0,44

### Electricité

4000 kWh = 1 TEP équivalent thermique de l'offre d'hydroélectricité (avec un rendement thermique de 34,4%)

11 628 kWh = 1 TEP (équivalence en terme de pouvoir calorifique fourni)

a/ Le zaïre a subi une dévaluation de 75% vis-à-vis du dollar, réalisée en sept étapes, du 1er novembre 1978 au 19 juin 1981. Le 12 septembre 1983, simultanément à une nouvelle dévaluation de 80%, le Zaïre a adopté un régime provisoire de taux de change double, comprenant un taux officiel et un taux du marché libre, indiqué entre parenthèses. La dualité de taux a été supprimée le 24 février 1984. Depuis lors, la valeur du taux de change est corrigée chaque semaine. Le taux en vigueur au mois de novembre 1984, au moment de la mission, est utilisé dans tout le rapport, sauf mention contraire. Le taux de change le plus récent est indiqué ci-dessus.

b/ kcal/million de mètres cubes.

c/ TEP/million de mètres cubes.



## TABLE DES MATIERES

<b>RESUME ET RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>i-xx</b>
<b>I. L'ENERGIE DANS L'ECONOMIE ZAIROISE.....</b>	<b>1</b>
Présentation du pays.....	1
Examen de l'évolution économique.....	1
Evolution antérieure.....	2
Tendances récentes.....	2
Perspectives à venir.....	3
Demande et consommation d'énergie.....	3
Energie traditionnelle et non commerciale.....	4
Energie commerciale.....	5
Evolution des différents combustibles commerciaux.....	7
Structure actuelle de la demande.....	8
Comparaisons internationales.....	11
Projections en 1995.....	12
<b>II. LE BOIS DE FEU.....</b>	<b>15</b>
Demande et consommation de bois de feu.....	15
Consommation des ménages.....	16
Demande projetée.....	17
Approvisionnement en bois de feu.....	19
Ressources forestières.....	19
Système d'approvisionnement en bois de feu commercial....	20
Pénuries potentielles d'approvisionnement dans	
les zones rurales.....	22
Examen régional du déboisement.....	23
Gestion de la demande de bois de feu à Kinshasa.....	27
Sources potentielles de l'approvisionnement en	
charbon de bois de Kinshasa.....	31
Résidus excédentaires de sciage.....	31
Le Plateau des Batéké.....	32
Cuvette centrale.....	36
Nécessité d'utiliser l'ensemble des ressources	
pour pouvoir équilibrer l'offre et la demande.....	38
<b>III. SOUS SECTEUR DE L'ELECTRICITE.....</b>	<b>41</b>
La demande d'électricité.....	41
Prévisions de demande.....	42
L'offre d'électricité.....	44
Ressources hydroélectriques.....	44
Système d'approvisionnement actuel.....	45
Sous-utilisation de la centrale Inga II.....	48
Zone franche d'Inga (ZOFI).....	49
Accélération de l'électrification de Kinshasa.....	51
Exportations d'énergie électrique à	
destination du Congo.....	54
Utilisation accrue de la ligne de transport Inga-Shaba....	55
Utilisation actuelle.....	55
Accroissement de la consommation au Shaba.....	55

Installation d'une dérivation sur la ligne Inga-Shaba....	56
Exportations d'électricité à destination du Zimbabwe.....	57
Perspectives à court et moyen termes.....	57
Approvisionnement en électricité des zones isolées.....	57
Aperçu.....	57
Stratégie d'amélioration.....	58
Plans d'investissement dans le sous-secteur de l'électricité.....	60
<b>IV. SOUS SECTEUR DU PETROLE.....</b>	<b>63</b>
Exploration et production pétrolières.....	63
Cuvette littorale.....	63
Cuvette centrale.....	66
Fossé du Tanganyika.....	68
Approvisionnement et distribution des produits pétroliers.....	69
Absence de concurrence.....	73
Contraintes de financement des importations.....	75
Caractère inadéquat des installations de distribution.....	77
Le rôle joué par la raffinerie de la SOZIR.....	81
Viabilité économique de la raffinerie de la SOZIR.....	83
<b>V. AUTRES RESSOURCES ENERGETIQUES.....</b>	<b>89</b>
Charbon.....	89
Production du gisement de Luena et possibilités de développement des activités.....	91
Production de Lukuga et possibilités de développement des activités.....	91
Ressources en méthane contenues dans le lac Kivu.....	94
Résidus agricoles.....	96
Energie solaire.....	97
Energie géothermique.....	98
<b>VI. TARIFICATION DE L'ENERGIE ET GESTION DE LA DEMANDE.....</b>	<b>99</b>
Tarification du bois de feu.....	99
Mécanisme et structure tarifaires.....	99
Coûts économiques.....	101
Tarification de l'électricité.....	102
Considérations économiques.....	102
Considérations financières.....	105
Tarification du pétrole.....	106
Gestion du secteur énergétique et substitution intercombustibles.....	111
Secteur minier.....	111
Secteur industriel.....	112
Secteur des transports.....	113
Secteur des ménages.....	114

<b>VII. INSTITUTIONS DU SECTEUR ENERGETIQUE.....</b>	<b>119</b>
Les institutions dans le secteur de l'énergie.....	119
Les institutions dans le sous-secteur du bois de feu.....	121
Les institutions dans le sous-secteur de l'électricité.....	122
Politiques et procédures d'investissement.....	123
Propriété légale des biens d'équipement.....	124
Pratiques comptables.....	124
Les institutions dans le sous-secteur du pétrole.....	124

## **TABLEAUX**

1.1 Zaïre - Produit intérieur brut par secteur.....	4
1.2 Indices de consommation d'énergie commerciale, 1975-84.....	6
1.3 Répartition de la consommation réelle d'énergie commercial.....	9
1.4 Bilan énergétique du Zaïre pour 1983.....	10
1.5 Consommation énergétique par habitant des pays voisins.....	11
1.6 Demande énergétique intérieure nette - projections en 1995.....	13
2.1 Consommation estimée de bois de feu, 1983.....	15
2.2 Prévisions de la demande de bois de feu, 1985-2000.....	18
2.3 Potentiel énergétique théorique des forêts classées au Zaïre.....	21
2.4 Incidence théorique de la gestion de la demande sur la demande de charbon de bois à Kinshasa.....	28
2.5 Production estimée de charbon de bois de la plantation de bois de feu de Batéké.....	34
2.6 Echeancier théorique de création d'une unité de production de charbon de bois dans la cuvette centrale.....	37
2.7 Equilibre de l'offre et de la demande de charbon de bois à Kinshasa.....	39
3.1 Evolution de la consommation d'électricité.....	41
3.2 Prévision de consommation d'électricité (Hypothèse basse).....	44
3.3 Répartition de la puissance installée suivant la technique utilisée.....	46
3.4 Programmes d'investissement de la SNEL.....	60
4.1 Détenteurs de la concession en mer de la cuvette littorale...	63
4.2 Réserves prouvées récupérables et production cumulée de cuvette littorale .....	64
4.3 Production pétrolière de la cuvette littorale .....	65
4.4 Production pétrolière prévue de la cuvette littorale .....	66
4.5 Coûts de production estimés dans la cuvette littorale .....	67
4.6 Répartition par produit et par région des livraisons de produits pétroliers (1983-84) .....	70

4.7	Niveau indicatif des prix à l'importation des produits pétroliers .....	71
4.8	Parts fixés du marché attribuées aux compagnies de commercialisation .....	73
4.9	Capacité de stockage des produits pétroliers .....	79
4.10	Coûts de distribution des produits pétroliers .....	79
4.11	Délai de transport au départ de Kinshasa.....	80
4.12	Production de la SOZIR.....	82
4.13	Niveaux comparés de la production possible de la SOZIR et de la demande intérieure.....	83
4.14	Rendements et niveaux de production de la SOZIR correspondance aux options de traitement envisagée.....	85
4.15	Coûts de la SOZIR relatifs aux options de traitement envisagées.....	86
4.16	Récapitulation des coûts de la SOZIR relatifs aux options de traitement envisagées et à différentes sources d'approvisionnement.....	88
5.1	Caractéristiques du charbon zaïrois .....	89
5.2	Production et consommation de charbon .....	90
6.1	Décomposition des prix du bois de feu (1983) .....	100
6.2	Coûts et prix comparés dans le sous-secteur de l'électricité.....	103
6.3	Evolution des prix de détail officiels.....	107
6.4	Décomposition du prix des produits pétroliers (aout 1984)....	108
6.5	Prix de référence des produits pétroliers (avril 1985).....	109
6.6	Différentiels de coûts de distribution d'une région à l'autre (avril 1985) .....	110
6.7	Consommation de produits pétroliers dans le secteur des transports en 1984.....	113
6.8	Coûts comparés des combustibles de cuisson à Kinshasa.....	116
6.9	Prix et coûts comparés de l'électricité et du charbon de bois.....	117

## ANNEXES

1	Consommation totale d'énergie commerciale.....	127
2	Production totale d'énergie commerciale provenant des ressources intérieures.....	128
3	Projections de demande de bois de feu	
	- hypothèses de base.....	129
	Projections de demande de bois de feu	
	- scénario de croissance faible.....	130
	Projections de demande de bois de feu	
	- scénario de croissance moyenne.....	131
	Projections de demande de bois de feu	
	- scénario de croissance forte.....	132

4	Projet de plantation du Plateau des Batéké.....	133
	Cycle type de plantation et de production.....	133
	Coûts comparés des semis en pots et des semis directs.....	134
	Méthodes de carbonisation envisagées dans le cadre du projet du plateau.....	135
	Coûts de production du charbon de bois/Plateau Batété.....	137
5	Production et consommation d'électricité fournie par la SNEL de 1974 à 1983.....	138
6	Accès à l'électricité des différentes régions (1983).....	139
7	Répartition par région de la production, du transport, de la distribution et de la consommation de l'énergie électrique fournie par la SNEL (1983).....	140
8	Statistiques de consommation régionale d'électricité.....	141
9	Prévisions de demande d'électricité, 1985-2000.....	142
10	Appartenance et technologie de la puissance installée suivant les régions, 1983.....	143
11	Evolution de la puissance installée.....	144
12	Programme d'investissement à long terme de la SNEL, 1984-93..	145
13	Projections de la demande de l'électricité hypothèse base.....	146
14	Evolution de la puissance installée de la SNEL.....	147
15	Augmentations annuelles de la capacité hydroélectrique de la SNEL.....	148
16	Réserves récupérables et production cumulées des concessions (en mer) de Gulf Zaïre.....	149
17	Réserves récupérables des concessions (à terre) (en barils).....	150
18	Tarifs de la SNEL en vigueur depuis le 1er octobre 1983.....	151
19	Coûts marginaux dans le sous-secteur de l'électricité.....	153
20	Estimations du coût économique du bois de feu rendu à Kinshasa.....	159

#### CARTES

IBRD 18859 - Forestry and Vegetation Zones  
 IBRD 18841 - Power Subsector  
 IBRD 19113 - Petroleum Subsector





## RESUME ET RECOMMANDATIONS

### Introduction

1. Le Zaïre est doté d'abondantes ressources énergétiques, particulièrement en termes de bois de feu et d'électricité d'origine hydraulique. Il possède près de la moitié de la forêt tropicale africaine et une fraction importante du potentiel hydroélectrique de ce continent. Quant à ses réserves pétrolières, certes limitées à l'échelle mondiale, elles dépassent celles de nombreux pays de l'Afrique subsaharienne. Les autres ressources telles que charbon, méthane, énergie solaire, et géothermie, sont susceptibles de jouer un rôle notable à long terme, mais ne devraient pas selon toute vraisemblance devenir au cours des prochaines décennies des éléments majeurs de l'approvisionnement énergétique du pays.

2. La consommation d'énergie par habitant a atteint approximativement 270 kilogrammes d'équivalent pétrole (kep) en 1983, dont environ 86% fournis par le bois de feu, 4% par l'électricité et 2% par le charbon et le coke. Bien que la consommation de produits pétroliers et d'électricité soit appelée à progresser plus rapidement que celle de bois de feu, celle-ci demeurera la principale source d'énergie dans un avenir prévisible.

3. Depuis le milieu des années 1970, le secteur énergétique a été gravement affecté par les mauvais résultats de l'économie zaïroise, lesquels se sont traduits par d'importants déséquilibres économiques et financiers, un recul du revenu par habitant, une sous-utilisation marquée de la capacité de production, une inflation élevée et une certaine perte de confiance tant à l'extérieur qu'à l'intérieur du pays. Depuis 1983, le Zaïre a cependant entrepris des mesures économique et institutionnelles fondamentales, afin de stabiliser à moyen terme l'économie.

### Sous-secteur du bois de feu

4. Le bois de feu est la source d'énergie la plus largement utilisée au Zaïre, essentiellement pour la cuisson des aliments. La consommation actuelle s'élève à environ 8,5 millions de TEP par an, dont 75% pour le combustible-bois et le restant pour le charbon de bois (par. 2.1). Tandis que les régions urbaines utilisent conjointement ces deux formes de bois de feu, les régions rurales utilisent exclusivement le combustible-bois. D'après les prévisions de la demande, la diminution future de la consommation de bois de feu en zone rurale sera largement compensée par l'augmentation escomptée dans les régions urbaines (reflétant ainsi la tendance à l'urbanisation). De ce fait, la demande globale de bois de feu devrait progresser à un rythme de 1% à 1,8% par an, jusqu'à la fin du siècle.

5. Le Zaïre est le pays le plus boisé d'Afrique. En effet, sa forêt s'étend sur plus de 122 millions d'hectares et représente ainsi en principe un potentiel énergétique évalué à 8,3 milliards de TEP. Bien que la production énergétique réelle des forêts du Zaïre ne soit pas connue, celle-ci ne devrait pas dépasser 2% de ce chiffre, du fait qu'une grande partie du couvert forestier s'avère matériellement inaccessible ou économiquement inexploitable. Aussi est-il recommandé d'entreprendre en supplément de l'inventaire générale de SPIAF, un inventaire très détaillé des réserves forestières situées à proximité des centres de demande de bois de feu, de façon à évaluer les ressources effectivement disponibles (par. 2.10).

6. Dans les régions rurales, le bois de feu est prélevé sur le couvert forestier naturel, sans toutefois provoquer de dégradation de l'environnement. Des pénuries risquent cependant d'apparaître sous l'effet des cultures itinérantes après débroussaillage et brûlis, pratiques dont il convient d'encourager l'abandon. Il conviendrait également de définir des mesures d'incitation afin de promouvoir les efforts de reboisement à petite échelle entrepris parallèlement aux activités agricoles des petits exploitants. Pour atteindre simultanément ces deux objectifs, il est recommandé d'intégrer les politiques concernant la gestion forestière et l'énergie issue du bois aux systèmes traditionnels d'utilisation des terres (par. 2.18).

7. L'approvisionnement en bois de feu des régions urbaines est assuré par une chaîne d'activités fortement décentralisées de production, de transport, de distribution et de mise en marché (par. 2.11 à 2.15) qui ne sont assujetties à aucune restriction et à aucun contrôle formels de la part des autorités centrales. Or, on peut observer un certain déboisement régional autour des zones urbaines, en raison de la concentration particulière de la demande de bois de feu émanant de ces dernières. Les zones les plus gravement touchées à cet égard sont la région située à l'ouest de Kinshasa en direction de Kananga, où vit 42% de la population actuelle, et les zones situées à la périphérie des grandes villes au sud et à l'est du pays (par. 2.19). Le processus de déboisement correspond à un allongement des distances à parcourir pour acheminer le bois de feu, et par conséquent à une augmentation des prix. Une façon de remédier à cette difficulté consiste à entreprendre un programme visant à accroître le rendement de transformation et d'utilisation finale du bois de feu (objectif à court terme) et à assurer le reboisement (objectifs à moyen et long termes). Il est recommandé au gouvernement de fournir les moyens financiers et techniques nécessaires à la préparation et à la mise en oeuvre d'un tel programme (par. 2.23).

8. La satisfaction des besoins en bois de feu de l'agglomération de Kinshasa doit faire l'objet d'une attention particulière; il devrait être possible de couvrir les besoins en adoptant simultanément différentes mesures de gestion de la demande et de développement de l'offre. La demande de bois de feu pourrait théoriquement être atténuée en (a) encourageant les ménages à substituer l'électricité au charbon de bois et (b) augmentant le rendement d'utilisation finale grâce à

l'utilisation de foyers améliorés à charbon de bois. Tel qu'indiqué dans le présent rapport, la justification économique des projets actuels d'électrification accélérée de Kinshasa est loin d'être évidente (par. 3.23) et, de toute façon, le taux de substitution réalisable est selon toute vraisemblance relativement limité (par. 2.25 à 2.27). En revanche, l'utilisation de foyers améliorés à charbon de bois présente semble-t-il des avantages économiques potentiels non négligeables, il est donc recommandé au gouvernement d'intensifier ses efforts de promotion et de distribution de foyers améliorés dans l'agglomération de Kinshasa (par. 2.32). Parallèlement à la gestion de la demande, il importe de prêter attention au problème de l'offre et en particulier à la mise en place des possibilités suivantes d'approvisionnement en bois pour la production de charbon de bois. En premier lieu, les résidus de sciage excédentaires de Siforzal principale scierie du pays, pourraient être carbonisés, aussi est-il recommandé d'étudier en détail la faisabilité d'un tel projet (par. 2.37). En second lieu, le gouvernement envisage depuis un certain temps l'exploitation éventuelle d'une plantation du plateau des Batéké, susceptible de fournir du bois de feu à moyen terme ou à long terme; il est recommandé au gouvernement de prendre les dispositions nécessaires à vérifier la viabilité de ce projet, qui constitue l'option la plus prometteuse en termes de nouvelles possibilités d'approvisionnement de Kinshasa en bois de feu, et d'examiner les suggestions avancées afin de modifier certaines des caractéristiques techniques du projet envisagé (par. 2.41). Enfin, il est recommandé au gouvernement d'examiner attentivement les perspectives d'exploitation éventuelle de la cuvette centrale, après un examen initial des coûts de transport, sans omettre à cette occasion d'attacher l'importance requise aux questions de protection de l'environnement (par. 2.46).

#### Sous-secteur de l'électricité

9. La consommation annuelle d'électricité au Zaïre s'élève à environ 4.000 GWh, ce qui correspond à moins de la moitié de la capacité de production potentielle de pays. Quelque 70% de l'électricité produite est vendue aux usagers haute tension, en particulier de Gécamines, le restant étant plus ou moins réparti également entre les usagers moyenne et basse tensions. Trois et demi pour cent seulement de la population a accès au réseau de distribution électrique, bien que cette proportion s'élève à 18% à Kinshasa. La province du Shaba, où se trouvent les installations de la Gécamines, absorbe environ 75% de la consommation d'électricité, tandis que le Bas-Zaïre et Kinshasa, qui regroupent la plupart des industries et des branchements résidentiels, utilisent 22% des quantités fournies. Le taux zaïrois a été limité à 1,8% par an depuis 1974, mais devrait augmenter à moyen terme, pour atteindre sans doute quelque 2,7% par an. Le taux de croissance futur pourrait toutefois s'avérer notablement plus élevé, suivant les différentes hypothèses retenues en ce qui concerne Gécamines et les industries à forte intensité d'énergie électrique.

10. Les ressources hydroélectriques du Zaïre s'élèvent à environ 750.000 GWh par an, dont une fraction notable est située à proximité d'Inga, sur la portion inférieure du fleuve Zaïre. Afin d'exploiter ces ressources potentielles, d'importants projets ont été entrepris dans les années 1970, notamment la construction de la centrale hydroélectrique Inga II de 1.424 MW (840 millions de dollars EU 1984) et de la ligne de transport haute tension de courant continu Inga-Shaba de 1.700 km de long (1.460 millions de dollars EU 1984), destinée à acheminer jusqu'aux installations de la Gécamines au Shaba les 1.120 MW de puissance produits à Inga II.

11. Le pays dispose d'une puissance installée de 2600 MW, ce qui correspond à une production potentielle d'environ 11.000 GWh. Près de 95% de cette capacité de production est exploitée par le Société nationale d'électricité (SNEL), la fraction restante par les auto-producteurs. La puissance installée est de type hydroélectrique dans une proportion proche de 96%, la production restante plus coûteuse étant d'origine thermique; celle-ci est destinée essentiellement aux régions isolées, ignorées jusqu'à présent par les activités de mise en valeur des ressources hydroélectriques. La SNEL procède actuellement à un réexamen et une mise à jour des études consacrées aux petits cours d'eau, ce qui devrait aboutir à l'identification de sites appropriés en vue de la construction de mini- et micro-centrales hydroélectriques (par. 3.8).

12. A l'heure actuelle, la puissance installée disponible dans le sous-secteur de l'électricité est nettement sous-utilisée, principalement en raison de la faiblesse de la demande, très sensiblement inférieure aux prévisions avancées lors de la mise au point des projets d'accroissement de la capacité. L'un des objectifs majeurs du gouvernement consiste donc à accroître le taux d'utilisation, en faisant appel aux différentes solutions exposées dans les paragraphes ci-dessous. L'actuel taux d'utilisation de la centrale électrique Inga II ne dépasse guère 30%, tandis que son exploitation se heurte à des difficultés dues à ses caractéristiques de conception, à l'insuffisance des moyens techniques disponibles et des budgets d'entretien prévus. La Banque mondiale ayant proposé de financer un réexamen de l'exploitation technique optimale d'Inga I, d'Inga II et de la ligne Inga-Shaba, il est recommandé au gouvernement et à la SNEL de prendre dans les meilleurs délais une décision quant à cette proposition (par. 3.16).

13. L'une des solutions envisagées par le gouvernement afin d'augmenter le taux d'utilisation de la centrale hydroélectrique Inga II consiste à attirer des investissements dans des industries à forte intensité d'énergie électrique, en proposant une tarification préférentielle et un programme généreux de mesures d'incitation, défini dans le cadre de la zone franche d'Inga (ZOFI). Le gouvernement examine actuellement différentes propositions d'investisseurs étrangers, dont la consommation potentielle d'électricité permettrait de relever de façon significative le taux d'utilisation d'Inga II. Il est cependant recommandé au gouvernement de réviser le plus tôt possible sa politique

tarifaire à l'égard de la ZOFI, de façon à tenir compte conjointement de la surcapacité présente et du coût économique de l'accroissement de la puissance installée que pourraient exiger les hausses de consommation induites par la ZOFI (par. 3.19). Tandis que, dans un premier temps, les usagers de la ZOFI seraient facturés sur la base du prix de revient majoré à partir du coût marginal à court terme, les tarifs devraient être progressivement augmentés de façon à atteindre le coût marginal à long terme lorsque la capacité existante sera sur le point d'être assujetties à la réalisation par le gouvernement d'un vaste programme d'investissements, comprenant une ligne de transport, un port en eau profonde et une amélioration des infrastructures de transport ferroviaire ou fluvial, d'adduction d'eau et l'évacuation des eaux usées. Il est recommandé au gouvernement d'examiner très attentivement la justification économique de ce programme comme les possibilités effectives de mobilisation des ressources nécessaires à cet effet. Au cas où sa justification économique ne saurait être établie, sinon dans le cadre des investissements de la ZOFI, la prise en charge de la fraction appropriée de son coût devrait être assurée par les investisseurs concernés, en sus du coût de l'électricité (par. 3.20).

14. Une autre solution envisagée afin d'accroître le taux d'utilisation de la centrale hydroélectrique Inga II, consiste à encourager la consommation d'électricité basse tension à Kinshasa. A cet effet, la SNEL projette d'au moins doubler le nombre des branchements résidentiels à Kinshasa d'ici 1988 et de subventionner dans une mesure importante les dépenses d'investissement et les dépenses courantes des consommateurs. La justification économique d'un tel programme repose essentiellement sur la validité d'une double hypothèse: d'une part le coût marginal à long terme de l'électricité est inférieur à celui du charbon et d'autre part, les subventions liées à l'utilisation de l'électricité induiront un mouvement notable de substitution au détriment du bois de feu et en faveur de l'électricité. Ni l'une ni l'autre de ces hypothèses n'étant corroborées par les données disponibles, il est recommandé au gouvernement et à la SNEL de procéder à une analyse économique du programme envisagé, afin de déterminer les modifications souhaitables dont il doit faire l'objet, quant à son ampleur, son champ d'application et son calendrier (par. 3.22). Il est également recommandé à la SNEL afin d'obtenir des données fiables en vue de cette analyse, d'effectuer au plus tôt une enquête sur l'énergie domestique (par. 2.23). La faisabilité du programme devrait en outre être réexaminée du point de vue de son incidence financière probable pour la SNEL, du calendrier de réalisation projeté, de sa concentration à Kinshasa et des possibilités de réduction des coûts de raccordement (par. 3.24-3.27). De plus, la SNEL désirerait encourager un accroissement de la consommation du courant moyenne tension, à l'aide d'un programme visant à convertir les chaudières et les fours industriels du fuel à l'électricité, principalement à Kinshasa. Il est recommandé à la SNEL de procéder à l'analyse économique détaillée du programme envisagé de conversion des chaudières et des fours industriels, et de définir un ensemble de mesures d'incitation tenant compte simultanément des objectifs économiques et financiers du dit programme (par. 3.28).

15. Un accroissement éventuel des exportations d'électricité à destination du Congo et du Zimbabwe devrait également contribuer à accroître le taux d'utilisation de la puissance installée. Les possibilités effectives d'exportation semblent toutefois limitées à court et à moyen termes. Il est recommandé au gouvernement du Zaïre de prendre certaines dispositions préliminaires afin d'examiner avec le Congo et le Zimbabwe les perspectives à long terme de mise en place de solutions communes en matière d'approvisionnement en électricité (par. 3.29 et 3.34).

16. La puissance maximum acheminée par la ligne de transport Inga-Shaba a été augmentée l'an dernier pour atteindre environ 200 MW, soit près de 20% de la capacité (par. 3.30). Au cours des prochaines années, le maintien de ce taux d'utilisation reflétera également la décision prise par la SNEL de garantir une puissance d'au moins 200 MW tant que dureront les activités prévues de réfection des centrales hydro-électriques de la province du Shaba. Le taux d'utilisation pourrait être plus élevé si Gécamines et différents usagers de la province du Shaba devaient accroître leur demande d'électricité, éventualité toutefois peu vraisemblable au cours des cinq prochaines années ou du moins tant que persistera la crise du marché international du cuivre (par. 3.31). Sinon, une dérivation pourrait être installée sur la ligne de façon à fournir du courant à certaines agglomérations situées le long de son trajet, telles que Kananga et Mbuji-Mayi. Toutefois, la technologie requise à cet effet est encore au stade expérimental, et les investissements correspondants à engager ne seraient guère inférieurs à ceux qu'exigerait la construction d'une centrale hydroélectrique locale plus fiable (par. 3.33). Aussi, aucune de ces options n'est susceptible de relever rapidement le taux d'utilisation de la ligne Inga-Shaba; il est donc recommandé à la SNEL de réexaminer les problèmes à long terme et les options envisageables concernant cette ligne (par. 3.35).

17. Près de 98% de la consommation d'électricité est concentrée dans trois régions desservies par les réseaux interconnectés dont dispose le pays: le Bas-Zaïre, le Shaba et le Kivu. En dehors de ces régions, l'approvisionnement en électricité est étroitement dépendant de la production d'origine thermique, nettement plus coûteuse que celle d'origine hydraulique, du fait de l'insuffisance des moyens techniques et des carences de l'encadrement, ainsi que du pillage caractérisé des approvisionnement en particulier de carburant diesel. Afin de limiter les pertes d'exploitation, la SNEL a réduit les fournitures de courant dans les régions isolées en question. Il est recommandé à la SNEL d'élaborer des stratégies à court et moyen termes afin d'obtenir une amélioration quantitative et qualitative de l'approvisionnement en électricité de ces régions. Une stratégie à court terme (par. 3.38) devrait comporter une évaluation technique, énergétique et financière de toutes les centrales thermiques, la mise en oeuvre d'un programme d'entretien préventif et des essais de tarification régionale. Une stratégie à moyen terme (par. 3.39) devrait viser à identifier des solutions de rechange viables pour les centrales thermiques utilisant des groupes diesel.

18. Les investissements engagés jusqu'à présent dans le sous-secteur de l'électricité ont été financés grâce à d'importants apports d'origine étrangère. L'ambitieuse version provisoire du plan d'investissements à long terme de la SNEL prévoit l'électrification accélérée de Kinshasa, l'extension des réseaux de distribution Shaba et dans la région centrale et enfin la construction de centrales hydroélectriques à l'est et au nord du pays. La version provisoire du plan d'investissements exige une mise de fonds d'environ 1 milliard de dollars EU (dont 77% d'origine extérieure) et fait actuellement l'objet d'un réexamen par la SNEL. Il est recommandé de procéder à cette tâche en se fondant sur des critères économiques rigoureux (par. 7.10) et de renoncer aux projets non rentables (par. 3.43).

#### Sous-secteur du pétrole

19. Le Zaïre comprend trois bassins sédimentaires: la cuvette littorale, la cuvette centrale et le fossé du Tanganyika. A présent, la totalité de la production pétrolière du Zaïre (12 millions de barils en 1984) provient de la cuvette littorale, seul bassin sédimentaire ayant fait l'objet d'activités importantes d'exploration au cours de la période passée. Estimées à quelques 230 millions de barils, ces réserves récupérables pourraient cependant s'avérer nettement supérieures, une fois terminée la délimitation de différents gisements importants. La Banque mondiale a fourni son assistance au Zaïre afin d'effectuer une évaluation des réserves pétrolières et gazières de la cuvette littorale.

20. Les ressources pétrolières potentielles de la cuvette centrale et du fossé du Tanganyika font l'objet de peu d'informations offrant une précision suffisante. Bien que les activités de prospection poursuivies jusqu'à présent aient été infructueuses, le caractère limité de leur champ d'application ne permet pas encore d'avancer une conclusion quelconque. En ce qui concerne la cuvette centrale, il est recommandé au gouvernement d'entreprendre des études supplémentaires (par. 4.13) et de déployer un effort important afin d'inciter les compagnies pétrolières à prospecter (par. 4.14). En ce qui concerne le fossé du Tanganyika, une campagne d'exploration de grande envergure récemment lancée a permis de tenir en novembre 1984 une réunion d'organisation des activités de prospection. Quatre grandes compagnies pétrolières internationales ont soumis des offres pour la totalité du domaine à explorer et des négociations à ce sujet sont actuellement en cours (par. 4.17).

21. La totalité de la production de brut zaïrois est exportée, puisque son raffinage à la raffinerie locale de la SOZIR (par. 4.18) donnerait davantage de fuel que ne l'exige la satisfaction de la demande locale. Aussi, les besoins du pays en matière de produits pétroliers (environ 700.000 tonnes par an) sont-ils couverts en raffinant sur place du brut importé (plus léger que celui du Zaïre) et en important des produits finis provenant de raffineries étrangères. Ces dernières années, le système d'approvisionnement et de distribution des produits

pétroliers n'a pas réussi à atteindre son objectif essentiel, à savoir la pleine satisfaction de la demande intérieure. Ces problèmes ont été reflétés dans une pénurie nationale chronique et des pénuries régionales de produits raffinés (par. 4.24); la décision prise par le gouvernement en 1985 d'apporter au système des modifications importantes en a résulté. Les carences de ce dernier et d'importantes modifications récentes, décrites aux paragraphes suivants, se rapportent essentiellement au développement de la concurrence, aux contraintes de financement des importations, au caractère inadéquat des installations de distribution et enfin à la structure tarifaire.

22. Jusqu'au milieu de l'année 1985, le système d'importation et de distribution était caractérisé par l'absence quasi-totale de concurrence:

- (a) La compagnie nationale, PétroZaïre (par. 7.15) détenait un monopole d'importation sur les produits raffinés et sur le brut; par ailleurs, elle sous-traitait le traitement du brut à la SOZIR et vendait sur le marché intérieur les produits raffinés et importés à quatre compagnies semi-publiques de commercialisation (par. 7.18). Au milieu de l'année 1985, il a été mis fin au monopole d'importation de PétroZaïre, et les compagnies de commercialisation étaient autorisées à importer les produits pétroliers sans l'autorisation préalable de la Banque du Zaïre et de PétroZaïre (par. 4.6). Le gouvernement a demandé à PétroZaïre et aux compagnies de commercialisation de coordonner leurs importations, et il est recommandé que les opérations de comité d'achat soient revues afin de faciliter l'exécution des contrats d'importation (par. 4.26).
- (b) Le système de quotas fixes de marchés sur la base duquel les compagnies de distribution opéraient auparavant, a été aussi aboli au milieu de l'année 1985, bien que les nouvelles dispositions n'ont pas encore été suivi d'effet.
- (c) La propriété des installations stratégiques de distribution appartenant aux compagnies de commercialisation et exploitées par Zaïre SEP (par. 7.18), en particulier les pipelines Matadi-Kinshasa et les cuves de stockage d'Ango Ango à Matadi, comportait des dispositions s'opposant effectivement à de nouvelles prises de participation. Au milieu de l'année de 1985, le Département des mines et de l'énergie a donné instruction à Zaïre SEP de donner la possibilité à toute autre compagnie de distribution d'utiliser ces installations moyennant paiement.

Il est recommandé au gouvernement de surveiller attentivement la mise en place de ces modifications et leur impact sur la concurrence et sur la disponibilité des produits sur le marché. Dans la logique de telles modifications, il importe de procéder à une redéfinition du rôle de PétroZaïre. L'un des problèmes essentiels est que PétroZaïre gère la participation minoritaire détenue par le gouvernement au sein des compagnies de commercialisation et, simultanément, concurrence celles-ci sur



le marché de distribution. Ceci peut donner lieu à des conflits d'intérêt, et pour éviter une concurrence déloyale, il est recommandé que PétroZaire abandonne l'exécution simultanée de ses activités de commercialisation et de gestion de la participation minoritaire du gouvernement (par. 4.30).

23. Différents contraintes de financement des importations ont également été à l'origine partielle des pénuries de brut importé et de produits raffinés, notamment:

- (a) Le manque de devises étrangères, qui persiste encore mais à un degré moindre qu'avant 1984.
- (b) Le grave manque de fonds de roulement que connaissent les compagnies de commercialisation, aggravé par les retards dans les ajustements des prix des produits pétroliers à la suite de la dévaluation de septembre 1983; la décision prise par le gouvernement de prélever la plus-value réalisée sur les stocks détenus par ces mêmes compagnies au moment de la dévaluation; et les retards chroniques apportés dans les paiements effectués à PétroZaire par les compagnies de commercialisation et à ces dernières par les usagers du secteur public (par. 4.32). En 1985, le gouvernement a pris des dispositions pour que tous les paiements arriérés soient réglés (par. 4.33).
- (c) Selon la réglementation précédemment en vigueur, PétroZaire (seul importateur à l'époque) était tenu à déposer auprès de la banque du Zaïre un montant en monnaie nationale équivalent à 100% de la valeur des importations, préalablement à l'établissement d'une lettre de crédit, et obligeait ainsi l'entreprise à recourir à des facilités de paiement excessivement coûteuses. Or ces restrictions ne sont plus en vigueur: Les importateurs de produits pétroliers peuvent désormais obtenir des crédits à court-terme, à des conditions raisonnables, auprès des banques commerciales (par. 4.34).

24. L'importance des coûts et des délais de distribution reflètent le caractère inadéquat des installations de distribution (transport et entreposage) des produits pétroliers. Ces carences, jointe à la politique tarifaire unique au niveau national récemment abolie (par. 6.20), ont empêché les compagnies de commercialisation d'approvisionner convenablement l'intérieur du pays. Aussi est-il recommandé d'élaborer et de mettre en oeuvre un programme à long terme de remise en état des installations existantes de distribution, bénéficiant le cas échéant de l'aide de la Banque mondiale (par. 4.38). De plus, le système de distribution fait l'objet de pertes extrêmement élevées, principalement dues au pillage et aux vols affectant les pipelines Matadi-Kinshasa. Le gouvernement n'ayant pas été en mesure jusqu'à présent de limiter l'importance des dites pertes, il est recommandé de renforcer les mesures de sécurité et d'instituer un comité composé de personnalités rigoureusement sélectionnées, bénéficiant du soutien politique des dirigeants les plus hauts

placés, afin d'étudier ces questions et de surveiller la mise en oeuvre des recommandations qu'il aura formulées (par. 4.39).

25. Pendant plusieurs années et jusqu'à ce qu'elle interrompe ses activités de raffinage en septembre 1984, la raffinerie de la SOZIR a été exploitée nettement en deçà de sa capacité. Cette situation résultait d'un approvisionnement insuffisant en brut importé, de la concurrence tarifaire exercée par les produits importés et d'un défaut d'adaptation entre la production et la demande intérieure quant à la répartition par produit (par. 4.41). Cette dernière explication tenant en partie à l'inadéquation des spécifications qualitatives, il est recommandé de procéder à un réexamen des dites spécifications, afin de déterminer dans quelle mesure leur modification permettra au Zaïre d'en tirer des avantages économiques (par. 4.42). Cette tâche doit cependant être entreprise dans le cadre d'une tentative de redéfinition du rôle joué par la raffinerie de la SOZIR, en tenant compte des conclusions tirées de l'étude des différentes options de traitement (du brut importé ou d'origine nationale); d'après celles-ci, compte tenu des conditions actuelles de prix et de la disponibilité des produits sur le marché international, et du seul point de vue économique, il s'avère préférable d'opter pour la solution d'importation de produits finis. Par conséquent, il est recommandé de pas engager de nouveaux investissement dans la raffinerie de la SOZIR, tant que les conditions du marché international n'en favorisent (par. 4.47).

#### Autres ressources énergétiques

26. Les gisements de charbon commercialement exploitables, situés essentiellement dans la région du Shaba, contiennent des réserves estimées à près de 720 millions de tonnes, dont seulement 50 millions sont récupérables. La qualité moyenne à inférieure du charbon zaïrois pose des problèmes techniques d'utilisation. Enfin, les possibilités d'accroissement de la consommation de charbon sont également limitées du fait des défauts majeurs présentés par l'infrastructure de production et de transport. Il est néanmoins recommandé d'entreprendre plusieurs études afin d'évaluer la faisabilité de la conversion au charbon des industries consommatrices de bois, ainsi que de l'utilisation du charbon dans les cimenteries de Katana, au Burundi et au Rwanda et de la transformation du charbon en semi-coke pour les usages domestiques (par. 5.4-5.7).

27. On estime à 50 milliards de m<sup>3</sup> les quantités de méthane dissoutes dans les eaux profondes du lac Kivu, à plus de 300 mètres de fonds. Une petite station de captage, exploitée par Electrogaz (Rwanda) extrait 5.000 m<sup>3</sup> par jour, fournis à la brasserie de Gisenyi à Cap Rubona. La communauté économique des pays de grands lacs (CEPGL) envisage actuellement différents projets de construction d'une nouvelle station de captage. L'option la plus avantageuse à moyen terme consisterait à utiliser le gaz comme combustible à la cimenterie de Katana

et sous forme de gaz naturel comprimé en remplacement des carburants pour moteurs. A l'heure actuelle, il ne convient pas semble-t-il d'envisager les autres possibilités (par. 5.13-5.18). Le charbon étant cependant susceptible de constituer un produit de substitution compétitif vis-à-vis de cette option, il est recommandé au gouvernement d'entreprendre un examen détaillé des coûts comparés de l'utilisation du méthane par rapport à celle du charbon à Katana, et d'identifier par ailleurs, les débouchés potentiels offerts au GNC (par. 5.19).

28. La consommation annuelle de résidus agricoles est estimée à environ 600.000 TEP. Le nombre de possibilités d'accroissement du présent niveau d'utilisation semble toutefois limité (par. 5.20). Il est cependant recommandé de s'informer des modalités envisageables d'utilisation de la bagasse produite par les sucreries installées dans le corridor Inga-Shaba. Parmi les consommateurs potentiels de bagasse figurent les cimenteries implantées dans la région (par. 5.21).

29. Le niveau moyen du rayonnement solaire incident au Zaïre est estimé à 4,7 kWh/m<sup>2</sup>/j et s'avère adéquat à des fins de production thermique ou photovoltaïque. A ce jour, près de 250 petits générateurs photovoltaïques (puissance maximale de quelques centaines de watts) ont déjà été installés dans les régions rurales, essentiellement pour les besoins d'éclairage. En se fondant sur cette expérience, un effort plus vaste pourrait être entrepris afin d'approvisionner en électricité de petites communautés rurales isolées, peu susceptibles d'être raccordées aux réseaux de la SNEL. A cet effet, il est recommandé d'exécuter dans un premier temps un programme de mesure du rayonnement solaire incident en différents points du territoire national, puis d'élaborer un programme d'investissement expérimental à entreprendre dans certaines communautés rurales et dans certains hôpitaux (par. 5.22-5.25).

30. Différents indices témoignent de l'existence d'importantes ressources géothermiques dans la partie orientale du Zaïre. Les perspectives d'utilisation sont néanmoins limitées aux régions isolées dont l'approvisionnement en électricité d'origine hydraulique ne peut s'effectuer dans des conditions rentables (par. 5.26).

#### Tarification de l'énergie et gestion de la demande

31. Alors que dans les zones rurales le bois de feu est ramassé en tant que bien gratuit, dans les agglomérations urbaines il est nécessaire de l'acheter pour s'en procurer. Les prix de vente au détail varient d'un endroit à l'autre, suivant l'état du marché. Au cours des cinq dernières années, ils ont été multipliés par quatre, principalement du fait de l'accélération du déboisement à la périphérie des villes, exigeant ainsi le transport du bois de feu sur des distances de plus en plus longues, et en raison également de l'absence de combustible de substitution dont les ménages urbains pourraient disposer facilement. L'extension manifeste du déboisement a souligné l'importance que présente

l'application du coût économique réel du bois de feu à chaque étape du circuit d'approvisionnement. Cette nécessité prévaut tout particulièrement au début du circuit, les droits de coupe s'avérant nettement inférieurs aux valeurs sur pieds estimées. Il est recommandé de mettre en place un programme de promotion de l'utilisation des fours améliorés à charbon de bois, afin de s'opposer aux prélèvements intempestifs opérés sur les ressources forestières (par. 6.8).

32. Les tarifs de l'électricité ont été nettement augmentés en 1983 et 1985, mais demeurent nettement inférieurs au coût marginal à long terme. Il est recommandé, afin de mettre un terme à une mauvaise affectation par les consommateurs et le gouvernement d'ajuster progressivement les tarifs de l'électricité, de façon à les harmoniser au niveau et à la structure des coûts marginaux à long terme (par. 6.10). A présent, les consommateurs résidentiels de courant basse tension bénéficient de la subvention la plus importante et paient seulement 12% de la valeur correspondante du coût marginal à long terme. Il s'avère nécessaire de relever le tarif basse tension, mesure susceptible d'influer sur le projet du gouvernement consistant à promouvoir la consommation d'électricité à Kinshasa (par. 3.23). Il est recommandé que soient identifiées dans l'étude tarifaire en cours, la nature et l'importance de cet impact (par. 6.11). A présent, les tarifs de l'électricité sont appliqués de façon uniforme sur tout le territoire national, sans tenir compte du caractère nettement plus coûteux de l'approvisionnement électrique des régions isolées (lesquelles dépendent de l'électricité d'origine thermique) par comparaison au reste du pays. Afin de limiter ces pertes d'exploitation, la SNEL a procédé à des coupures de courant dans les régions en question; aussi est-il recommandé à la SNEL de procéder à des essais visant à déterminer les possibilités d'améliorer l'approvisionnement électrique des zones isolées, moyennant l'application de tarifs reflétant les coûts locaux (par. 6.13).

33. L'incidence financière des tarifs de l'électricité doit être sérieusement envisagée, puisque les tarifs actuels ne procurent pas à la SNEL de revenus suffisants pour couvrir ses charges d'exploitation et ses provisions pour amortissement. Afin d'augmenter les recettes de la SNEL, il est possible de prendre en considération plusieurs options, ayant pour effet de répartir de façon extrêmement variable les charges financières parmi les usagers. Il est recommandé d'analyser dans le cadre de l'étude tarifaire en cours la viabilité et les conséquences financières d'autres séries de mesure d'ajustement tarifaire (par. 6.15). L'importance des recettes que doit recueillir la SNEL, dépendra notamment de la mesure dans laquelle le gouvernement souhaite que la SNEL contribue au service de la dette contractée pour la construction de la centrale Inga II et de la ligne Inga-Shaba. Il est recommandé que les futurs tarifs approuvés par le gouvernement soient conformes aux vœux exprimés à cet égard (par. 6.16).

34. Jusqu'en avril 1985, les prix officiels de produits pétroliers au Zaïre, nettement supérieurs aux prix paritaires à l'importation, étaient appliqués uniformément dans tout le pays, et comportaient un

important subventionnement croisé du gas-oil par l'essence. En outre, il n'existait pas de mécanisme assurant une révision périodique des tarifs. En avril 1985, le gouvernement a décidé d'autoriser une tarification régionale des prix de vente au détail reflétant les écarts de coûts de distribution, de supprimer le principe du subventionnement croisé et d'instaurer un mécanisme de révision trimestrielle des prix. Il est recommandé d'introduire un élément tarifaire destiné à financer la création de stocks stratégiques dans la mesure où la nouvelle structure tarifaire ne comporte pas un tel élément (par. 6.23). Il est également recommandé au gouvernement d'entreprendre une étude approfondie de la mise en oeuvre et de l'impact du nouveau système de tarification (par. 6.24).

35. Les possibilités de gestion de la demande et de substitution inter-combustibles dans le secteur minier, dans les industries et dans le secteur des transports, qui représentent environ 20% de la consommation énergétique globale du Zaïre, semblent extrêmement limitées (par. 6.25-6.33). Les 80% restants de la consommation globale, correspondant à la part des ménages, utilisent essentiellement le bois de feu et le charbon de bois pour la cuisson des aliments. Or, le très faible rendement de transformation de l'énergie qui caractérise les techniques actuelles de cuisson, offre la possibilité de tirer largement profit de l'utilisation de foyers améliorés, aussi bien en termes de limitation des dépenses énergétiques des ménages que de ralentissement du processus d'épuisement des ressources forestières. Il est recommandé de mettre à l'essai le fonctionnement de plusieurs modèles de foyers améliorés et d'initier un programme pilote complet de promotion et de distribution de foyers améliorés (par. 6.45). Il convient de noter que l'électricité, actuellement proposée en remplacement du charbon de bois pour la cuisson des aliments dans les ménages urbains, bénéficie par ailleurs d'un certain attrait en raison du subventionnement important que comporte son tarif. Les projets d'investissements du gouvernement doivent cependant reposer sur des considérations économiques et tenir compte du fait que le coût marginal à long terme de l'énergie utile fournie par l'électricité dépasse largement celui du charbon de bois.

#### Institutions du secteur énergétique

36. Plusieurs ministères et organismes publics et semi-publics s'intéressent directement ou indirectement au secteur énergétique du Zaïre. Au sein du gouvernement central, le sous-secteur du bois de feu relève partiellement du Département de l'environnement, de la conservation de la nature et du tourisme (DECNT), tandis que la responsabilité des sous-secteurs de l'électricité et du pétrole incombe au Département des mines et de l'énergie (DME). En 1981, le gouvernement a créé la Commission nationale à l'énergie (CNE) dans le but d'améliorer la coordination entre les différents organismes impliqués; toutefois, plusieurs obstacles structurels et administratifs ont empêché la Commission de jouer un tel rôle. Il est recommandé au gouvernement de prendre les mesures nécessaires afin d'identifier et ultérieurement de supprimer les

obstacles en question (par. 7.2). Une autre difficulté d'ordre général tient à l'absence d'orientation bien définie concernant le secteur énergétique. De façon à remédier à cette carence, il est recommandé au gouvernement de renouveler son mandat à la CNE, afin d'élaborer ses orientations (par. 7.3), et d'étudier les moyens de renforcer le Département de l'énergie au sein du DME (par. 7.4).

37. Bien que le bois de feu constitue le principal sous-secteur énergétique au Zaïre, aucun organisme gouvernemental distinct ne s'occupe de tous ses aspects. Le DECNT tient uniquement à ses responsabilités en matière de gestion forestière; sa politique actuelle dans ce domaine ne mentionne pas explicitement les utilisations énergétiques du bois. Il est recommandé au gouvernement d'élaborer une politique globale d'exploitation et d'utilisation des ressources en bois (par. 7.7) et de promouvoir une meilleure coordination entre tous les services s'occupant de foresterie au sein du DECNT et de les doter d'importants moyens financiers ainsi que de l'autonomie administrative et budgétaire à l'égard des activités du DECNT dans les autres domaines (par. 7.8).

38. Principal organisme public dans le sous-secteur de l'électricité, la SNEL a été chargée de l'exploitation de tous les actifs de l'Etat dans le domaine de la production, du transport et de la distribution de l'électricité. La défaillance la plus importante dans le sous-secteur d'électricité est sans doute liée à l'absence d'orientation bien définie en matière d'investissement et de tarification; aussi est-il recommandé que les orientations que définit actuellement le gouvernement, soient basées sur de solides critères économiques (par. 7.10). En particulier, il est impératif d'évaluer les décisions d'investissement et de tarification concernant la ZOFI, dans le cadre du sous-secteur de l'électricité considéré dans son ensemble, sur lequel les choix en question sont en effet susceptibles d'avoir un impact considérable. Il est recommandé au gouvernement d'assurer que les décisions importantes concernant la ZOFI soient toujours adoptées après étude préalable par la SNEL et le DME (par. 7.11). Quant aux autres aspects du statut administratif de la SNEL, il est recommandé au gouvernement d'élucider certains points concernant les transferts d'actifs et de passifs à la SNEL, notamment en ce qui concerne la centrale Inga II et la ligne Inga-Shaba (par. 7.12). Il est également recommandé à la SNEL de compléter le plus tôt possible la révision entreprise de ses pratiques comptables (par. 7.3).

39. Dans le sous-secteur du pétrole, une Unité technique pétrolière (UTP) a été créée au sein du DME en 1983, afin de surveiller l'exploitation et la production pétrolières, d'encourager les efforts de prospection dans les régions insuffisamment explorées, et de coordonner les activités de raffinage et de commercialisation. Depuis sa création, l'UTP a été fournie d'une importante assistance technique; elle s'occupe actuellement de la formation et de l'organisation de son personnel. Il est recommandé que l'UTP soit dotée de toutes les ressources et l'autonomie administrative nécessaire à la réalisation des fonctions pour lesquelles elle a été créée (par. 7.16). En ce qui concerne l'ensemble du sous-secteur du pétrole, les modifications effectuées en 1985 ont transformé de façon significative l'organisation de ses institutions.

### Actions prioritaires dans le secteur énergétique

40. Les observations et les recommandations qui font l'objet de ce rapport avaient été initialement présentées sous la forme d'un aide-mémoire soumis au gouvernement à la fin de la mission d'évaluation. Sur la base de ces commentaires initiaux, et dans le cadre du dialogue constant maintenu entre la Banque mondiale et les différentes institutions zaïroises responsables du secteur, un certain nombre d'actions qui vont dans le sens de ces recommandations ont déjà été prises depuis le séjour de la mission de la Banque qui remonte à novembre 1984. Le tableau suivant indique les recommandations prioritaires contenues dans le rapport d'évaluation concernant notamment les prix, les investissements et les institutions et résumet les actions prises à ce jour par le gouvernement.

Tableau 1: ETAT DES RECOMMANDATIONS ORIGINALES  
DE L'EVALUATION ENERGETIQUE  
AVRIL 1986

---

RECOMMANDATIONS PRIORITAIRES

ACTIONS PRISES JUSQU'EN AVRIL 1986

---

#### I. SOUS-SECTEUR DU BOIS DE FEU

OPERATIONS: Le gouvernement devrait déterminer complètement l'accessibilité économique des ressources forestières utilisées à des fins énergétiques (par. 2.10) et intégrer les orientations en matière d'énergie issue du bois, au sein des systèmes traditionnels d'utilisation des terres, en procédant région par région (par. 2.18). Il devrait assurer la disponibilité des moyens financiers et techniques nécessaires aux programmes d'amélioration des rendements de transformation et d'utilisation finale du bois de feu ainsi qu'aux projets de reboisement visant à atténuer les pénuries régionales (par. 2.23).

Le gouvernement souhaite donner la priorité aux projets de reboisement et ne pas privilégier la gestion généralisée des réserves forestières. L'assistance technique et financière extérieure devrait servir à promouvoir une réorientation vers une politique équilibrée de reboisement et d'organisation de la gestion des réserves forestières existantes.

TARIFICATION: Les droits de coupe devraient être relevés et leur perception rigoureusement surveillée, parallèlement à la mise en oeuvre des projets de gestion de la demande de bois de feu (par. 6.8).

Le gouvernement estime que tout ajustement des droits de coup se reflèterait en une augmentation du prix du bois de feu. Le gouvernement a l'intention de concentrer ses efforts en incitant l'utilisation de

technologies plus efficaces pour la production et la consommation du bois de feu.

INVESTISSEMENTS: Le gouvernement devrait confirmer la viabilité technique et économique du projet de plantation de bois de feu du Plateau des Batéké, en modifiant le cas échéant certains de ses éléments techniques (par. 2.41). Il devrait lancer immédiatement un programme de promotion et de distribution de foyers améliorés dans l'agglomération de Kinshasa (par. 2.32). Parmi les autres projets d'investissement à évaluer en vue de leur réalisation à court ou moyen terme, sous réserve de leur faisabilité, figurent la carbonisation des résidus de sciage excédentaires de la Siforzal (par. 2.37) et l'exploitation limitée de la cuvette centrale (par. 2.46).

Le gouvernement a pris la décision de procéder au lancement du projet de plantation du plateau des Batéké pour la production de bois de feu. Le projet fait l'objet d'une préparation par la Banque mondiale.

Une enquête sur l'énergie domestiques sera incluse dans le projet Energie II de la Banque mondiale, et comprendra des tests ainsi que la commercialisation de modèles appropriés des foyers améliorés.

Le gouvernement toutefois soutient la campagne de dissemination de nouveaux modèles de foyers améliorés lancée par la CEPAS; l'efficacité de ces modèles n'est pas supérieure au modèle traditionnel selon des tests récents et pour cela la promotion de ce modèle ne semble pas avantageux. D'autres modèles pourront être testés dans le cadre des études proposées dans le projet envisagé énergies domestiques.

INSTITUTIONS: Le gouvernement devrait élaborer une politique globale concernant l'exploitation et l'utilisation des ressources en bois (par. 7.7), et assurer à tous les services du secteur de la foresterie la mise en place des moyens adéquats d'ordre financier, administratif et technique dont ils ont besoin, ainsi que du personnel d'encadrement nécessaire. Les services en question devraient faire l'objet d'une meilleure coordination, leurs activités étant cependant nettement dissociées des autres tâches relevant du DECNT (par. 7.8).

Le gouvernement a fait part de ses réserves en ce qui concerne l'impact du coût qu'il estime élevé du transport du charbon de bois dans tout projet potentiel d'exploitation du bois de feu de la cuvette centrale. Une évaluation de la faisabilité économique de la production de charbon de bois et de son transport a été proposée par la Banque mondiale



## II. SOUS-SECTEUR DE L'ELECTRICITE

OPERATIONS: La SNEL devrait améliorer l'exploitation des centrales Inga I et II et de la ligne Inga-Shaba, et consacrer des budgets suffisant à leur entretien (par. 3.16). Elle devrait adopter des mesures à court terme destinées à améliorer l'approvisionnement électrique des régions isolées (par. 3.38).

TARIFICATION: Le gouvernement devrait continuer à rapprocher les tarifs des coûts marginaux à long terme (par. 6.10). Il devrait réviser sa politique tarifaire concernant la ZOFI, appelée à servir de base de négociation d'éventuels investissements étrangers dans des industries à forte intensité d'énergie électrique (par. 3.9).

INVESTISSEMENTS: La SNEL devrait développer la version provisoire de son plan d'investissement à long terme (par. 3.43) en fonction de rigoureuses critères économiques (par. 7.10). Dans le cadre de cette tâche, la SNEL doit réestimer les prévisions de demande d'électricité,

Un panel de trois experts (en génie civil, en turbine et générateurs et en planification des systèmes d'énergie) financé par la Banque, prépare actuellement une étude sur le fonctionnement optimal et l'utilisation du système interconnecté Inga-Bas Zaïre Kinshasa. Un rapport préliminaire est prévu pour avril 1986.

Le gouvernement a accepté de prendre en compte les coûts marginaux comme base pour la tarification de l'électricité, en fonction de l'utilisation progressive des capacités existantes et des nouveaux investissements qui seront nécessaires dans le futur.

Le gouvernement a accepté la proposition de la SNEL d'ajuster ses tarifs afin de les aligner sur les niveaux et structures basés sur les coûts marginaux à long terme, y compris en zones isolées. La SNEL a procédé aussi à des tests pour analyser la réaction des consommateurs à l'application de tarifs reflétant les coûts locaux. La société a obtenu des résultats satisfaisants. Les consommateurs sont disposés à payer des tarifs plus élevés pour une fourniture plus importante et garantissant une meilleure qualité du service.

Un plan de développement à long terme est actuellement en préparation par des consultants pour le compte de la SNEL. Des consultations sont organisées régulièrement entre la SNEL, la Banque mondiale et les consultants. Ce plan sera prêt sous sa forme provisoire avant juin

à la faveur des nouveaux éléments d'information disponibles (par. 3.5); elle doit également tenir compte des autres possibilités d'investissement à envisager dans les régions isolées, à savoir les centrales thermiques (par. 3.38), et les mini- ou micro-centrales hydrauliques et enfin, procéder à un réexamen de l'ampleur, du champ d'application et du calendrier des projets actuels d'électrification accélérée de Kinshasa (par. 3.35). La SNEL devrait également effectuer une étude des problèmes et des perspectives à long terme concernant la ligne Inga-Shaba.

1986 et devra constituer la base de l'assistance future dans le sous secteur de l'électricité.

A part leurs travaux de préparation d'un plan de développement à long terme, les consultants de la SNEL mettent au point actuellement un "programme de référence" pour une réhabilitation destinée à couvrir les zones isolées. Sur la base de ces travaux, la SNEL établira sa stratégie à court terme destinée à améliorer les fournitures d'électricité dans les zones isolées et la qualité du service offert. A moyen terme, sur la base de disponibilités de fonds locaux et extérieurs et en tenant compte des priorités, la SNEL engagera un programme limité de construction des unités hydro-électriques en remplacement des unités thermiques existantes.

Tenant compte des disponibilités limitées des ressources financières, des contraintes de la SNEL de mettre l'électricité à la disposition des consommateurs et enfin de la possibilité pour le consommateur de faire face aux dépenses d'équipement électrique et de branchement au réseau, le gouvernement et la SNEL ont décidé de modifier l'étendue et les délais nécessaires au projet d'électrification de Kinshasa.

Une étude portant sur les énergies domestiques pourrait être financée dans le cadre d'un crédit Banque mondiale Electricité II qui est en train d'être négocié. De récentes missions de la Banque mondiale ont déjà effectué un travail préparatoire d'un projet Energie I plus vaste touchant plusieurs sous secteurs. Les discussions entre le gouvernement, la SNEL et la Banque

sur la préparation du plan de développement à long terme de l'électricité, indiquent que seuls les projets assurant un taux de rentabilité économique raisonnable seront poursuivis dans le futur.

INSTITUTIONS: Le gouvernement devrait clarifier les aspects juridiques des transferts d'actifs à la SNEL (par. 7.2). La SNEL devrait terminer la révision de ses pratiques comptables (par. 7.13). Enfin, le gouvernement devrait assurer une coordination effective entre la ZOFI et la SNEL (par. 7.11).

Lors des négociations initiales sur le projet Electricité II, le gouvernement et la SNEL ont accepté de régler les problèmes liés aux transferts des immobilisations du gouvernement à la SNEL.

La SNEL a donné la priorité, dans le cadre de l'assistance qu'elle reçoit dans sa restructuration, à la réforme de ses pratiques comptables.

### III. SOUS-SECTEUR DU PETROLE

OPERATIONS: Le gouvernement devrait entreprendre une étude de la mise en place des modifications récemment décrétées concernant l'exploitation du sous-secteur et identifier les actions correctives ainsi requises (par. 4.28). Il devrait également prendre des mesures visant à limiter les pertes en distribution de produits pétroliers non imputables à des difficultés techniques (par. 4.39).

Les changements effectués au milieu de l'année 85 semblent avoir amélioré sensiblement l'approvisionnement du marché en produits pétroliers.

TARIFICATION: Le gouvernement devrait suivre attentivement la mise en place du nouveau système de tarification (par. 6.24).

Selon les indications préliminaires, la mise en place de prix régionaux a grandement allégé les difficultés d'approvisionnement des zones éloignées.

INVESTISSEMENTS: Le gouvernement devrait entreprendre les études proposées concernant les possibilités de prospection de la cuvette centrale et mettre au point des moyens propres à inciter les compagnies pétrolières à développer leurs activités d'exploration (par. 4.13). Il devrait effectuer le plus tôt possible l'étude proposée en vue de la remise en état de l'infrastructure existante d'approvisionnement et distribution de produits pétroliers (par. 4.38). Enfin, il ne devrait engager aucun nouvel investissement consacré à la raffinerie de la SOZIR tant que les conditions internationales n'en favorisent (par. 4.47).

INSTITUTIONS: Le gouvernement devrait redéfinir le rôle de PétroZaïre, de façon à que celle-ci abandonne son rôle de société de commercialisation pour se transformer en société de portefeuille (par. 4.30). Il devrait également renforcer l'Unité technique pétrolière (par. 7.16).

---

Le gouvernement discute avec la Banque la préparation d'un projet de réhabilitation de l'infrastructure actuelle d'approvisionnement et de distribution des produits pétroliers.

Le gouvernement a réaffirmé son intention de revoir l'impact économique du coût des importations des produits pétroliers par rapport à leur coût de raffinage local.

Au milieu de l'année 1985, il a été décidé de supprimer le monopole d'importation de PétroZaïre et de son statut de compagnie holding. Ceci n'a pas fait encore l'objet d'une mesure légale bien que "de facto" PétroZaïre n'exerce plus ce monopole.

---

## I. L'ENERGIE DANS L'ECONOMIE ZAÏROISE

### Présentation du pays

1.1 Troisième pays d'Afrique par son étendue, le Zaïre occupe une superficie voisine de 2,4 millions de km<sup>2</sup>. Il est situé de part et d'autre de l'équateur dans le bassin hydrographique formé par le fleuve Zaïre et ses affluents. Les quatre principales zones géographiques du pays comprennent: la cuvette centrale, vaste région de forêts tropicales à basse altitude qui s'étend sur 750 000 km<sup>2</sup>; le plateau Kasai au sud et au sud-est; les collines du Bas-Zaïre; le Mitumba et les Montagnes Bleues qui entourent les grands lacs le long de la frontière la plus septentrionale. Le pays est abondamment doté de nombreuses ressources naturelles: les forêts ombrophiles tropicales des régions du nord et du centre couvrent plus de la moitié du pays; on trouve dans le sud d'importants gisements de houille et de minéraux et enfin, des réserves d'hydrocarbures sont exploitées le long du littoral tandis que d'autres ont été découvertes dans la cuvette centrale. Les transports ferroviaires et fluviaux n'assurent par contre que des liaisons partielles entre les principaux centres miniers et agricoles et la côte; les barrières naturelles et le mauvais entretien ont entravé le développement de l'infrastructure des transports dont le pays disposait au lendemain de l'indépendance en 1960.

1.2 Evaluée à 32 millions en 1984, la population totale du Zaïre augmente à raison d'un taux moyen annuel de 2,9%. Les régions les plus fortement peuplées se situent sur le pourtour du pays où la densité atteint 300 personnes au km<sup>2</sup> dans certaines parties du Bas-Zaïre et de Mayumbé. La croissance démographique s'est accompagnée d'une urbanisation rapide: les migrations internes et la fécondité accrue due essentiellement à une amélioration de l'hygiène et des conditions sanitaires sont à l'origine de la progression des populations urbaines, dont la croissance se poursuit à un rythme annuel de 7,5%. Les taux de fécondité élevés expliquent l'importance de la tranche la plus jeune de la population, composée en effet à 45% de moins de 15 ans. Le taux de croissance naturellement élevé de la population zaïroise se trouve par ailleurs renforcé par l'important afflux d'immigrants des pays voisins, à la recherche d'un asile politique ou de débouchés économiques.

### Examen de l'évolution économique

1.3 Par rapport aux autres pays africains, le Zaïre se situe relativement bas en terme de PIB par habitant, évalué à 180 \$EU en 1983. L'économie dépend fortement de l'industrie minière laquelle fournit traditionnellement la contribution la plus forte aux recettes publiques; elle est donc particulièrement sensible aux fluctuations des prix

mondiaux des produits de base. Les industries extractives et de transformation des ressources minérales représentent actuellement 12% du PIB; elles produisent plus de 75% des revenus en devises du pays et génèrent une fraction importante de la demande d'énergie et de transports. L'agriculture contribue également de façon décisive au niveau global d'activité économique. Le secteur agricole emploie les trois-quarts de la population et représente plus de 36% du PIB, 1/ tandis que les entreprises agro-industrielles dominent le secteur manufacturier.

#### Evolution antérieure

1.4 Depuis 1975, l'économie zaïroise s'est caractérisée par un grave sous-emploi de la capacité et de l'infrastructure de production, par d'importants déséquilibres économiques et financiers, par une inflation élevée et par une diminution du revenu par habitant. A cet égard de nombreuses raisons peuvent être invoquées dont certaines remontent à avant 1975: les mesures de nationalisation adoptées en 1973-74, qui ont détruit les réseaux de distribution et miné la confiance du secteur privé, un fort endettement extérieur souscrit à des conditions défavorables, souvent contracté pour des projets d'intérêt douteux; une vive détérioration des termes de l'échange en 1975 et depuis lors, un déclin des prix du cuivre; et enfin, les carences observées dans la direction de l'économie. De 1975 à 1978, le PIB a diminué de 3,5% par an, l'inflation annuelle a atteint 75% et la balance extérieure des opérations courantes a enregistré un déficit annuel supérieur à 600 millions de dollars Etats-Unis. Grâce à un programme de stabilisation soutenu par le FMI et à une forte reprise de la production du cuivre, la croissance a été brièvement stimulée en 1980 et en 1981. Toutefois, la situation économique s'est à nouveau détériorée depuis 1982 en raison de la chute brutale des cours du cuivre. Le PIB a enregistré une régression de 2,2% et la balance extérieure des comptes courants a présenté un déficit de 433 millions de dollars Etats-Unis.

#### Tendances récentes

1.5 Globalement, la situation économique est restée difficile en 1983, en partie du fait de l'adoption par le Zaïre d'un certain nombre de mesures économiques et financières de grande envergure, sans le secours d'une aide du FMI ou d'un rééchelonnement de la dette. Ces mesures ont comporté une dévaluation de la monnaie de 80% en septembre 1983 (le taux de change passant de 1 \$EU = 5,8 Z à 1 \$EU = 30 Z), la libération du régime des changes et des accords commerciaux et enfin la déréglementation des prix. Suite à la forte dévaluation, le taux d'inflation a doublé et les arrérages de la dette publique extérieure ont continué à

---

1/ En raison des diverses distorsions introduites dans les années antérieures du fait notamment du contrôle des changes, du contrôle des prix et de la surévaluation de la monnaie, la contribution de l'agriculture à l'économie est souvent fortement sous-estimée.

s'accumuler. Malgré ces difficultés, le PIB a progressé d'environ 1% en termes réels, essentiellement grâce à une certaine reprise de la production des mines de diamants et de pétrole.

1.6 Les signes d'amélioration économique ont été plus nombreux en 1984, à la faveur d'événements extérieurs propices et des efforts déployés par le Zaïre pour simultanément conclure un accord de rééchelonnement de la dette avec le Club de Paris et mettre en oeuvre un programme d'austérité du FMI. D'après des données préalables, les importations de marchandises ont enregistré leur première hausse réelle depuis 1980. Le taux moyen d'inflation a été ramené à 40%. Selon les évaluations du Département de la planification, le PIB a progressé de 2 à 2,5%, contre 1,2% en 1983 et -2,2% en 1982.

#### Perspectives à venir

1.7 La croissance économique future du Zaïre suivra vraisemblablement les tendances apparues en 1984. Nombre d'éléments contribuant de façon décisive à la poursuite de l'amélioration de l'économie sont actuellement mis en place. Le Zaïre a préparé un nouveau programme économique pour 1985, axé sur la réduction constante des déséquilibres intérieurs et extérieurs, grâce à une politique monétaire et fiscale rigoureuse. Il comprend des mesures visant à améliorer le fonctionnement du marché des changes de banque à banque, tout comme les résultats financiers de certaines entreprises publiques; il poursuit en outre les importantes réformes actuellement en cours de la tarification de l'énergie, visant à supprimer les distorsions tarifaires entre les produits pétroliers et l'électricité.

#### Demande et consommation d'énergie

1.8 Au Zaïre, la demande énergétique est satisfaite essentiellement par quatre combustibles: le bois de chauffe (bois de feu et charbon de bois), les produits pétroliers, l'hydroélectricité et le charbon. Le bois de chauffe tiré des vastes réserves forestières zaïroises constitue le principal combustible domestique puisqu'il représente de 75% à 90% de la consommation énergétique totale, selon diverses estimations. La production de la raffinerie est assurée localement avec du pétrole brut importé depuis 1973, le complément de produits raffinés nécessaires à la satisfaction de la demande locale prévue étant importé. La production intérieure a représenté seulement 6% de la consommation intérieure en 1983, tandis que les importations pétrolières constituaient 18% des importations totales au cours de la même période; 1,5% seulement du potentiel hydroélectrique zaïrois, évalué à 750.000 GWh/an est exploité. La consommation annuelle s'élève à 4.000 GWh et se situe surtout dans l'industrie minière, bien que l'approvisionnement des ménages, du commerce et de la petite industrie se développe. Les importations s'ajoutent à la production locale de charbon des puits de Luena et de Lukuga au Shaba, pour répondre à la demande des industries minières et des cimenteries.

Tableau 1.1: ZAIRE - PRODUIT INTERIEUR BRUT PAR SECTEUR

	Million \$EU(1982)	Pourcentage	Taux réel de croissance annuel		
			1973-78	1979-82	1983
<u>Secteur primaire</u>	<u>1,943,3</u>	<u>35,7</u>	<u>1,08</u>	<u>2,3</u>	<u>0,8</u>
Agriculture	1,943,4	35,7	1,08	2,3	0,8
Commerciale	727,3	13,4	-0,83	2,85	0,7
Traditionnelle	1216,1	22,3	2,97	2,37	2,5
<u>Secteur secondaire</u>	<u>1,079,1</u>	<u>19,8</u>	<u>-0,95</u>	<u>-0,13</u>	<u>2,5</u>
Industries extractives et de transformation des métaux	624,9	11,5	-0,42	1,38	4,4
Industries manufacturières	124,4	2,3	-2,42	-4,15	0,7
Construction	327,7	6,0	-0,97	-1,56	-5,4
Commerciale	218,5	4,0	-0,97	1,62	-5,4
Traditionnelle	109,2	2,0	-0,95	-1,42	-5,4
Electricité, gaz & eau	2,1	0,0	3,10	1,40	-
<u>Secteur tertiaire</u>	<u>2,244,7</u>	<u>41,2</u>	<u>0,55</u>	<u>0,85</u>	<u>0,3</u>
Services du secteur privé	1,740,4	32,0	-3,07	-4,50	-15,6
Commerce	1,155,6	21,2	-3,68	1,98	0,8
Transport & Télé- communications	104,1	1,9	-1,33	-0,95	4,3
Autres services public	480,7	8,8	-3,47	-17,10	a/
Services du secteur public	504,3	9,3	8,17	7,28	14,2
<u>PIB, Coût des facteurs</u>	<u>5,441,1</u>	<u>96,8</u>	<u>0,03</u>	<u>0,80</u>	<u>1,2</u>
Impôts indirects	175,6	3,2	-16,35	1,88	0,6
<u>PIB, Prix du marché</u>	<u>5,442,6</u>	<u>100,0</u>	<u>-0,60</u>	<u>0,85</u>	<u>1,2</u>

a/ Compris dans les services publics.

Source: Banque mondiale; Département de la planification.

### Energie traditionnelle et non commerciale 2/

1.9 Bois de feu. L'évolution de la demande de bois de feu a été directement liée à la croissance démographique. Les évaluations de la consommation de bois de feu en 1979 et en 1983 indiquent une hausse annuelle de 2,8%, presque équivalente au taux de croissance de la population. Trouver les moyens de contrôler la croissance de la consommation de bois de feu est devenu une question primordiale, en raison de l'épuisement progressif des réserves forestières proches des principaux centres

2/ Y compris le bois de feu commercialisé en zone urbaine.



urbains malgré l'abondance relative des réserves forestières nationales (par. 2.8-2.10).

1.10 Autres énergies de la biomasse. Les établissements agro-industriels consomment chaque année pour leurs besoins propres de chaleur industrielle et/ou d'électricité jusqu'à 600 000 TEP provenant des autres sources d'énergie de la biomasse, notamment des déchets agricoles et des résidus de sciage. Le potentiel énergétique des résidus inemployés étant relativement faible, les possibilités d'accroître leur utilisation sont donc limitées (par. 5.20).

### Energie commerciale 3/

1.11 Tendances antérieures. Dans la dernière moitié des années 1970 les déséquilibres économiques et structurels du Zaïre ont gravement affecté la consommation totale d'énergie commerciale, dont l'évolution a en effet été étroitement liée aux résultats des industries extractives et de transformation des métaux; or, celles-ci viennent au premier rang pour leur consommation de combustibles commerciaux et contribuent de façon décisive à la croissance économique globale. En termes absolus, la consommation totale observée, présentée au Tableau 1.2, a plafonné juste en-deçà de 1,2 million de TEP en 1975, puis a diminué régulièrement jusqu'en 1979, au rythme annuel de 2,5%. La baisse de la consommation énergétique commerciale par habitant pendant la même période a même été encore plus rapide, en partie du fait de la croissance régulière de la population. Le sous-emploi de la capacité de production industrielle pendant cette période (par. 1.4) explique également la baisse de l'intensité énergétique constatée dans l'économie zaïroise.

1.12 A la fin de la relance économique de 1980-81, la consommation d'énergie commerciale et l'intensité énergétique de l'économie ont atteint leurs plus hauts niveaux depuis 1975. Les tentatives de stabilisation de l'économie ont eu depuis lors des répercussions généralement positives sur la consommation d'énergie commerciale. Le coefficient énergétique qui rapporte la croissance de la consommation d'énergie à celle de l'économie, s'est stabilisé à des valeurs nettement supérieures à l'unité. Ceci traduit non seulement les efforts déployés pour mieux utiliser la capacité de production, mais également la disponibilité de statistiques de consommation plus fiables, en particulier dans le sous-secteur de l'électricité. Toutefois les contraintes en matière d'approvisionnement du pays en produits pétroliers continuent à limiter la croissance potentielle de la consommation totale.

---

3/ Hormis le bois de feu commercialisé en zone urbaine.

Tableau 1.2: INDICES DE CONSOMMATION D'ENERGIE COMMERCIALE, 1975-1984

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984 <sup>a/</sup>
Consommation d'énergie commerciale (1.000 TEP)	1.198,47	1.171,80	1.122,44	1.073,56	1.057,66	1.148,40	1.189,75	1.142,55	1.169,44	1.130,00
Taux de croissance de l'énergie commerciale (% an)	--	-2,23	-4,21	-4,35	-1,49	8,50	3,60	-3,97	2,35	-3,37
Consommation par habitant (kep)	48,33	45,95	42,84	39,91	38,32	40,58	40,89	38,21	38,09	36,81
Intensité (kep par Zaïre) <sup>b/</sup>	1,14	1,17	1,12	1,13	1,11	1,17	1,18	1,16	1,18	1,11
Coefficient énergétique <sup>c/</sup>	-1,55	0,42	-5,26	0,82	-4,97	3,40	1,50	1,80	1,96	-1,53

a/ Evaluations préliminaires.

b/ PIB en zaïres 1970.

c/ Croissance de la consommation d'énergie commerciale rapportée à celle du PIB.

Source: PetroZaïre, SNEL, évaluations de la mission.

### Evolution des différents combustibles commerciaux

1.13 Electricité. Les ventes totales d'énergie électrique, en raison du lien entre celle-ci et l'industrie du cuivre, ont suivi la tendance générale de la consommation d'énergie commerciale totale. La demande a stagné jusqu'en 1979, puis a augmenté graduellement lors de la reprise économique de 1980-81. En 1982, elle a diminué à nouveau en raison du recul de l'économie, puis a vivement repris en 1983 et 1984, les ventes totales atteignant alors le chiffre record de 4.073 GWh. Malgré ces fluctuations, la structure de la demande n'a que modérément changé: la part des ventes haute tension, essentiellement aux installations minières parapubliques de Gécamines, a baissé de 76% en 1974, à 70% en 1978 et davantage encore, à 64% en 1984, reflétant ainsi la stagnation de l'industrie minière et la croissance limitée de la consommation des secteurs commerciaux et de la petite industrie. Les fortes hausses récentes des ventes moyenne et basse tensions, lesquelles représentaient antérieurement 13% et 15% du total, sont imputables dans une large mesure à l'amélioration des systèmes de facturation et de recouvrement, bien que la croissance économique récente puisse avoir influencé quelque peu la progression de la demande d'électricité dans le secteur commercial.

1.14 Produits pétroliers. La consommation de produits pétroliers du Zaïre traduit les contraintes d'approvisionnement dues aux médiocres résultats économiques. L'instabilité économique du pays a eu une incidence majeure sur les besoins en devises et plus récemment, sur les fonds de roulement nécessaires à l'achat de pétrole brut et de produits raffinés. Ainsi, le vif déclin de la consommation de produits pétroliers présenté au Tableau 1.3 reflète davantage l'incidence de la situation économique sur l'offre disponible qu'une diminution de la demande totale de produits pétroliers.

1.15 L'analyse des modifications survenues dans les consommations réelles de différents produits fait apparaître des résultats divers. Les statistiques de consommation de fuel, produit le plus facile à se procurer en raison d'une offre habituellement excédentaire, 4/ sont peut-être les seuls chiffres reflétant une demande spontanée réelle de produit pétrolier. Cette demande tend à être très élastique par rapport au PIB, indiquant ainsi le lien très fort entre niveau d'activité économique et consommation énergétique dans le secteur industriel, premier consommateur de fuel. Malgré les fluctuations de la demande, le fuel a régulièrement représenté 10 à 11% de la consommation totale de produits pétroliers au Zaïre.

---

4/ Lorsque le raffinage s'effectue à des niveaux supérieurs à 40% de la capacité environ, comme cela a été le cas dans le passé, la production de fuel dépasse nettement la demande locale. Voir par. 4.41-4.43.

1.16 L'évolution de la consommation d'essence et de gas-oil présentée au Tableau 1.3, a été faussée par la structure tarifaire précédemment en vigueur et ayant eu pour effet de subventionner le gas-oil aux dépens de l'essence (par. 6.19). La consommation d'essence a donc régulièrement diminué de presque 8% par an de 1975 à 1983, de sorte que sa part dans la consommation totale de produits pétroliers est passée de 25% à 13%. La part du gas-oil, au contraire, a augmenté de 40% à 51% au cours de la même période. L'évolution de la consommation de gas-oil au cours de cette même période tend cependant à refléter l'incidence de la stagnation économique sur la demande énergétique dans les secteurs des mines et des transports, qui comptent l'un et l'autre parmi les principaux consommateurs de ce produit pétrolier.

1.17 Charbon. Gécamines représente environ 90% de la consommation de charbon, les 10% restants étant destiné aux cimenteries. Les approvisionnements sont d'origine nationale dans une proportion voisine de 50%. L'évolution de la demande de charbon est donc conjointement soumise aux fluctuations des industries extractives de charbon et de cuivre, tout comme à la disponibilité de devises pour financer les importations. L'interaction de ces deux facteurs se manifeste de façon assez erratique, la consommation de charbon augmentant parfois pendant les pires années de crise économique et stagnant lors des périodes de croissance.

#### Structure actuelle de la demande

1.18 Le bilan énergétique du Zaïre pour 1983 (Tableau 1.4) indique la structure générale de la demande. On estime à plus de 85% de la consommation intérieure nette la part du bois de feu et des divers combustibles de la biomasse, celle des produits pétroliers 8%, de l'électricité et du charbon étant respectivement de 8,4 et 2%. En faisant abstraction du secteur des ménages, l'industrie minière est le principal consommateur d'énergie du Zaïre, puisqu'elle consomme 65% des ressources nettes d'électricité, 90% du charbon et 13% des produits pétroliers. Le secteur des transports est le premier consommateur de produits pétroliers légers, en particulier de gas-oil. La consommation intérieure du commerce et des industries en dehors du secteur minier est très faible.

1.19 Il est intéressant de noter que la production d'énergie primaire au Zaïre (11,5 millions de TEP) dépasse nettement la consommation intérieure nette finale (8,6 millions TEP). Cette différence provient essentiellement des exportations de pétrole brut zaïrois 5/ et de la transformation de bois de feu en charbon de bois: près de 15% de l'offre totale disponible, déduction faite des exportations d'énergie primaire, sont perdues par cette filière, dénotant ainsi les possibilités d'amélioration de rendement de la production de charbon de bois.

---

5/ Le brut zaïrois, trop lourd pour être traité dans la raffinerie locale, est entièrement exporté (par. 4.18).

Tableau 1.3: REPARTITION DE LA CONSOMMATION REELLE D'ENERGIE COMMERCIALE  
(1,000 TEP) a/

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>										
GPL	1,6 (0,23)	1,69 (0,21)	1,06 (0,14)	1,38 (0,20)	1,16 (0,18)	1,91 (0,30)	0,53 (0,08)	1,16 (0,16)	0,11 (0,02)	0,42 (0,06)
essence d'aviation	13,26 (0,71)	10,77 (1,35)	11,91 (1,56)	6,94 (1,01)	5,59 (0,85)	6,11 (0,97)	6,73 (0,98)	6,11 (0,85)	5,59 (0,84)	5,39 (0,77)
essence	181,82 (23,45)	199,95 (23,76)	183,06 (23,93)	148,28 (21,49)	127,08 (19,37)	122,55 (19,38)	112,78 (16,44)	114,22 (15,98)	103,52 (15,64)	91,99 (13,21)
Kéro/carburé-acteur	187,52 (24,19)	198,55 (24,81)	195,11 (25,50)	171,64 (24,88)	174,06 (26,33)	178,92 (28,29)	194,30 (28,33)	191,07 (26,73)	165,16 (24,93)	175,18 (25,16)
gas-oil	310,80 (40,09)	315,80 (39,44)	304,10 (39,75)	288,10 (41,75)	284,80 (43,42)	259,60 (41,05)	308,30 (44,95)	329,30 (46,07)	315,00 (47,54)	353,60 (50,79)
Fuel	50,14 (10,34)	45,04 (10,38)	52,36 (9,13)	73,64 (10,67)	53,28 (9,65)	63,37 (10,02)	53,19 (9,21)	72,97 (10,21)	73,06 (11,03)	69,67 (10,01)
Sous-TOTAL	775,35 (09,72)	797,62 (66,72)	765,11 (65,29)	689,98 (61,47)	655,98 (61,10)	632,47 (59,80)	685,82 (59,72)	714,83 (60,00)	662,54 (57,99)	686,25 (59,54)
<b>ELECTRICITE</b>										
Ventes	290,92 (26,16)	297,25 (24,00)	298,03 (25,43)	298,69 (26,61)	282,79 (26,34)	298,37 (28,21)	319,54 (27,74)	338,06 (28,41)	332,39 (29,09)	336,31 (28,76)
CHARRON b/	45,84 (4,12)	101,62 (8,48)	108,66 (9,27)	133,78 (11,92)	134,88 (12,56)	126,82 (11,99)	148,04 (12,54)	136,86 (11,50)	147,62 (12,92)	136,88 (11,70)
TOTAL	1,112,11	1,198,47	1,171,80	1,127,44	1,073,65	1,057,66	1,148,40	1,189,75	1,142,55	1,169,44

a/ Part de la consommation totale entre parenthèses (pourcentage). Pour chacun des produits pétroliers, pourcentage de la consommation observée de produits pétroliers.

b/ En 1975, consommation du charbon zéro unique.

Source: Pétrolaire, S&P, évaluation de la mission.

Tableau 1.4: BILAN ENERGETIQUE DU ZAIRE POUR 1983  
(1,000 TEP)

	Energie primaire				Produits pétroliers							TOTAL			
	Bois de feu	Résidus de la biomasse	Energie hydraulique	Pétrole brut	Charbon brut	Coke	Charbon de bois	Electricité	Essence	Kéro-sène	Gas-oil		Fuel aviation	GPL	Total produits pétroliers
Offre brut	8,520,40	600,00	1,128,75	1,223,10	58,35			2,15	91,90	181,20	341,90	63,90	5,80	0,20	1,1530,60
Production				44,70											814,79
Importations															
Exportations primaires															
Variations des stocks															
Offre totale disponible	8,520,40	600,00	1,128,75	49,00	88,01	53,38	0,00	2,15	7,40	173,30	336,70	53,80	5,50	0,10	1,1095,59
Transformation															
Hauffinage															
Production de charbon de bois	(2,042,50)			(49,00)			408,50		7,90	5,80	15,20	14,90		0,30	44,10
Production thermique								2,41			(12,05)				(1,634,00)
Production hydroélectrique			(1,128,75)					388,29			(4,75)				(9,64)
Autoproduction								0,95							(740,46)
Pertes transport et distribution								(47,74)	(0,40)	(0,60)	(17,75)	(0,30)			(3,80)
Variation de stocks															(66,79)
Offre nette	6,477,90	600,00	0,00	0,00	88,01	53,38	408,50	343,91	92,00	178,50	317,35	68,40	5,50	0,40	8,636,00
Exportation secondaires															(7,22)
Ventes de sourçages															(28,60)
Consommation intérieure nette	6,477,90	600,00	0,00	0,00	88,01	53,38	408,50	336,69	92,00	42,20	107,80	68,40	5,50	0,40	8,598,03
Secteur minier					78,19	53,38		218,85	4,60		75,74				80,34
Autres industries	25,40				9,82		5,20	21,78				68,40		0,40	131,00
Commerce								63,97							63,97
Transport									87,40		107,80	197,58	5,50		398,28
Ménages	6,449,50						403,30	30,37		42,20					42,2
Secteur public								1,72							6,925,37
Agriculture	3,00	600,00									43,93				45,65
															603,00

a/ Equivalent thermique de l'offre hydroélectrique en supposant un rendement de 34,4%.

b/ Y compris les pertes non prises en compte dans les filières normales.

c/ Pertes de transformation.

d/ Dans toutes les statistiques officielles récentes, les chiffres relatifs au carburacteur sont combinés à ceux relatifs au kérosène.

e/ Englobe les transports publics et privés.

Source: PétroZaire, SOZIR, SNEI, Département du Plan, évaluation de la mission.

1.20 Le pétrole brut est la seule ressource énergétique nationale exportée. La comparaison du volume de brut exporté (1,2 million TEP) au volume de produits raffinés et de pétrole brut importés (815.000 TEP) fait ressortir apparemment un fort excédent de la balance commerciale en ce qui concerne le pétrole. La valeur moyenne par tonne de produits raffinés est cependant supérieure à celle du brut zaïrois; ainsi en termes de valeur, l'excédent est nettement inférieur puisqu'il atteint seulement 37,5 millions de \$EU (236,5 millions de dollars en exportations et 199 millions de dollars en importations).

1.21 La composition des importations pétrolières et des produits raffinés dans le pays constitue l'élément le plus instable de l'actuel bilan énergétique du Zaïre. Jusqu'en 1980, le volume de brut importé traité sur place (420.000 TEP) s'élevait encore à presque dix fois celui traité en 1983. Alors que les valeurs relatives des autres postes du bilan évoluent encore plus lentement que les structures économiques du pays, le volume de brut traité en raffinerie dépend d'un certain nombre de contraintes financières auxquelles le système d'approvisionnement pétrolier (par. 4.24) est assujéti; aussi le volume de produits raffinés à importer change-t-il d'une année à l'autre. La valeur des importations pétrolières totales a cependant représenté une part relativement constante (11-13%) des importations totales de 1980 à 1983, date à laquelle elle a atteint 18%.

Tableau 1.5: CONSOMMATION ENERGETIQUE PAR HABITANT DES PAYS VOISINS

Année	1982	Produits pétroliers (kep)	Electri- cité (kWh)	Energie commerciale (kep)	Energie	
	PIB habitant (\$EU)				non commerciale (kep)	Energie (kgoe)
Zaïre 1983	190	23	127	36	241	277
Ethiopie 1982	140	17	9	36	232	268
Kenya 1979	390	84	28	95	nd	nd
Burundi 1980	280	8	12	10	200	210
Rwanda 1979	260	9	12	12	193	205
Soudan 1981	440	54	12	57	266	323
Ouganda 1980	230	17	40	63	290	353
Zambie 1981	640	115	958	439	363	802
Tanzanie 1981	280	35	13	38	432	470

Source: Rapport sur le développement mondial, rapports d'évaluation du secteur énergétique.

#### Comparaisons internationales

1.22 Le Tableau 1.5 permet de comparer les consommations énergétiques par habitant et le PIB au Zaïre et dans les pays voisins. Exception faite du Kenya, du Burundi et de la Zambie, la consommation par habitant d'énergie non commerciale représente dans ces pays plus de 80%

de la consommation per capita totale, traduisant ainsi le faible niveau d'industrialisation et la forte dépendance à l'égard des combustibles traditionnels dans toute la zone. Parmi les combustibles commerciaux, la consommation d'électricité au Zaïre comme en Zambie est relativement élevée pour la région, en raison des secteurs miniers présents dans ces deux pays. Même en faisant abstraction des industries extractives, la consommation d'électricité du Zaïre reste, à 35 kWh par habitant, l'une des plus élevées. La consommation de produits pétroliers varie considérablement d'un pays à l'autre, le Zaïre se situant à l'extrémité inférieure de l'échelle.

### Projections en 1995

1.23 Les projections de la demande énergétique future au Zaïre sont très hasardeuses en raison de l'incertitude quant à l'évolution de la situation économique dans son ensemble. Le Tableau 1.6 résume le scénario le plus vraisemblable pour la demande énergétique en 1995, d'après les hypothèses d'utilisation de l'énergie et de mises en valeur des ressources recommandées dans les chapitres suivants. Les hypothèses concernant chacun des combustibles sont les suivantes:

- (a) Bois de feu: La consommation est directement liée à la croissance démographique, tempérée par l'introduction de meilleurs rendements d'utilisation finale de l'énergie et par un mouvement modéré de substitution par l'électricité (Annexe 3). L'emploi de foyers à charbon de bois améliorés permet de réduire la consommation par habitant de charbon de bois, de 20% au niveau national et de 30% à Kinshasa. Dix pour cent seulement de la population totale ayant accès à l'électricité, choisissent celle-ci de préférence au charbon de bois, comme principal combustible de cuisson des aliments. Le pourcentage est quelque peu plus élevé à Kinshasa: environ 20%, après 1990 (Annexe 6).
- (b) Electricité: Les projections de consommation sont établies région par région avec des hypothèses de croissance propre à chaque tension. Selon les prévisions, l'évolution future devrait suivre la croissance observée antérieurement en ce qui concerne les faibles et moyennes tensions, compte tenu d'un nombre limité de conversions de chaudières à l'électricité, dans certaines industries. La consommation haute tension des industries créées éventuellement dans le cadre du programme de la zone franche d'Inga (ZOFI) (par. 3.18) ne devrait pas atteindre un niveau important avant l'an 2000. La consommation de Gécamines est fondées sur les propres prévisions de production de la compagnie (par. 3.4, Annexe 13).
- (c) Produits pétroliers: La réorganisation récente du sous-secteur pétrolier et du système d'approvisionnement (par. 4.38) permettra de répondre à la demande actuellement non satisfaite



évaluée à environ 750.000 tonnes. Après 1990, la consommation progressera légèrement plus vite que l'activité économique, dont la croissance a été prudemment évaluée à moins de 2%.

- (d) Charbon et coke: Gécamines ne devrait pas notablement augmenter sa consommation de charbon local au cours des dix prochaines années. La conversion des chaudières à coke en chaudières électriques devrait permettre une réduction de 66% de la consommation de coke importé dans les années 1990 et l'électrification des chariots de mines à ciel ouvert (par. 6.26) réduirait de moitié les importations de charbon. Dans les autres industries la consommation passera de 8.000 à 15.000 tonnes grâce à la conversion du fuel au charbon d'une ou plusieurs cimenteries (par. 5.6).

Tableau 1.6: DEMANDE ENERGETIQUE INTERIEURE NETTE -  
PROJECTIONS EN 1995  
(1.000 TEP)

	1983		1995		Taux de Croissance calculé
<u>Energie traditionnelle et Non-commerciale</u>					
Bois de feu (total)	8.520	(86,0%) a/	10.416	(83,9%)	1,7%
Rural	5.133		4.729		- 0,7%
Urbain	3.387		5.687		4,4%
Bois de feu	1.345		2.071		3,7%
Charbon de bois b/	408		723		4,9%
<u>Energie Commerciale</u>					
Electricité	344	(4,3%)	468	(5,3%)	2,6%
Haute tension	224		256		1,1%
Moyenne tension	67		89		2,4%
Basse tension	53		123		7,3%
Produits pétroliers	634	(7,9%)	825	(9,3%)	2,2%
Charbon et coke	141	(1,8%)	121	(1,4%)	-2,7%
Production intérieure	58		87		1,2%
Importations	83		34		-7,2%
Sous-total					
Total c/	8.005		8.917		0,9%

a/ Pourcentage du pouvoir calorifique fourni.

b/ Pouvoir calorifique fourni. Le niveau d'utilisation des ressources est cinq fois plus élevé.

c/ En pouvoir calorifique fourni.

Source: Estimations de la mission.

1.24 La consommation intérieure future sera encore fortement dominée par l'emploi du bois de feu. Toutefois, la consommation énergétique globale tendra à comporter une part plus importante de l'électricité et des produits pétroliers, tandis que celle des combustibles traditionnels (dont les quantités consommées progresseront néanmoins en valeur absolue) diminuera. En fait, le taux de croissance de la consommation énergétique traditionnelle, actuellement d'environ 2,8%, chutera nettement à 1,7%, du fait d'une meilleure gestion de la demande. Le rapport entre la consommation de charbon produit dans le pays et celle de charbon importé doit s'inverser en faveur de la production intérieure, grâce à la substitution de l'électricité au coke importé et du charbon produit dans le pays au fuel. Globalement, le Zaïre devrait s'attendre à une croissance régulière mais modérée de la consommation d'électricité et de produits pétroliers et à une hausse de la consommation énergétique totale, tempérée par la régression de la consommation de coke et de charbon.

## II. LE BOIS DE FEU

### Demande et consommation de bois de feu

2.1 De loin la source d'énergie la plus fortement consommée au Zaïre, le bois de feu fournit de 75 à 90% de la consommation énergétique totale suivant l'origine des données utilisées. Plus de 99% de la demande de bois de feu provient du secteur des ménages: celui-ci a en effet consommé environ 8,5 millions de TEP (équivalent bois) de bois de feu (75%) et de charbon de bois (25% avant conversion) en 1983, soit 93% de l'énergie totale employée par les ménages, surtout en raison de la préférence généralement accordée à ce combustible de cuisson des aliments, pour son caractère extrêmement abordable (par. 6.35-6.40). Les petites industries ont utilisé les 30,6 mille de TEP restantes du bois de feu consommé en 1983 (Tableau 2.1), soit environ 5% de l'énergie consommée dans le secteur industriel.

Tableau 2.1: CONSOMMATION ESTIMÉE DE BOIS DE FEU, 1983  
(1.000 m<sup>3</sup> équivalent bois)

Utilisateur	Type de combustible	Quantité	Equivalent TEP
<u>Ménages</u>			
Ruraux	Bois de feu	19.840	5.105,3
Urbains	Bois de feu	5.224	1.344,3
	Charbon de bois	7.836 <sup>a/</sup>	2.016,4
Sous-total		32.900	8.466,0
<u>Autres utilisations</u>			
Métallurgie	Charbon de bois	100	26,0
Briquetteries	Bois de feu	93	24,0
Blanchisseries	Bois de feu	6	1,4
Fumage des produits alimentaires	Bois de feu	2	0,6
Séchage des produits agricoles	Bois de feu	9	2,4
Sous-total		210	54,4
TOTAL		33.110	8.520,4

<sup>a/</sup> Uniquement pour Kinshasa: 4 millions m<sup>3</sup> = 1,03 million TEP.

Source: Evaluation de la mission, DECNT.

2.2 Un certain nombre de facteurs contribuent à la prédominance du bois de feu en tant que source d'énergie. Dans les zones rurales, il constitue un bien gratuit, ramassé dans le milieu naturel. Dans la plupart des zones urbaines, on l'obtient plus aisément que les autres combustibles domestiques; ainsi 3,5% seulement de la population a accès

par exemple à l'électricité (par. 3.2). L'emploi du charbon de bois ou du bois de feu exige un investissement initial moindre par comparaison à l'électricité, au GPL ou au kérosène (par. 6.38), et il n'est pas soumis aux difficultés d'approvisionnement affectant les produits pétroliers. Généralement limités par les bas salaires et la diminution du pouvoir d'achat, les ménages trouvent les achats de bois de feu plus faciles à gérer; on peut effectivement se rendre compte visuellement de la quantité consommée et donc la restreindre en fonction des contraintes budgétaires. 6/ Enfin, les habitudes et les goûts culinaires conduisent à préférer les aliments cuits au moyen de combustibles ligneux.

#### Consommation des ménages

2.3 Dans les zones rurales, le bois de feu est rarement acheté et pratiquement le seul combustible utilisé. Souvent associés aux défrichements effectués à des fins agricoles, les ramassages de bois fournissent des quantités suffisantes pour la cuisson des deux repas quotidiens; le bois de feu n'est jamais stocké. Les aliments sont cuits dans des foyers ouverts de type "trois pierres" d'un rendement approximatif de 8% avec l'utilisation de récipients en argile. 7/ Dans certaines régions, le feu que l'on laisse brûler après le repas du soir permet de regrouper autour de lui les réunions familiales. La consommation de charbon de bois, utilisé uniquement pour les besoins de repassage, est minime.

2.4 Dans les zones urbaines, charbon de bois et bois de feu sont utilisés conjointement, surtout pour la cuisson des aliments (par. 6.35-6.36). La répartition moyenne de la consommation urbaine entre charbon de bois et bois de feu est d'environ 60/40%. A Kinshasa cependant, la consommation du charbon de bois dépasse nettement la moyenne nationale, ce qui se traduit par une répartition charbon de bois/bois de feu atteignant 85/15%. Par ailleurs, les proportions effectives varient selon la situation géographique du ménage par rapport au centre de la ville: 30% seulement des ménages proches de la périphérie utilisent du charbon, contre 80% dans le centre ville. La quantité consommée par ménage dépend en outre des habitudes culinaires et du niveau de vie: un repas dans la soirée pour les ménages à revenu modeste contre trois repas quotidiens pour les plus aisés, chaque repas exigeant environ 1 kg de charbon de bois. La consommation moyenne de ce combustible par les usagers est de 875 kg par ménage et par an. 8/

---

6/ Un bilan plus détaillé des mesures d'incitation en faveur des substitutions intercombustibles domestiques figure au chapitre 6.

7/ Les rendements de conversion et d'utilisation cités dans le présent chapitre sont calculés sur une base pondérale, sauf indication contraire.

8/ Consommation individuelle des usagers, déterminée par enquête: 87,5 kg par an, à raison de 10 personnes par ménage.

### Demande projetée

2.5 Le Tableau 2.2 présente les évaluations de la demande future de bois de feu au Zaïre, selon les diverses hypothèses de croissance démographique, de substitution par l'électricité et d'amélioration du rendement d'utilisation finale du charbon de bois, dans les zones urbaines. Suivant le scénario de croissance faible, l'effectif de la population s'accroît de 2,9% par an au niveau national et de 6% en milieu urbain. Il existe un modeste programme d'encouragement à l'utilisation de foyers améliorés, visant à obtenir en l'an 2000 une réduction de 30% de la demande de charbon de bois par habitant. Au niveau national, le nombre de ménages raccordés au réseau électrique augmente de 3,75%/an, mais seuls 10% d'entre eux choisissent d'utiliser l'électricité pour la cuisson des aliments. Les hypothèses du scénario de croissance moyenne portent le taux de croissance démographique après 1990 respectivement à 2% et 4,5% au niveau national et dans les zones urbaines. Le taux de substitution par l'électricité passe à 20% et le nombre de ménages reliés au réseau augmente de 5,65%/an. 9/ Par rapport au scénario précédent, le scénario de croissance élevée ne modifie pas les hypothèses de progression démographique. Le nombre de ménages pouvant accéder au réseau passe à 6% et le taux de substitution s'élève à 25% après 1990. Enfin, une promotion intensive des foyers améliorés entraîne une diminution de 30% de la consommation par habitant en 1990.

2.6 Même selon les hypothèses les plus optimistes d'intensification des substitutions et d'amélioration des rendements, figurant au Tableau 2.2, la demande ne devrait pas se stabiliser avant une date assez lointaine au cours du siècle prochain. Le taux d'accroissement annuel va d'un peu moins de 1% dans le cadre du scénario de croissance élevée, à 1,77% dans celui du scénario de faible croissance. Un net ralentissement de la progression des besoins exige toutefois la mise en oeuvre d'un système de gestion de la demande. Or, les hypothèses retenues à cet égard se sont avérées extrêmement optimistes, à la fois dans les scénarios de croissance élevée et moyenne, surtout depuis qu'il a été établi que les taux d'électrification supposés étaient objectivement impossibles à atteindre (Annexe 13). Le scénario de croissance faible devrait donc être considéré comme celui représentant la tendance la plus vraisemblable en matière de demande future de bois de feu.

---

9/ Dans les scénarios de haute et moyenne croissances, l'augmentation en pourcentage du nombre de raccordements au réseau électrique a été obtenue à partir des hypothèses correspondantes en matière de demande d'électricité, la majorité des nouveaux branchements intervenant à Kinshasa. Voir annexes 3 et 9.

Tableau 2.2: PREVISIONS DE LA DEMANDE DE BOIS DE FEU, 1985-2000 <sup>a/</sup>  
(1.000 TEP d'équivalent bois)

	Scénario de croissance faible				Scénario de croissance moyenne				Scénario de croissance élevée			
	1985	1990	2000	Taux de crois-	1985	1990	2000	Taux de crois-	1985	1990	2000	Taux de crois-
				sance				sance				sance
				(%)				(%)				(%)
Demande rurale	4,973	4,941	4,268	-1,05	4,973	4,941	4,262	-1,06	4,973	4,941	4,262	-1,06
Demande urbaine	3,609	4,529	7,146	4,54	3,577	4,487	6,118	3,59	3,407	3,840	5,743	3,20
Charbon de bois <sup>b/</sup>	478	588	890	4,76	470	581	770	3,88	441	458	708	3,36
Bois de feu	1,215	1,587	2,698	4,18	1,225	1,585	2,269	3,13	1,201	1,552	2,205	2,95
TOTAL	8,582	9,470	11,413	1,77	8,550	9,428	10,380	1,21	8,381	8,781	10,005	0,99

a/ Hypothèses détaillées en Annexe 3.

b/ Equivalent charbon de bois. La demande réelle en équivalent bois est égale à 5 fois ce chiffre.

Source: Estimations de la mission.

2.7 La progression régulière de la demande de bois de feu au niveau national s'explique essentiellement par la croissance rapide de la demande urbaine, suite à la migration de la population rurale en direction des villes. Dans tous les scénarios, l'effectif de la population urbaine augmente deux fois plus vite que celui de la population totale. Or, dans l'hypothèse d'une consommation par habitant constante au niveau national, cette progression ne suffirait pas à provoquer les importants accroissements de la demande urbaine, lesquels vont de 3,2 à 4,5% suivant ces projections. Mais, tel n'est pas le cas puisque la quantité de bois consommé par un citadin utilisateur de charbon de bois peut atteindre 2 ou 3 fois celle d'un utilisateur rural et ce, pour obtenir la même quantité d'énergie utile; en effet, la valeur observée du taux de conversion du bois au charbon de bois atteint seulement 10% avec les méthodes traditionnelles. <sup>10/</sup> En outre, le mode de vie relativement moins modeste en zone urbaine se traduit par une augmentation de la

<sup>10/</sup> D'après les observations de la mission sur les méthodes traditionnelles de fabrication de charbon de bois; on suppose par ailleurs, un rendement d'utilisation finale du charbon de bois de 24% avec un pouvoir calorifique de 6.900 kcal/kg, et pour le bois de feu un rendement d'utilisation finale de 15%, avec un pouvoir calorifique de 3.500 kcal/kg.

demande d'énergie par habitant. La conjonction de la plus forte consommation individuelle des villes et de la rapide croissance de la population urbaine a un effet multiplicateur sur la demande urbaine de bois de feu, qui augmente deux fois plus qu'au niveau national.

### Approvisionnement en bois de feu

#### Ressources forestières

2.8 Le Zaïre est le pays d'Afrique doté de la plus vaste superficie boisée, avec un couvert forestier qui s'étend sur 122 millions d'hectares. Les forêts sont classées en trois groupes d'intérêt économique: les forêts du Mayumbé dans le Bas-Zaïre (240.000 ha), les forêts denses des régions montagneuses, et enfin, les forêts claires du pourtour (21 millions d'ha.) et les forêts denses équatoriales de la cuvette centrale (101 millions d'ha.). Seule une petite fraction est exploitée commercialement. Certaines réserves, comme les forêts du Mayumbé, sont à présent fortement appauvries en raison de la demande de bois d'oeuvre industriel et d'énergie tirée du bois. Les forêts périphériques qui couvrent de façon clairsemée tout l'est et le sud-est du pays sont partiellement dégradées par les cultures après débroussaillage et brûlis et par l'exploitation industrielle non contrôlée. Seules les forêts denses équatoriales de feuillus mélangés dans la cuvette centrale restent relativement intactes; toutefois, les défrichements dûs aux opérations d'agriculture itinérante commencent à affecter ses lisières septentrionales et méridionales. Les différents types de forêts et de végétation que l'on trouve au Zaïre figurent à la carte IBRD 18859 à la fin de ce rapport.

2.9 Hormis les évaluations générales datant de 1970, on connaît mal l'étendue et la composition réelles des régions forestières au Zaïre. <sup>11/</sup> Un nouvel inventaire forestier couvrant 8 millions d'hectares dans la cuvette centrale, 1,6 million d'hectares dans le Haut-Zaïre, et 532.000 hectares dans le Bas-Zaïre a été entrepris en 1974 par une équipe de forestiers zaïro-canadienne, dans le cadre du Service permanent d'inventaire et aménagement forestier (SPIAF). Du fait de la limitation des moyens financiers et humains disponibles, cette tâche vient seulement d'être terminée. Les résultats doivent être reportés sur une carte très détaillée des forêts nationales zaïroises. Un inventaire complémentaire des forêts périphériques du sud et de l'est sera nécessaire pour compléter la carte.

---

<sup>11/</sup> Hormis les zones où des concessions d'exploitation commerciale ont été accordées. Celles-ci ne représentent qu'une fraction de 1% du couvert forestier exploitable de la seule cuvette centrale.

2.10 Potentiel énergétique. Le Tableau 2.3 récapitule les évaluations globales du potentiel énergétique théorique de la forêt classée, d'après les évaluations de 1970. En principe, la fraction exploitable annuellement et de façon continue des 8,3 milliards de TEP de ressources potentielles totales ne dépasse pas 2%. D'autres obstacles d'ordre pratique limitent encore ce chiffre, car seul 60% de la forêt dense dans la cuvette centrale est facilement accessible à l'exploitation en raison des inondations saisonnières et durables. La production énergétique réelle des forêts du Zaïre inférieure au potentiel énergétique annuel net calculé au Tableau 2.3, on ignore l'importance exacte du couvert forestier physiquement et/ou économiquement accessible en vue d'une exploitation commerciale ou à des fins énergétiques. Très souvent, les réserves forestières constituant des sources possibles d'approvisionnement en bois de feu sont très éloignées des centres de demande de ce combustible (par. 2.19) et leur production ne peut donc être transportée de manière économique pour répondre à la demande. Il est recommandé de réaliser en supplément de l'inventaire général de SPIAF un inventaire très détaillé des forêts classées proches des centres de la demande. Ces inventaires devront être plus spécialisés que ceux en cours; ils devraient en effet non seulement déterminer l'étendue, la variété et la qualité de la base de ressources dans ces régions, mais également déterminer sa disponibilité suivant différents scénarios en matière de (a) tarification du bois de feu et répartition de la consommation dans les centres de demande; (b) coûts de transport et (c) coûts des stratégies de remplacement envisageables pour la production et l'exploitation (en particulier par des petits par opposition à la production industrielle à grande échelle).

#### Système d'approvisionnement en bois de feu commercial

2.11 Il n'existe pas d'approvisionnement organisé des zones urbaines en bois de feu commercial et le système en place ne fait pas l'objet de restrictions ou de contrôles formels de la part des pouvoirs centraux. Le Bureau Economique affiche sur le marché des prix indicatifs destinés à freiner la spéculation. Hormis cela, les autorités n'ont pas tenté d'interférer avec les mécanismes du marché, de manière à influencer la nature de l'offre. Toutefois, elles s'efforcent effectivement de quantifier le volume et la valeur des échanges commerciaux de bois de feu dans la capitale, à chaque extrémité du circuit d'approvisionnement. Des inspecteurs du Département de l'environnement, de la conservation de la nature et du tourisme (DECNT) sont postés le long des trois principales routes vers Kinshasa (Matadi, Luzumu et Maluku) afin de signaler chaque mois les tonnages de combustibles ligneux ainsi acheminés. La fiabilité des rapports produits par le DECNT, habituellement incomplets et contradictoires est très douteuse étant donné que les inspecteurs sont à leur poste entre 7.30 et 15 heures, alors que les routes sont surtout fréquentées entre 15 et 19 heures. Par ailleurs, des documents datant de 1978 font état d'agents de la Division des affaires urbaines du DECNT, qui contrôlent les autorisations délivrées aux grossistes et aux détaillants et sont chargés d'évaluer leurs recettes. Toutefois, il ne semble guère y avoir eu récemment d'activités de ce type.



Tableau 2.3: POTENTIEL ENERGETIQUE THEORIQUE DES FORETS CLASSEES AU ZAIRE

Source	Superficie totale (ha)	Densité (m <sup>3</sup> /ha)	Potentiel énergétique brut <u>a/</u> (millions de TEP)	Prélèvement annuel maximum <u>b/</u> (tonne/ha/an)	Potentiel énergétique annuel net <u>c/</u> (millions de TEP)
Cuvette centrale	101.000.000	300	7.800,0	4,0	83,2 <u>e/</u>
Forêts du Mayumbé	240.000	135 <u>d/</u>	8,2	2,5	0,2
Forêt périphérique	21.000.000	100	540,4	1,5	10,8
TOTAL	122.240.000		8348,6		94,2

a/ 1 m<sup>3</sup> = 0,75 tonnes, teneur hydrométrique 25%; 1 tonne = 3,5 x 10<sup>6</sup> kcal = 0,3431 TEP.

b/ En supposant un taux moyen de régénération de 5 m<sup>3</sup>/ha/an.

c/ Equivalent TEP de la production annuelle de bois susceptible d'être obtenue avec un rendement soutenu.

d/ Evaluations de la mission; Systèmes AMI, 1983.

e/ En supposant 60% seulement des réserves totales de la Cuvette centrale accessibles à des fins d'exploitation.

Source: Systèmes A.M.I.; estimations de la mission.

2.12 La description suivante du système d'approvisionnement en bois de feu commercial pour la ville de Kinshasa s'applique dans une certaine mesure au système en place au niveau national. Fortement décentralisé et concurrentiel, il tend à être extrêmement mouvant. Toutefois, les nombreux producteurs, transporteurs, grossistes et détaillants qui travaillent sans définir entre eux de liens officiels ou permanents réussissent à approvisionner régulièrement la capitale.

2.13 Production. La production de bois de feu s'opère normalement le long des axes formés par les principales routes qui conduisent à la capitale. Alors qu'autrefois ils oeuvraient le plus souvent en liaison avec les opérations d'agriculture itinérante, les "spécialistes" de la carbonisation à petite échelle travaillent aujourd'hui dans les régions à faible densité de population, parfois en achetant les droits de coupe aux habitants. La production de charbon de bois utilise des meules traditionnelles couvertes de terre, d'un rendement pondéral de 10%; le rendement énergétique observé varie de 12% à 20%. De temps à autre, un producteur reçoit d'un grossiste de la ville une commande d'avance pour une certaine quantité. Plus fréquemment toutefois, la répartition de la production de bois de feu entre charbon de bois et combustible-bois se fait en fonction notamment du type de bois (le bois de feuillus est choisi pour la carbonisation), de la disponibilité de sacs pour conditionner le charbon de bois, et des besoins d'argent du producteur. Ce bois de feu est empaqueté et vendu au volume -- fagots de bois et sacs de charbon de bois -- tout au long des routes qui conduisent à la ville.

2.14 Transport. Ces producteurs vendent le bois de feu empaqueté aux véhicules de passage, ordinairement des camions transportant d'autres marchandises et/ou des passagers; les chauffeurs arrêtent leur véhicule devant les étals des producteurs au bord de la route et complètent ainsi leur chargement en faisant l'acquisition de plusieurs sacs de charbon de bois ou de quelques fagots. Dans certaines cas, ces camions assurent "régulièrement" le transport d'une part de la marchandise des producteurs; rarement cependant un seul transporteur fournit un service complet et exclusif à un producteur unique. Dans les quelques cas où un grossiste a passé une commande d'avance, il assure également le transport, habituellement en louant un camion pour la journée. Quant au producteur, il se charge rarement du transport du bois de feu et utilise alors un camion loué.

2.15 Distribution et commercialisation. Les grossistes achètent le bois de feu empaqueté aux transporteurs ou directement aux producteurs (par. 2.13) et ils les vendent aux détaillants qui réempaquent le combustible en mini-fagots (1 à 3 kg de bois) et en petits tas (0,5 à 1,5 kg de charbon de bois) pour faciliter les achats quotidiens du consommateur. On trouve habituellement de nombreux grossistes et détaillants dans tous les marchés de quartier; les grossistes combinent fréquemment les activités de vente en gros et au détail. Un grossiste vend rarement plus de 500 sacs de charbon de bois par mois, la norme étant plus proche de 150 sacs pour ceux dont les activités sont très lucratives. Les détaillants peuvent espérer vendre entre 1 et 2 sacs par jour.

#### Pénuries potentielles d'approvisionnement dans les zones rurales

2.16 Le couvert forestier naturel assure actuellement un approvisionnement suffisant en bois de feu dans les zones rurales. Ce combustible étant facile à ramasser dans les champs et les bois situés à proximité, il ne correspond à aucun coût d'option. On ne s'attend pas à ce que la demande de bois de feu par elle-même modifie nettement les ressources potentielles à court terme, essentiellement pour deux raisons: la population est très dispersée et l'habitude de ne jamais se fournir en combustible en coupant du bois vert est profondément ancrée dans la culture rurale.

2.17 La culture après débroussaillage et brûlis, couramment pratiquée par les fermiers itinérants qui composent la population rurale, risque toutefois d'affecter indirectement la disponibilité des ressources de bois de feu à moyen et long termes. Les brûlis répétés pour défricher les terres avant de les ensemercer provoquent la disparition progressive du couvert végétal naturel, détruisent les couches supérieures de sol fertile et diminuent ainsi la production agricole. Les lisières de la forêt reculent progressivement du fait des défrichements réalisés par les fermiers à la recherche de terre arable. En dernier lieu, la quantité de bois utilisable comme combustible se trouvant réduite, les coûts d'options liés au ramassage du bois de feu commencent à augmenter.

2.18 Les répercussions potentielles des cultures après débroussaillage et brûlis font clairement apparaître la nécessité d'établir un lien direct entre politiques agricole, forestière et énergétique dans les régions rurales. Dans cette perspective, il est recommandé d'intégrer aux systèmes traditionnels d'utilisation des terres les objectifs de la gestion forestière et de la politique suivie en matière d'énergie extraite du bois, de façon à tenir compte des différences régionales. Il faut donc définir au niveau régional des mécanismes permettant d'incorporer aux pratiques culturelles locales la composante énergétique d'utilisation des terres. Il faut en particulier décourager le recours aux brûlis pour le défrichage et définir en outre des mesures d'incitation afin d'encourager les efforts de reboisement à petite échelle, parallèlement aux dispositions adoptées en faveur des petites exploitations agricoles. Des stratégies efficaces de ce type pourraient en effet contribuer largement à limiter les risques de déboisement futur et de pénuries de bois de feu.

#### Examen régional du déboisement

2.19 Bien que le Zaïre soit doté d'importantes ressources forestières, permettant en principe de répondre à une demande de bois de feu dix fois plus élevée (par. 2.10), de nombreuses régions du pays connaissent de graves pénuries. Cette contradiction apparente s'explique si l'on considère la spécificité de l'approvisionnement en bois de feu suivant le lieu en question. Ainsi, des pénuries peuvent apparaître dans les régions où la forte concentration de la demande provoque une diminution des ressources dont la rapidité dépasse celle de leur régénération naturelle. Une pression soutenue de ce type, aujourd'hui très fréquente en raison de la migration de la population vers les régions plus densément peuplées, entraîne une destruction progressive du couvert forestier. Ce phénomène est responsable d'une grave dégradation dans les régions à forte densité de peuplement, à l'ouest de Kinshasa et vers Kananga (où vit 42% de la population) ainsi qu'à la périphérie des principales villes au sud et à l'est. La régénération du couvert forestier dans ces régions ne peut plus être assurée.

2.20 Kinshasa, ville la plus importante et la plus moderne du Zaïre, se caractérise également par la plus forte concentration de demande de bois de feu, du fait de sa consommation relativement élevée de charbon de bois. Les forêts proches de la capitale ont complètement disparu et la terre dénudée est lixiviée et sablonneuse; la bande de végétation située à moins de 25 km des limites de la ville est gravement dégradée. L'approvisionnement en charbon de bois et en bois de feu doit se faire à plus de 50 à 100 km des confins de la ville, bien qu'habituellement le

transport de ce type de combustible au-delà de 70 km, ne soit pas économiquement justifié. <sup>12/</sup> Ces distances sont relativement petites par comparaison à d'autres pays africains, où la gravité du déboisement exige le transport du bois de feu sur des distances atteignant 300 km. Elles indiquent néanmoins une sérieuse tendance à la destruction de la forêt: faute de mesure adéquate pour ralentir la croissance de la demande et contrôler l'exploitation de la végétation naturelle restante, la zone détruite continuera à s'étendre rapidement.

2.21 Au Shaba, en Equateur et à Bandundu, la présence concentrée d'un certain nombre d'industries consommatrices de bois a pour effet d'accélérer le déboisement (par. 6.30). Bien que l'exploitation du bois soit contrôlée par l'octroi de permis de coupe, les nouveaux peuplements ne sont pas surveillés une fois la concession exploitée et sont finalement abattus par les producteurs de charbon de bois et les fermiers itinérants. Les concessions pour lesquelles des permis sont actuellement disponibles sont éloignées et situées fréquemment à la lisière des réserves inexploitées jusqu'ici. En conclusion, les incidences nuisibles de la demande d'énergie provenant du bois et des méthodes de culture itinérante touchent une zone de plus en plus vaste.

2.22 Les conséquences du déboisement ne sont en fait apparues que récemment. L'augmentation des distances de transport contribue à élever les prix du charbon de bois absorbant ainsi une part toujours plus importante du budget des ménages (Tableau 6.9) et entravant la croissance de certaines petites industries consommatrices de bois. L'industrie des fumeries de poissons à Kivu constitue un cas d'espèce: son activité a fortement chuté au cours de la dernière décennie, surtout en raison des pénuries de bois dans la région. Les incidences sur le milieu comprennent également l'érosion et la désertification des terres immédiatement voisines des limites de la ville.

2.23 Dans la plupart des régions, les seuls remèdes aux difficultés d'approvisionnement dues au déboisement à moyen et long termes, proviendront du reboisement et de l'amélioration des rendements de conversion du bois de feu comme des rendements d'utilisation finale (à court terme), car il n'existe aucune autre source de bois aisément

---

<sup>12/</sup> Il faut noter que la distance de transport du bois de feu constitue la seule mesure actuellement disponible du déboisement forestier, car aucune information ne permet de comparer les changements d'étendue du couvert forestier survenus au cours des deux dernières décennies.

disponible. <sup>13/</sup> Il est recommandé au gouvernement d'assurer un soutien financier et technique approprié afin d'élaborer et de mettre en oeuvre au plus tôt les stratégies suivantes.

- (a) Des services de gestion forestière devraient être instités au niveau régional. Chaque bureau mis en place à cet effet devrait coordonner la gestion forestière de la région, en particulier en liaison avec le contrôle des projets de reboisement; il devrait également superviser la création de pépinières permettant l'obtention sur place de jeunes plants destinés à la replantation. Avec la contribution de la communauté locale, les bureaux régionaux devraient en outre déterminer le besoin d'autres types d'assistance technique.
- (b) Des opérations de reboisement à petite et moyenne échelles (moins de 1.000 ha) devraient être entreprises pour créer de petits peuplements forestiers destinés à la production de combustible dans les zones à forte densité de population du sud et de l'est, menacées par des pénuries de bois de feu imminentes; de telles opérations devraient être contrôlées par le Service national de reboisement (SNR). Le reboisement devrait être sous-traité par des individus ou des organisations, si possible en liaison avec le système local d'utilisation des terres (par. 2.18). L'exploitation des bosquets devrait être confiée à des petits producteurs de charbon de bois qui, en échange d'un approvisionnement garanti en bois, devraient utiliser des fours à charbon de bois d'un bon rendement énergétique sous le contrôle du Centre d'adaptation des techniques de l'énergie bois (CATEB).
- (c) Le CATEB devrait encourager l'utilisation de fours améliorés de petite capacité pour la production de charbon de bois des parcelles de coupe ou dans la savanne. L'adjonction aux fours de composants métalliques, comme dans le cas du four Casamance actuellement employé au Sénégal, assure un meilleur rendement de transformation, moyennant un coût minimal pour le producteur de charbon de bois. De tels fours sont faciles à construire et à transporter. Les droits de coupe, à présent limités à 150 Z pour une parcelle de 6.000 m<sup>2</sup> (par. 6.6), devraient être augmentés à l'occasion de cette campagne promotionnelle afin d'encourager les producteurs à employer des méthodes de carbonisation plus efficaces.

---

<sup>13/</sup> Kinshasa constitue l'exception car d'autres sources d'approvisionnement sont économiquement accessibles. Les options d'approvisionnement pour Kinshasa sont étudiées plus en détail à paragraphes 2.33-2.46.

- (d) Les pouvoirs publics devraient soutenir le financement de la création et de la promotion par SPIAF et CATEB de fours en brique fixes d'un rendement de transformation énergétique de 20% pour les déchets de carbonisation des scieries, des industries de transformation du bois et des établissements agro-industriels. Deux de ces fours sont déjà installés dans des scieries au Zaïre (Socobelam et Gerald Lucien) et obtiennent des résultats prometteurs. Chaque installation potentielle exige la détermination des points suivant quantité de déchets inutilisés disponible pour la carbonisation, faisabilité économique de la production et du transport du charbon de bois depuis chaque site jusqu'aux zones de demande; usages concurrents de l'excédent de déchets à la centrale; dispositions administratives concernant l'exploitation des fours; accords d'achat des excédents (si l'installation exploitante ne souhaite pas se charger elle-même du fonctionnement du four); dispositions financières pour l'acquisition des fours (achat ou crédit bail).
- (e) Un programme devrait être entrepris afin de diffuser les foyers améliorés à charbon de bois et d'accroître ainsi les rendements domestiques d'utilisation finale. Un programme pilote concernant les foyers améliorés est présenté au par. 6.45.
- (f) Le gouvernement devrait étudier la faisabilité économique et technique de la conversion des industries consommatrices de bois du Shaba, à l'électricité ou au charbon. Les abondantes réserves charbonnières inutilisées du gisement de Luena, actuellement exploité par Gécamines (par. 5.3), pourraient servir à approvisionner certaines industries clés, notamment: Amato (huile de palme, textiles), Sabuni (savon d'huile de palme, glycérine), Solbena (textiles) et Brasimba (brasserie), toutes situées à Lumbumbashi. Sinon, l'électricité du réseau d'Inga-Shaba ou des centrales remises en état du Shaba pourrait assurer un approvisionnement d'énergie plus souple et offrant un meilleur rapport efficacité-coût. Le gouvernement devrait par ailleurs examiner les avantages comparés du reboisement et du contrôle exercé sur l'exploitation future des concessions accordées aux industries pour l'utilisation du combustible bois. Le reboisement et l'exploitation ultérieure de ces concessions pourraient s'effectuer en intégrant certains éléments des projets de reboisement suggérés ci-dessus.
- (g) Il faut étudier les mécanismes régissant la consommation et la distribution locales dans les zones critiques. La meilleure façon d'entreprendre cette tâche consiste à le faire dans le cadre de l'Enquête sur l'énergie domestique qui pourrait être organisée avec l'aide de la Banque mondiale. La Société nationale d'électricité (SNEL) devra, pour le compte du Département des mines et de l'énergie, superviser cette étude, laquelle comprendra (i) une analyse économique et financière

comparée des options actuelles et envisageables en matière de combustible de cuisson et de gestion de la demande; (ii) le recueil de données essentiellement qualitatives sur les caractéristiques de l'offre et de la consommation de combustible, les appareils utilisés, et enfin les attitudes et les opinions des femmes à l'intérieur des ménages, données appelées à étayer l'élaboration de conceptions détaillées, de systèmes de commercialisation des appareils, ainsi que des orientations et des projets à mettre en oeuvre; (iii) le recueil de données quantitatives sur la consommation de combustible, notamment sur l'incidence du phénomène de substitution inter-combustibles au sein de chaque foyer et (iv) la consignation d'observations concernant les pratiques et les préférences culinaires, et l'impact possible de nouveaux appareils dont l'introduction est envisagée. La connaissance de ces différents facteurs apportera une contribution précieuse lors de la définition de stratégies visant à promouvoir une utilisation plus efficace des combustibles-bois au niveau des ménages, grâce à la gestion de la demande et à la substitution intercombustibles.

#### Gestion de la demande de bois de feu à Kinshasa

2.24 La gestion de la demande de bois de feu à Kinshasa repose sur deux options principales: la substitution par l'électricité et l'amélioration des rendements d'utilisation finale. Aucune d'elles ne suffit à elle seule à entraîner une diminution de la demande de charbon de bois, mais chacune contribue à freiner la croissance de la demande.

2.25 Substitution par l'électricité. Selon les évaluations de la consommation actuelle, plus de 90% des ménages urbains utilisent encore le charbon de bois comme principal combustible de cuisson des aliments. Les programmes de substitution de l'électricité au bois de feu devraient théoriquement inclure non seulement les projets visant à multiplier le nombre d'usagers raccordés au réseau, mais également ceux visant à accroître la consommation d'électricité des usagers déjà raccordés (environ 18% de la population à Kinshasa). <sup>14/</sup> Les mesures d'incitation visant à développer la cuisson des aliments à l'électricité dans les ménages déjà reliés au réseau sont incontestablement susceptibles d'avoir un très grand impact immédiat sur la demande de charbon de bois; si la totalité de ces ménages décidait immédiatement de remplacer le charbon de bois par l'électricité, la consommation de charbon de bois se trouverait

---

<sup>14/</sup> Au Zaïre le seul programme de substitution jusque là conçu par le gouvernement est le projet d'électrification accélérée de Kinshasa. Les para. 3.23-3.27 présentent quelques remarques concernant sa faisabilité économique et financière jusqu'à présent incertaine.

alors réduite de 30.000 TEP/an (583.000 m d'équivalent bois). Tout programme encourageant la substitution par la cuisson électrique des aliments se heurterait inévitablement à la forte préférence culturelle dont bénéficiait la cuisson au bois de feu et devrait lever l'obstacle financier constitué par les frais d'équipement initiaux. Jusqu'ici les mesures d'incitation financière, comme la fourniture gratuite d'appareils et la pratique de bas tarifs n'ont pas été efficaces à court terme.

Tableau 2.4: INCIDENCE THEORIQUE DE LA GESTION DE LA DEMANDE SUR LA DEMANDE DE CHARBON DE BOIS A KINSHASA <sup>a/</sup>  
(1.000 TEP)

	Données	Projections				Taux de croissance	Réduction annuelle de la consommation b/
	réelles 1983	1985	1990	1995	2000		
Croissance historique c/	206,0	228,4	264,4	297,8	335,7	2,91%	-
Electrification accélérée avec 100% de substitution d/	206,0	196,9	217,9	229,3	234,7	0,77%	31,5-101,0
Programme de foyers améliorés e/	206,0	206,3	185,0	208,5	235,0	0,78%	22,1-100,7
Diffusion de foyers améliorés et promotion conjointe de la substitution f/	206,0	221,1	236,2	239,6	247,6	1,09%	7,3-88,1

a/ Croissance de la population de 7,5% jusqu'en 1990, 6% de 1990 à 2000.

b/ Par comparaison aux tendances antérieures de croissance.

c/ Poursuite des tendances actuelles: 90% de ceux qui ont accès à l'électricité utilisent du charbon de bois pour la cuisson. Le nombre de raccords à l'électricité augmente d'environ 3% par an.

d/ 166 000 nouveaux branchements à Kinshasa en l'an 2000. Aucune amélioration de l'utilisation finale du charbon de bois.

e/ Promotion intensive des foyers à charbon de bois avec rendement accru de 30% de la consommation de combustible. Marché saturé en 1990. Maintien du taux actuel de substitution par l'électricité (inférieur à 10%).

f/ Fondé sur les prévisions du scénario de croissance faible en ce qui concerne la demande de bois de feu à Kinshasa. Voir Annexe 3 et par. 2.31.

Source: Estimations de la mission.

2.26 On suppose fréquemment que les plans visant à accélérer l'électrification de Kinshasa devraient contribuer largement à réduire la consommation de charbon de bois. Or, il en serait ainsi uniquement dans la situation improbable où tous les ménages raccordés au réseau pourraient être incités à substituer intégralement l'électricité au charbon de bois. Même dans cette hypothèse, la croissance démographique de Kinshasa entraînera inévitablement une augmentation de la demande de charbon de bois, en dépit du processus de substitution. En effet, le projet d'électrification envisagé par le gouvernement (par. 3.21-3.28) prévoit le raccordement au réseau d'environ 100 000 personnes par



an. 15/ Or, pendant la même période, la population croîtra en moyenne de 140.000/an. 16/ Le nombre de personnes sans possibilité d'accès au réseau augmentera quel que soit le succès du projet d'électrification, intensifiant ainsi la demande de bois de feu. Même avec 100% de substitution dans chaque ménage nouvellement raccordé, la demande de bois de feu augmenterait encore d'au moins 0,77% par an (Tableau 2.4).

2.27 Suivant ces hypothèses, la croissance de la demande se trouve notablement réduite. On peut néanmoins obtenir un résultat analogue, moyennant des investissements nettement moins importants de promotion des foyers améliorés. En outre, l'incidence réelle d'un programme d'électrification serait beaucoup moins forte à court terme étant donné les obstacles techniques, financiers et culturels qui s'opposent actuellement au processus de substitution. L'électrification intensive de Kinshasa ne peut se justifier en limitant son objectif à la diminution de la demande de charbon de bois; de fait, elle ne constitue pas l'option la plus économique et la plus efficace à court et à moyen termes.

2.28 Accroissement du rendement d'utilisation finale. Une meilleure conception peut augmenter le rendement du foyer traditionnel à bois de 30% à 50% et celui du foyer traditionnel à charbon de bois de 25% à 40%. Les améliorations de rendement sont relativement simples à obtenir: ainsi, les artisans métallurgistes qui fabriquent actuellement les foyers traditionnels peuvent s'acquitter de cette tâche sans difficulté. Un programme judicieusement conçu de diffusion des foyers améliorés aurait un impact notable sur la demande de charbon de bois à Kinshasa, puisqu'elle serait réduite de 2600 TEP pour chacun des 10 000 ménages utilisateurs de foyers de ce type, en supposant un rendement amélioré de 30% en moyenne. La réussite de tels programmes exige cependant que la conception des foyers et les techniques de mises en marché tiennent compte des préférences du consommateur et des pratiques culinaires (par. 2.32 et 6.44).

2.29 Incidence conjointe. L'adoption conjointe de ces deux mesures de gestion de la demande permet de ralentir encore davantage la croissance de la demande de charbon de bois et vraisemblablement d'obtenir une diminution en l'an 2000. Il faudrait à cet effet réunir les quatre conditions suivantes:

- (a) un taux de substitution d'au moins 50% de 1985 à 1990; puis de 55% de 1990 à 2000;

---

15/ Selon les informations disponibles les ménages types comprennent au moins 10 personnes.

16/ En supposant que le taux de croissance actuel de 7,5% tombe à 6% dans les années 1990-2000.

- (b) 229.000 nouveaux branchements basse tension à Kinshasa entre 1985 et 1990;
- (c) la saturation complète du marché en matière de foyers à charbon de bois améliorés en 1990; et
- (d) un taux de croissance démographique limité à 4,5% entre 1990 et 2000.

2.30 Aucune des quatre conditions précédentes ne peut cependant être vérifiée ou réalisée au cours de la période de temps mentionnée. Selon toute vraisemblance, le pourcentage des ménages ayant accès au réseau et continuant à employer le charbon de bois comme principal combustible de cuisson des aliments, ne diminuera pas dans les proportions nécessaires à la réalisation de la première condition. En outre, il serait techniquement ou financièrement impossible d'effectuer 229.000 nouveaux raccordements d'ici l'an 2000. La saturation du marché par des foyers améliorés à charbon de bois est également techniquement inconcevable à court terme, bien qu'elle soit réalisable avec un délai de mise en oeuvre plus important disons de 15 à 20 ans. Enfin, la valeur finale du taux de croissance de la demande dépendra du futur taux de croissance démographique, lequel demeure très incertain.

2.31 L'incidence conjointe de la substitution et de l'amélioration du rendement d'utilisation finale a été évaluée suivant les hypothèses du scénario de faible croissance (Annexe 3). Le taux de substitution retenu par ce scénario c'est-à-dire le pourcentage de ménages ayant accès au réseau et substituant intégralement l'électricité au charbon de bois, passe de 10% à la fin des années 1980 à 20% après 1990. Ces pourcentages s'appliquent aux anciens raccordements comme aux nouveaux, ces derniers augmentant en moyenne de 8.400 par an. <sup>17/</sup> Les foyers améliorés à charbon de bois sont progressivement introduits sur le marché, la saturation de ce dernier en l'an 2000 constituant l'objectif poursuivi. Il en résulte un taux de croissance implicite de 1,09% de la demande de charbon de bois, nettement inférieur au 2,91% prévu en l'absence de toute mesure de gestion de la demande. La diminution annuelle de la consommation passe de 7,3 à 88,1 milliers de TEP (Tableau 2.4).

2.32 Il est recommandé que le gouvernement intensifie ses efforts à promouvoir et à distribuer de foyers à charbon de bois. Il conviendrait de tester sur le terrain différents modèles, puis de les modifier pour assurer leur conformité aux pratiques locales en matière de cuisson des aliments et pour faciliter la mise au point de techniques de fabrication locale. L'élaboration de techniques de commercialisation appropriées exigera des essais de diffusion des foyers modifiés (par. 6.45). Entre temps, l'enquête sur la consommation énergétique des ménages (par. 2.23)

---

<sup>17/</sup> D'après les projections de demande d'électricité figurant dans le scénario de croissance forte, indiquées aux Annexes 3 et 13.

entreprise par le gouvernement, permettra de définir des stratégies visant à accroître la substitution inter-combustibles. L'efficacité des stimulants économiques et des techniques de commercialisation incitant à la substitution devrait se trouver améliorée à la faveur de la connaissance approfondie des attitudes, des préjugés et des méthodes de cuisson des aliments, recueillie au terme de l'enquête effectuée.

### Sources potentielles de l'approvisionnement en charbon de bois de Kinshasa

2.33 Même en présence d'une gestion satisfaisante de la demande, il faudra trouver d'autres sources d'approvisionnement pour la production de charbon de bois si l'on veut faire face à la croissance prévue de la demande et atténuer la dégradation du couvert forestier naturel. L'agglomération de Kinshasa dispose à cet effet de trois principales sources d'approvisionnement, toutes virtuellement compétitives par rapport à l'actuel système informel de ravitaillement en charbon de bois: les résidus excédentaires de sciage fournis par la scierie Siforza, la production de la plantation de bois de feu située sur le Plateau des Batéké et les ressources forestières de la cuvette centrale.

#### Résidus excédentaires de sciage

2.34 Siforzal, la plus grande scierie du pays, se situe à Maluku, à 80 km de Kinshasa en amont, le long du fleuve Zaïre. Chaque mois, la scierie traite environ 12.000 m<sup>3</sup> de bois transportés par voie fluviale depuis ses concessions de la cuvette centrale et produit 6.600 m<sup>3</sup> de déchets; Utexco, usine textile située près de Kinshasa, en utilise la moitié pour produire de la vapeur industrielle; le reste est détruit sur place. La récupération des 3.300 m<sup>3</sup> inutilisés produirait jusqu'à 6.000 tonnes de charbon de bois chaque année, en supposant un rendement de carbonisation égal ou supérieur à 20% ; ce chiffre doublerait et atteindrait 12.000 tonnes, soit près de 4% de la consommation actuelle de charbon de bois à Kinshasa, si l'on ajoute les résidus employés par Utexco.

2.35 La carbonisation des résidus de sciage peut s'avérer plus efficace et plus économique dans une grande installation industrielle centralisée, équipée par exemple d'un four Missouri. La production de charbon de bois par des coopératives de petits producteurs de l'actuel système informel d'approvisionnement devrait également être envisagée, moyennant l'utilisation des fours fixes à haut rendement. Il serait toutefois difficile d'inciter les petits producteurs à apporter leur participation. Jusqu'à présent, ils n'ont pas utilisé régulièrement cette source de bois, malgré sa disponibilité facile et les avantages en matière de transport que comporte sa localisation. Grâce à l'emplacement et au meilleur rendement des fours utilisés dans cette hypothèse, le charbon de bois produit avec des résidus de sciage de Siforzal sera vraisemblablement livré à Kinshasa à des prix compétitifs par rapport aux

prix de gros actuels. Des études consacrées au choix d'une organisation appropriée de la production et du transport devraient permettre d'obtenir des estimations chiffrées des coûts correspondants.

2.36 Un projet de carbonisation de ce type peut présenter un intérêt encore accru si l'on augmente la production annuelle grâce à la récupération de tout ou partie des résidus consommés par Utexco. Cette entreprise constitue un candidat de premier plan pour la conversion à la l'électricité, dans le cadre du programme de conversion industrielle de la SNEL (par. 3.28). Située à Kinshasa et bénéficiant par conséquent d'un approvisionnement largement suffisant en électricité, l'usine Utexco devra prochainement remplacer ses chaudières à bois non rentables car trop anciennes; toutefois, une analyse complémentaire s'impose afin (a) de déterminer si la conversion est effectivement l'option énergétique la moins coûteuse dans ce cas particulier, puisqu'elle implique seulement les coûts de transport des déchets fournis par Siforzal et (b) de vérifier que même si Utexco choisit de continuer à employer une énergie tirée du bois, le rendement accru des nouvelles chaudières permettrait de réduire sa consommation de résidus de sciage, en libérant ainsi une certaine quantité pour la production de charbon de bois.

2.37 On suggère de réaliser une étude complète de pré-faisabilité concernant l'utilisation des résidus de Siforzal, de façon à:

- (a) établir la faisabilité technique et économique de la conversion à l'électricité des chaudières à bois d'Utexco,
- (b) entreprendre une analyse économique (i) des coûts d'investissement et des frais d'exploitation des fours industriels de grande capacité; (ii) des coûts de séchage, de préparation, de manutention et de stockage des résidus de sciage et (iii) des coûts de transport du charbon de bois jusqu'à Kinshasa;
- (c) déterminer les producteurs potentiels et définir les dispositions contractuelles requises pour organiser (i) l'achat des résidus; (ii) la carbonisation, y compris la possibilité d'octroi de concessions de production aux coopératives de petits producteurs; et (iii) le transport.

#### Le Plateau des Batéké

2.38 Le gouvernement étudie un plan visant à approvisionner Kinshasa en charbon de bois, à partir d'une plantation de bois de feu de 90 000 ha située sur le Plateau des Batéké, à 150 km de la capitale. Le projet a été évalué en mai 1984 par une équipe de consultants de ULG Consultants, Ltd (Grande Bretagne), qui en a examiné la faisabilité technique et économique. Selon le rapport de l'ULG, la plantation serait constituée d'acacias auriculiformis plantés en unités de 6.000 ha., pendant une période de 6 ans. Les unités se subdivisent en blocs de 1.000 ha. d'une capacité de production de 40.000 tonnes de bois sec, la sixième année après plantation. Le bois est carbonisé dans des pyrogénéateurs

industriels avec un rendement de 40%. La production totale de charbon de bois plafonnerait à 240 000 tonnes/an dans les années 17 à 24 du projet (Tableau 2.5).

2.39 Selon l'ULG, les coûts totaux d'investissement du projet de plantation de Batéké s'élèveraient à 1,4 milliards de Z (35 millions de dollars Etats-Unis) en prix constants 1984. Le coût moyen du reboisement est d'environ 10.000 Z (250 \$EU) par ha. Compte tenu de ces chiffres, l'ULG a évalué comme suit les coûts du charbon de bois livré à Kinshasa (Annexe 4):

	<u>Coût par tonne</u>	<u>Equivalent \$EU</u>
Coût de bois sec préparé pour la carbonisation	698 Z	17,25
Coût du charbon de bois au départ du four	2621 Z	65,53
Frais de transport	1150 Z	38,75
Coût total livré en vrac à Kinshasa	<u>4121 Z</u>	<u>103,03</u>
Coût par sac de 35 kg	150 Z	3,75

Il devrait s'avérer nécessaire de mettre à jour ces estimations à la suite d'un examen plus approfondi des volets comprenant la conception actuelle du projet (par. 2.40-2.41).

2.40 Deux aspects du projet défini par ULG restent cependant à préciser. En premier lieu, aucune disposition n'est prévue afin d'assurer un transport fiable de toute la production vers Kinshasa. L'ULG propose d'utiliser une petite flotte de 5 camions de 8 tonnes, livrant chacun 25 tonnes au maximum par jour, tout en faisant observer que le nombre de véhicules nécessaires pour livrer la totalité de la production de Batéké exigerait la création d'une coûteuse unité de transport spécialisée. Le recours à des transporteurs privés serait souhaitable, mais comporterait obligatoirement la conclusion de contrats avec un certain nombre d'individus et/ou d'entreprises, et éventuellement la fourniture de crédit, afin d'assurer la fréquence et la régularité de l'enlèvement du charbon de bois depuis le point de production. En second lieu, il faudrait prévoir des installations de stockage plus vastes aussi bien sur le lieu de production qu'à Kinshasa. Le volume de bois transporté de Batéké à Kinshasa ne sera vraisemblablement pas proportionnel au tonnage produit chaque jour compte tenu de la difficulté que présente la coordination des livraisons d'un grand nombre de transporteurs. Les installations de stockage aux deux emplacements devraient pouvoir stocker au moins un mois de production, soit environ 20.000 tonnes les années de production maximum.

Tableau 2.5: PRODUCTION ESTIMÉE DE CHARBON DE BOIS DE LA PLANTATION DE BOIS DE FEU DE BATEKE a/ (1,000 tonnes)

Superficie exploitable (1,000 ha)	Années																														Total
	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30						
0,5	1	2	4	5	7	8	10	11	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	258				
SECTION I	8	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	296				
unité 1																											288				
unité 2																											288				
unité 3																											288				
SECTION II																											288				
unité 1																											288				
unité 2																											288				
unité 3																											288				
SECTION III																											288				
unité 1																											288				
unité 2																											288				
unité 3																											288				
SECTION IV																											288				
unité 1																											272				
unité 2																											256				
unité 3																											288				
SECTION V																											256				
unité 1																											240				
unité 2																											224				
unité 3																											256				
TOTAL	8	16	32	64	80	112	128	160	176	208	224	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	4,136				

a/ Plantation divisée en sections de 18,000 ha. Chaque section contient 3 unités de base de 6,000 ha. Les unités sont plantées sur une période de 6 ans par blocs de 1,000 ha. Le premier bloc est récolté la 6ème année du cycle de plantation, avec un rendement de 40,000 tonnes de bois séché en fûts. Le bloc est ensuite replanté la 7ème année. Voir à l'Annexe 4 la description du cycle de plantation et d'exploitation d'une unité de base de 6,000 ha.

Source: ULS Consultants, Ltd. (Grande Bretagne).

2.41 Il est recommandé au gouvernement de prendre les mesures nécessaires pour vérifier aussitôt que possible la viabilité technique et économique du projet de plantation de bois de feu du Plateau des Batéké; celui-ci constitue en effet la solution la plus prometteuse en matière d'approvisionnement en bois de feu à Kinshasa. La Banque mondiale qui étudie actuellement la proposition formulée par l'ULG, présentera prochainement ses observations. Un certain nombre de questions préalables ont déjà été posées quant aux éléments de la proposition de l'ULG exigeant le cas échéant un réexamen de certains aspects techniques; on peut citer à cet égard:

- (a) L'utilisation d'une installation lourde plutôt que d'un équipement léger. Selon le SNR, l'emploi du type d'équipement proposé par l'ULG pour la plantation, à savoir des tracteurs chenillés et de lourdes charrues, provoquerait une détérioration excessive de la très fine couche de sol arable, due à son labourage en profondeur. Le SNR a déjà créé des plantations d'Acacias auriculiformis, au centre du plateau, sur une superficie de 350 ha. Les plantations, réalisées avec des ressources très limitées, et en particulier sans équipement mobile, ont été réussies, d'après les observations de croissance les 3ème, 5ème et 6ème années. Or, les modifications apportées au type d'équipement employé dans le projet, changent les termes de l'analyse économique.
- (b) Plantation par des méthodes directes ou semis en pots. D'après une étude comparative des méthodes directes et des semis en pots, les premières coûtent 55% moins chers, tout en offrant une capacité identique de prise de racines (Annexe 4).
- (c) Organisation de l'exploitation et de la production. Encourager la participation des producteurs dans le cadre du système d'approvisionnement actuel devrait avoir plusieurs avantages: (i) promotion du recours à une technique efficace de conversion du charbon de bois; (ii) dissuasion à l'encontre des ventes à bas prix; (iii) garantie d'approvisionnement en bois des producteurs, qui utiliseraient sinon les ressources traditionnelles et (iv) fiabilité accrue du transport. Il conviendrait par ailleurs d'étudier la viabilité économique de division du projet en petites concessions d'exploitation, disons de 100 à 500 hectares chacune.
- (d) Organisation du transport et création d'installations de stockage suffisantes.
- (e) Utilisation des techniques de carbonisation alternatives (et potentiellement moins coûteuses), y compris le four métallique de Ghana, le four Casamance et le four type "Missouri". Il se peut que l'utilisation de plusieurs types de four soit préférable à l'utilisation d'un seul type.

Une fois le projet réévalué, le gouvernement devrait considérer une restriction de la première phase du projet à 12.500 ha, lequel constituerait un projet d'essai sur lequel l'on pourra baser des modifications ultérieures, si elles sont nécessaires.

#### Cuvette centrale

2.42 Une exploitation forestière limitée, soigneusement contrôlée, au cœur de la cuvette centrale, pourrait fournir près de 20% des besoins en charbon de bois de Kinshasa. Un éventuel projet de ce genre exigerait la création d'un système de production de charbon de bois industrielle à haut rendement d'une capacité annuelle de 60.000 tonnes, moyennant l'exploitation d'environ 1.300 à 1.500 ha. chaque année. <sup>18/</sup> L'unité de production pourrait se situer le long des portions navigables du fleuve Zaïre ou de l'un de ses affluents, permettant toute l'année le transport vers Kinshasa. Le transport se ferait par péniches, lesquelles serviraient conjointement au stockage. Dans ce cas, les installations de carbonisation devraient se situer au bord de la rivière, de façon à ce que le charbon de bois puisse directement passer dans les péniches en attente.

2.43 Un projet à grande échelle de ce type pourrait être réalisé dans les limites d'une concession déjà exploitée pour le bois d'oeuvre industriel. On a observé que dans ces concessions 4% seulement du bois d'oeuvre était exploité à des fins commerciales. Le charbon de bois pourrait être produit à partir des 96% restants des réserves, dont la valeur commerciale est par ailleurs limitée. De fait, l'utilisation d'une vieille concession de bois d'oeuvre industriel réduit les coûts d'investissement, car la plus grande partie de son infrastructure (routes et pistes, logement pour le personnel) peut encore servir et limite au minimum l'investissement supplémentaire requis. En outre, aucune étude ne s'impose pour déterminer l'adaptabilité de l'emplacement au transport. Siforzal, dont les concessions (par. 2.34) sont particulièrement bien situées pour approvisionner Kinshasa en charbon de bois a déclaré ne pas s'opposer à la cession des droits de coupe pour les sections déjà exploitées.

2.44 Bien que le droit de coupe et de production de charbon de bois puisse être octroyé à un ou plusieurs entrepreneurs privés, il incomberait au SNR de surveiller étroitement le déroulement du projet à tous les stades d'avancement. Le SNR devrait définir des directives d'exploitation afin de minimiser l'incidence du projet sur l'environnement. Ainsi, une fois un bloc coupé à blanc, le SNR devrait envisager trois options de gestion du nouveau peuplement. La première consisterait à reboiser la superficie avec du bois d'oeuvre de valeur commerciale élevée. Une telle option s'avère extrêmement intéressante si l'unité de

---

<sup>18/</sup> En supposant 300 m<sup>3</sup> de bois par ha, un rendement de carbonisation de 25% à 30% et une densité moyenne de base de 0,5 tonne/m<sup>3</sup>.



production de charbon de bois est créée sur une ancienne concession de bois d'oeuvre industriel car elle servira alors d'élément de négociation valable pour traiter des conditions de cession des droits de coupe. La seconde option du SNR serait de reboiser avec pour objectif la poursuite de la production de charbon de bois industriel. Ceci tendrait à minimiser la superficie d'exploitation et donc réduirait en principe les risques pour l'environnement. Enfin, le SNR pourrait simplement diriger et surveiller la repousse naturelle de la zone d'exploitation. Dans ce cas, le SNR pourrait créer sur place un centre de formation et d'étude pour la mise au point de techniques de gestion forestière adaptées à la cuvette centrale. Le type de formation sur place ainsi dispensée et les informations susceptibles d'être recueillies par le centre d'étude devraient s'avérer extrêmement profitables du point de vue de l'élaboration des techniques de gestion forestière.

Tableau 2.6: ECHEANCIER THEORIQUE DE CREATION D'UNE UNITE DE PRODUCTION DE CHARBON DE BOIS DANS LA CUVETTE CENTRALE

---

1ère année:	Etude de faisabilité technique et économique
2ème année:	Identifier et évaluer le site d'exploitation Effectuer l'inventaire forestier Entreprendre des études topographiques
3ème année:	Définir les blocs d'exploitation Etablir l'emplacement des routes principales et secondaires Déterminer les besoins en logement du personnel Commencer la construction des péniches
4ème année:	Commencer la construction des fours et des entrepôts de stockage Exploitation du 1er bloc Construire le silo (s) de stockage à Kinshasa
5ème année:	Démarrer la carbonisation et le niveau normal de production
6ème année:	Commencer la replantation dans le 1er bloc

---

2.45 D'après des calculs préalables, la production de charbon de bois dans la cuvette centrale pourrait être compétitive avec les sources traditionnelles d'approvisionnement en charbon de bois. Le coût total par tonne à la sortie du four risque peu de dépasser 3.500 Z (87,5 \$EU) dans le cas des fours en brique (Annexe 4), à la plantation de bois de feu prévue sur le Plateau des Bateke. Le coût du charbon de bois livré à Kinshasa devrait se situer entre 4.500 et 5.500 Z (112,50-137,50 \$EU) par tonne, en supposant un coût de transport minimum de 1.000 Z (25 \$EU) par tonne. Ceci équivaut aux 160 à 190 Z par sac de 35 kg, contre 150 à 200 Z par sac de gros aux prix actuels. La détermination de la viabilité

du projet exigera une étude de faisabilité économique et technique détaillée.

2.46 Il est recommandé de soumettre l'exploitation restreinte de la cuvette centrale à une étude détaillée de faisabilité économique et technique, afin de déterminer:

- (a) les coûts des autres options de transport, y compris l'organisation de coopératives de transport parmi des entrepreneurs privés; les besoins de stockage; et le(s) site(s) le(s) mieux adapté(s) à un transport et à un stockage économique;
- (b) le niveau comparé des coûts d'investissement, des frais d'exploitation et d'entretien qu'impliquent d'une part de grandes batteries semi-centralisées de gros fours ou de pyrogénateurs et d'autre part, une production assurée par de petits exploitants équipés de fours mobiles efficaces, et en particulier d'identifier les marchés potentiels pour les sous-produits éventuels d'une production centralisée par pyrogénateurs.
- (c) la faisabilité économique et technique, le cadre administratif de gestion à prévoir, et les conséquences sur le milieu des différentes stratégies d'exploitation et de reboisement telles que: (i) exploitation dirigée par plusieurs concessionnaires ou par une seule entité (privée ou publique); (ii) coupe à blanc sans remplacement, débardage sélectif reboisement immédiat ou repousse contrôlée; (iii) choix d'espèces et de cycles de replantation pour une production continue de bois de feu industriel ou pour l'exploitation de bois d'oeuvre commercial; et (iv) choix de l'emplacement des fours par rapport à la rivière et aux zones d'exploitation; et
- (d) le prix de revient et le coût de financement du charbon de bois livré à Kinshasa.

Nécessité d'utiliser l'ensemble des ressources pour pouvoir équilibrer l'offre et la demande

2.47 Fermement engagé à protéger la forêt, le gouvernement hésite sans doute à accueillir les suggestions de production de charbon de bois dans la cuvette centrale. Un projet de durée limitée soigneusement conçu et dirigé pourrait effectivement aider le gouvernement à tenir son engagement, à condition d'offrir la possibilité de mettre au point des techniques de gestion des forêts de la cuvette centrale. En effet, les services forestiers au Zaïre n'ont actuellement aucune expérience dans ce domaine.

2.48 Un aspect plus préoccupant réside dans le fait que la production de charbon de bois obtenue à partir des résidus de Siforzal et de la plantation de bois de feu de Batéké, ne semble pas suffire à elle seule pour empêcher l'apparition d'un grave déséquilibre de l'offre et de la demande à Kinshasa. Le Tableau 2.7 présente l'offre potentielle de charbon de bois, en faisant appel aux trois possibilités d'approvisionnement en bois, comparée à la demande évaluée d'après les projections du scénario de faible croissance (Annexe 3). Or, la production à Batéké ne devrait pas être possible avant 1991 (en supposant un lancement immédiat du projet) et n'atteindrait son maximum qu'en 2001 (Tableau 2.6); la production à partir des résidus de Siforzal atteint un maximum de 12.000 tonnes en 1990 et au-delà, mais uniquement si l'usine d'Utexco se convertit à l'électricité (par. 2.36). Il faudra donc trouver à court terme une autre source de charbon de bois pour combler l'écart entre l'offre et la demande, avant que les plantations de Batéké soient suffisamment avancées pour produire. La seule source potentiellement valable à court terme semble être la cuvette centrale.

Tableau 2.7: EQUILIBRE DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE CHARBON DE BOIS A KINSHASA  
(1.000 Tonnes)

	1985	1990	1995	2000
<b>DEMANDE</b>				
Scénario de faible croissance <u>a/</u>	322,2	344,1	349,2	360,8
<b>OFFRE</b>				
Traditionnelle <u>b/</u>	280,0	200,0	120,0	120,0
Résidus de sciage	6,0	12,0	12,0	12,0
cuvette centrale	--	60,0	60,0	60,0
Plateau des Batéké	--	--	80,0	208,0
Total	286,0	272,0	272,0	400,0
<b>SOLDE</b>	(36,2)	(72,1)	(77,2)	(39,2)

a/ D'après les prévisions de la demande du scénario de faible croissance au Tableau 2.1.

b/ Actuellement le niveau de production soutenue s'élève à 120.000 tonnes/an, d'après les chiffres du Tableau 2.3 et en supposant un rendement de conversion de 2%. Ce tableau suppose une surexploitation continue des ressources, retombant brutalement au niveau actuel de production régulière, dès que le processus d'épuisement s'accélère.

2.49 Il est donc essentiel que le gouvernement détermine sans retard la viabilité économique et l'absence de danger pour l'environnement d'une politique d'exploitation. Le gouvernement doit parallèlement prendre les dispositions nécessaires pour puiser dans le potentiel énergétique des résidus de Siforzal et confirmer la viabilité de la plantation de bois de feu de Bateke. On ne saurait trop souligner l'importance de la mise en oeuvre en temps opportun de ces sources d'énergie-bois potentiellement économiques. Les chiffres indiqués au Tableau 2.7 démontrent que même en disposant des trois sources potentielles, le déséquilibre entre l'offre et la demande demeure suffisamment grave pour susciter un taux d'exploitation des ressources traditionnelles, excédant largement les taux praticables de façon soutenue. Seule la disponibilité au plus tôt des autres sources d'approvisionnement permettra de limiter l'incidence de la surexploitation.

### III. SOUS SECTEUR DE L'ELECTRICITE

#### La demande d'électricité

3.1 L'évolution de la demande intérieure d'électricité reflète celle de l'économie du Zaïre, marquée notamment par les perturbations qui ont affecté la vie économique nationale vers la fin des années 1970 et par la crise de l'industrie du cuivre. Pendant la période 1974-1983 la consommation électrique a progressé à un rythme annuel de 1,8% tandis que dans la même laps de temps la consommation spécifique (kWh par unité de PIB), laquelle ne dépend pas des fluctuations de l'activité économique du pays, augmentait à raison d'un taux moyen de 2,4% par an. A l'époque du dernier recensement (1980), la moyenne annuelle de la consommation par habitant atteignait 128 kWh. En 1984, le chiffre correspondant était de 136 kWh, ce qui se compare avantageusement aux consommations de la plupart des autres pas en voie de développement de l'Afrique sub-saharienne (Tableau 1.5).

Tableau 3.1: EVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Consommation intérieure d'électricité (GWh)	3.383	3.456	3.466	3.473	3.288	3.469	3.704	3.930	3.857	3.915	4.074
PIB (aux prix du marché) (en millions de Zaïres 1970)	1.110	1.055	999	1.006	953	955	978	1.006	984	995	n.d.
Consommation spécifique d'électricité (kWh/Zaïre)	3,05	3,28	3,47	3,45	3,45	3,62	3,79	3,91	3,92	3,94	n.d.

Source: SNEL.

3.2 La prédominance de la consommation de courant haute tension constitue la principale caractéristique de la demande nationale d'électricité (Annexe 5). Entre 1979 et 1984 les ventes annuelles moyennes de courant haute tension <sup>19/</sup> ont en effet atteint environ 2.700 GWh, soit 70% des ventes totales d'électricité de la Société Nationale d'Electricité (SNEL, par. 7.9). De fait, la plus grande partie des achats de courant HT est effectuée par une seule et même entité,

<sup>19/</sup> En règle générale, le courant haute tension (HT) correspond à l'intervalle 60-220 KV, moyenne tension à 6,6-30 KV et basse tension à moins de 440 V.

Gécamines, laquelle se classe au premier rang des entreprises zaïroises et dont les activités d'extraction et de transformation du minerai exigent des quantités considérables d'énergie électrique. Imputables aux fluctuations de la demande mondiale de cuivre du Zaïre, les variations de la consommation d'électricité de Gécamines ont une incidence très forte sur la demande globale du pays, compte tenu de la taille exceptionnelle de l'entreprise en question; par ailleurs, elles déterminent dans une large mesure le taux d'utilisation de la puissance installée. Cet aspect joue un rôle particulièrement important dans le cas de la centrale hydroélectrique d'Inga II (par. 3.15) et de la ligne de transport Inga-Shaba (par. 3.30). La part de la consommation HT dans la consommation totale a certes diminué au cours des dix dernières années, passant ainsi de 76% en 1974 à 64% en 1984, mais devrait augmenter notablement si le gouvernement réussit à attirer au Zaïre des investissements à forte teneur en électricité (par. 3.18). Quant aux ventes annuelles de courant moyenne tension, destinées essentiellement aux établissements industriels de taille moyenne, elles ont atteint en moyenne près de 550 GWh (14% des ventes de la SNEL) en 1979-1984. Pendant cette même période, le niveau moyen des ventes annuelles de courant basse tension aux ménages et aux établissements commerciaux a été de quelque 580 GWh (15% des ventes de la SNEL) reflétant ainsi le faible pourcentage de la population ayant accès au réseau de distribution d'électricité (Annexe 6); à une date relativement proche, puisqu'elle remonte seulement à 1983, ce pourcentage ne dépassait pas 3,5%.

3.3 La consommation d'électricité au Zaïre présente également des variations importantes d'une région à l'autre (Annexe 7); la plus grande partie de la consommation est le fait du Bas-Zaïre, de Kinshasa et du Shaba, tandis que la part correspondant à tout le reste du pays ne dépasse pas 3%. Près de 75% des quantités consommées le sont dans la province du Shaba et correspondent dans une large mesure aux achats de la Gécamines. Le Bas-Zaïre et l'agglomération de Kinshasa absorbent cependant environ 74% des consommations moyenne et basse tensions, reflétant ainsi la concentration dans cette région des branchements basse tension et des activités industrielles alimentées en courant moyenne tension. Sur les 105.000 branchements recensés en 1983, 57.400 étaient regroupés à Kinshasa, 18.400 au Shaba et 9.200 dans le Bas-Zaïre, mettant donc en évidence le grave sous-équipement qui sévit dans les vastes régions du pays. Relativement élevé à Kinshasa (18,5%), dans le Bas-Zaïre (4,7%) et au Shaba (4%), le taux moyen d'électrification est par contre seulement de 1% environ pour les 20 millions de personnes vivant en dehors de ces zones.

#### Prévisions de demande

3.4 Différentes prévisions de la demande au Zaïre ont été établies: relatives à telle région et concernant des horizons distincts, elles reposent sur des hypothèses spécifiques et n'ont pas été élaborées avec le concours des mêmes consultants. La plus récente synthèse des prévisions de demande a été réalisée par EDF (France), dans le cadre d'une étude tarifaire financée par la Banque mondiale; elle fait à présent

l'objet d'une mise à jour à l'occasion de l'élaboration du Plan d'investissement à long terme de la SNEL (par. 3.41). L'exposé détaillé des trois scénarios fictifs envisagés aux fins du présent rapport figure à l'Annexe 13; ces scénarios se distinguent principalement par leurs hypothèses quant au niveau de la demande des actuels usagers haute tension (en particulier Gécamines) et d'éventuelles activités industrielles à forte intensité d'énergie implantées dans la Zone Franche d'Inga (ZOFI, par. 3.18). L'hypothèse "haute", propre au scénario optimiste, prévoit une croissance économique rapide, entraînant des accroissements notables de consommation dans chaque gamme de tension; elle suppose notamment la mise en exploitation de deux installations majeures de la ZOFI, une usine d'ammoniac et une fonderie d'aluminium, respectivement en 1991 et 1993. Quant au scénario de croissance "moyenne" prévoyant une progression sensiblement plus lente du niveau d'activité économique, il fixe à 1993 la date probable de mise en exploitation des deux installations de la ZOFI. Les scénarios fondés sur les hypothèses "haute" et "moyenne" aboutissent à des taux de croissance de la consommation d'électricité supérieurs à ceux enregistrés auparavant. Aussi a-t-on élaboré un scénario de croissance "basse", suivant lequel les tendances futures ne doivent pas s'écarter de celles observées par le passé. D'une part la prévision de consommation de courant HT repose sur les propres prévisions de Gécamines et présume que la consommation des établissements industriels de la ZOFI n'atteindra pas un niveau réellement important avant l'an 2000. D'autre part, les consommations basse et moyenne tensions devraient progresser à un rythme inchangé par rapport aux années antérieures, compte tenu cependant de leurs caractéristiques particulières observées dans l'agglomération de Kinshasa et sur le territoire des réseaux interconnectés d'Inga-Kinshasa et d'Inga-Shaba (Annexe 8).

3.5 Les prévisions de demande associées à ces trois scénarios figurent à l'Annexe 9. Les taux de croissance des ventes nationales prévues, soit 2,7%, 7,8% ou 9,0% par an, reflètent directement les hypothèses basse, moyenne et haute des scénarios correspondants. Le premier d'entre eux en particulier (Tableau 3.2) repose sur des hypothèses prudentes concernant les résultats économiques futurs du Zaïre, les apports de capitaux envisageables et l'aptitude de la SNEL à mettre en oeuvre les projets proposés. Il diffère radicalement des prévisions optimistes élaborées au cours des années 1970 et qui avaient eu pour effet d'encourager les investissements de façon disproportionnée par rapport aux besoins réels du pays. Il faut cependant noter que les trois scénarios dépendent de deux événements dont la probabilité s'avère largement incertaine: Il s'agit d'un côté de l'incidence des marchés mondiaux du cuivre sur le niveau d'activité de Gécamines et de l'autre, de l'installation d'industries à forte intensité énergétique aux conditions proposées par la ZOFI. Faute de disposer d'éléments de certitude plus nombreux quant à ces deux événements, on peut raisonnablement supposer que la croissance future de la consommation d'électricité ne différera guère de celle prévue suivant l'hypothèse basse. La SNEL procède toutefois actuellement à une révision de ces projections dans le cadre de la préparation du plan d'investissement à long terme du sous-secteur (par. 3.41), lequel devrait être prêt pour le 30 juin 1986.

Tableau 3.2: PREVISION DE CONSOMMATION D'ELECTRICITE (HYPOTHESE BASSE)  
(GWh)

	1985	1990	1995	2000	Taux de Croissance Implicite
<u>Consommation</u>					
Haute tension	2842	2908	2976	3046	0,5%
Moyenne tension	679	834	1034	1272	4,3%
Basse tension	<u>735</u>	<u>1023</u>	<u>1429</u>	<u>1989</u>	<u>6,9%</u>
TOTAL (intérieure)	4256	4765	5439	6307	2,7%

Source: SNEL.

### L'offre d'électricité

#### Ressources hydroélectriques

3.6 Le potentiel hydroélectrique du Zaïre, estimé à plus de 750.000 GWh par an, représente une fraction notable des ressources du continent africain tout entier. Au cours des années passées, plusieurs inventaires des ressources ont été dressés, dont la SNEL a effectué récemment la récapitulation.

3.7 La plus grande partie du potentiel hydroélectrique du pays est liée au fleuve Zaïre (Carte BIRD 18841), lequel grâce à un réseau étendu d'affluents, draine le deuxième bassin hydrographique du monde (d'une superficie voisine de 3,7 millions de km<sup>2</sup>). Le fleuve Zaïre proprement dit qui vient également au deuxième rang mondial pour sa longueur (4374 km) se caractérise par la régularité remarquable de son débit. Au voisinage de Kinshasa, ce débit varie dans un intervalle limité, compris entre 30.000 et 60.000 mètres cubes par seconde, suivant l'époque de l'année; l'ampleur restreinte de ces fluctuations vient du fait que le bassin se trouve de part et d'autre de l'équateur et bénéficie au nord comme au sud d'un régime pluvial propre à les atténuer. A plusieurs emplacements de son cours, des chutes à forte dénivellation contribuent à accroître le potentiel hydroélectrique. Entre Kinshasa et l'océan atlantique le site d'Inga s'avère particulièrement important puisque sa topographie et son débit assurent un potentiel hydroélectrique d'environ 300.000 GWh par an.

3.8 Le Zaïre pourrait certes fournir au pays tout entier un approvisionnement électrique largement suffisant, mais les établissements humains sont répartis de telle façon que des couches importantes de la population sont excessivement éloignées pour rentabiliser leur raccordement aux éventuels sites d'aménagement hydroélectrique et doivent



donc compter sur d'autres sources d'approvisionnement. Bien qu'un certain nombre de mini et de microcentrales soient exploitées dans des zones isolées, la plupart des régions de ce type sont toujours dépendantes des centrales thermiques. La SNEL a maintenant entrepris le réexamen et la mise à jour des études et relevés antérieurs relatifs aux petits cours d'eau. Ces travaux permettront sans doute d'identifier dans les régions isolées des sites adaptés à la construction de mini et de microcentrales, lesquelles devront figurer dans le plan d'investissement à long terme du sous-secteur (par. 3.41).

### Système d'approvisionnement actuel

3.9 Le Zaïre dispose d'une puissance installée d'environ 2.600 MW et d'une production annuelle potentielle de quelque 11.000 GWh, soit approximativement 1,5% des ressources hydroélectriques potentielles du pays. La SNEL détient près de 95% de la puissance installée, l'exploitation de la fraction résiduelle de 5% étant assurée par les "autoproducteurs" lesquels produisent l'électricité nécessaire à leurs besoins, bien que certains d'entre eux vendent une partie de leur production à la SNEL (Tableau 3.3). La puissance installée est de type hydroélectrique dans une proportion de 96%, comme il convient à un pays abondamment pourvu en ressources hydrauliques. La production électrique d'origine thermique est généralement assurée dans les régions ne possédant pas de ressources hydroélectriques, afin d'alimenter les villes et les districts qui ne sont rattachés à aucun des réseaux interconnectés. L'exploitation des centrales thermiques a cependant été fréquemment perturbée par des difficultés techniques et financières, responsables des conditions généralement médiocres de desserte des centres isolés. Les autoproducteurs sont nettement plus dépendants de la production thermoélectrique, par comparaison à la SNEL, comme en témoigne le fait qu'ils possèdent environ la moitié de l'actuelle puissance installée de type thermique.

3.10 La répartition géographique de la puissance installée (Annexe 10) fait apparaître sa concentration dans les régions du Bas-Zaïre et de Kinshasa (72%), où se trouvent les centrales Inga I et Inga II (par. 3.15) et dans la province du Shaba (21%). La répartition régionale de la puissance installée d'origine thermique présente une plus grande régularité par comparaison à celle d'origine hydraulique; toutefois, certaines régions sont extrêmement dépendantes de l'approvisionnement thermoélectrique, en particulier celles de Bandundu, d'Equateur et du Kasai Occidental, où les centrales thermiques couvrent plus de 85% des besoins régionaux, tandis qu'au niveau national leur contribution atteint environ 4% (Tableau 3.3). Dans un même ordre d'idée, telle ou telle région s'avère particulièrement dépendante à l'égard des autoproducteurs: ainsi ces derniers exploitent seulement 5% de la puissance installée au niveau national, mais plus de 49% dans les régions de Bandundu, du Haut-Zaïre, du Kasai Oriental et de Kivu. Bien que ces observations quant à l'appartenance de la puissance installée donnent une idée de l'importance relative de la SNEL et des autoproducteurs, la contribution effective en termes de production de ces derniers n'est pas facile à évaluer à défaut

d'informations pertinentes fournies par les intéressés. Toutefois, du fait que la SNEL joue manifestement un rôle prépondérant dans le sous-secteur de l'électricité, le présent rapport s'y attachera de façon pratiquement exclusive.

Tableau 3.3: REPARTITION DE LA PUISSANCE INSTALLEE SUIVANT LA TECHNIQUE UTILISEE ET L'APPARTENANCE DES INSTALLATIONS

	SNEL	AUTOPRODUCTEURS	
HYDROELECTRICITE	2402 MW (93%)	80 MW (3%)	2482 MW (96%)
THERMOELECTRICITE	60 MW (2%)	55 MW (2%)	115 MW (4%)
	2462 MW (95%)	135 MW (5%)	2597 MW (100%)

3.11 Aucune centrale hydroélectrique de quelque importance n'était exploitée au Zaïre avant 1930, date à laquelle la centrale de 32 MW de Mwadingusha fut mise en service dans la province du Shaba (Annexes 11 et 14). Au cours des deux décennies suivantes, la construction de nouvelles installations hydroélectriques a été limitée au Bas-Zaïre et au Shaba, jusqu'à ce que la centrale de Tshikapa soit mise en service au Kasai Occidental en 1949. La première centrale thermique a été édifïée à Kamina en 1952, après quoi plusieurs autres centrales du même type furent construites en dehors du Bas-Zaïre et du Shaba dans les années 1970. Cette décennie a vu également la construction et la mise en service de grandes centrales hydroélectriques telles que Inga I (3 X 117 MW) et Inga II (8 X 175 MW) dans le Bas-Zaïre (Annexe 3.15), qui contribuèrent dans une large mesure à la progression de la puissance installée dont dispose le pays (passée de 600 MW en 1971 à plus de 2.400 MW en 1982). Inga II en particulier a doté le pays d'une puissance installée nettement supérieure à ce qu'exige la satisfaction des besoins nationaux.

3.12 La production annuelle d'électricité de la SNEL, qui atteint environ 4700 GWh (Annexe 5) correspond à moins d'1% du potentiel hydroélectrique du pays et représente près de 43% de l'actuelle capacité potentielle de production de la SNEL (par. 3.9): elle provient essentiellement de la région du Bas-Zaïre et de Kinshasa ainsi que de la province du Shaba, sans toutefois correspondre directement aux puissances installées, dont ces régions sont respectivement dotées (par. 3.10). En

outre et jusqu'à une date récente, la production était assurée davantage par le Shaba, reflétant ainsi les difficultés d'exploitation d'Inga II et de la ligne Inga-Shaba. Bien que l'utilisation de l'actuelle puissance installée du Bas-Zaïre et de Kinshasa ait augmenté en 1984, elle demeure cependant nettement inférieure à celle du Shaba. Dans cette province en effet la production d'électricité par unité de puissance installée atteint plus du triple de celle du Bas-Zaïre et de Kinshasa. Les centrales hydroélectriques de la province du Shaba, demeurées en service pendant plusieurs décennies sans avoir bénéficié d'un entretien adéquat, font à présent l'objet d'un programme de remise en état entrepris avec l'aide de la Banque mondiale. Pendant cette phase, on s'attend à ce que la production accrue du Bas-Zaïre et de Kinshasa compense les baisses de production prévues en rapport avec les arrêts de centrale de la province du Shaba.

3.13 Il existe au Zaïre trois réseaux distincts de transport et de distribution:

- (a) le réseau du Bas-Zaïre à l'extrémité occidentale du pays, qui fournit du courant à Kinshasa, à Matadi, à quelques petites agglomérations urbaines et à la République Populaire du Congo;
- (b) le réseau du Shaba, au sud-est du pays, qui dessert Lubumbashi et les autres villes de la province du Shaba et qui est raccordé à celui de la Zambie; et enfin
- (c) le réseau du Kivu, situé dans la partie orientale du Zaïre; assurant l'approvisionnement en électricité de Bukavu, Goma et de divers centres urbains, il est raccordé aux réseaux du Rwanda et du Burundi voisin.

Les deux premiers réseaux sont interconnectés au moyen de la ligne HT de 500 kV en courant continu reliant Inga au Shaba sur une distance de 1.700 km (par. 3.30). Le réseau de transport de la SNEL a une longueur totale d'environ 5.000 km et se compose de lignes d'au moins 30 kV, outre la liaison Inga-Shaba.

3.14 Le réseau de distribution comprend quelque 3.700 km de lignes moyenne tension (6,6, 15, 20 et 30 kV) et 6.500 km de lignes basse tension (0,4 kV). Bien que 48 villes soient équipées de réseaux de distribution, 62% de la longueur totale des lignes se situe dans la région du Bas-Zaïre et de Kinshasa et 15% dans la province du Shaba, témoignant ainsi de la concentration des branchements moyenne et basse tensions dans la capitale du pays et dans la ville de Lubumbashi. Pratiquement tous les réseaux de distribution et de transport ont subi une grave détérioration faute d'entretien adéquat et doivent à présent être remis en état. Le Plan d'investissement à long terme (par. 3.41) actuellement en cours d'élaboration, comportera probablement des mesures assurant la remise en état des lignes de transport et de distribution, ainsi que l'exécution des travaux d'entretien appropriés.

### Sous-utilisation de la centrale Inga II

3.15 La centrale hydroélectrique Inga II est la plus importante installation de ce type au Zaïre et compte parmi les premières en Afrique. Elle comporte huit groupes électrogènes de 178 MW chacun, permettant d'obtenir une puissance installée totale de 1.424 MW. La construction proprement dite a été entreprise au début des années 1970, puis les groupes électromécaniques ont été progressivement mis en service entre 1977 et 1982. La centrale, dont le coût est évalué à environ 840 millions de dollars EU (prix de 1984), a été financée essentiellement par l'aide bilatérale des pays donateurs et par des crédits-fournisseurs. Sa justification économique, comme celle de la ligne Inga-Shaba (par. 3.30), reposait d'une part sur des suppositions extrêmement optimistes quant aux cours mondiaux du cuivre -- et dont quant au niveau future de la demande de Gécamines -- et d'autre part sur l'hypothèse suivant laquelle les travaux ne souffriraient d'aucun retard ou dépassement de coût significatif. Or, ces hypothèses ne se sont pas vérifiées et la consommation nationale d'électricité a progressé beaucoup plus lentement que prévu, ce qui a directement affecté le facteur d'utilisation d'Inga II; de fait, en 1984 il atteignait seulement 30% de la puissance installée, avec un niveau de production de 1.942 GWh, comparé à une capacité de production d'environ 6.500 GWh (avec les caractéristiques de charge actuelles).

3.16 L'exploitation d'Inga II se heurte à plusieurs difficultés liées à la conception des installations, au caractère inadéquat des moyens techniques disponibles et à l'insuffisance des budgets d'entretien. Aussi la synchronisation d'Inga I, d'Inga II et de la ligne Inga-Shaba s'est-elle avérée impossible et l'agglomération de Kinshasa est-elle de ce fait alimentée exclusivement par Inga I, tandis qu'Inga II approvisionne la province du Shaba par la ligne Inga-Shaba. Du fait de cette répartition de la charge entre les deux centrales et, par ailleurs, des caractéristiques nominales des turbines d'Inga II, celles-ci fonctionnent dans des conditions de cavitation grave et font l'objet d'une détérioration accélérée. Jusqu'ici différents experts ont certes pu trouver des solutions provisoires pour résoudre dans les meilleurs délais la question plus générale de l'exploitation optimale d'Inga I, d'Inga II et de la ligne Inga-Shaba. La Banque mondiale propose de financer une étude de cette question, et il est recommandé que le gouvernement et la SNEL répondent à cette proposition dans le moindre délai.

3.17 L'une des principales préoccupations du gouvernement dans le sous-secteur de l'électricité consiste à utiliser davantage la centrale d'Inga II. Les différentes éventualités envisagées à cet effet et examinées ci-dessous comprennent les mesures suivantes: (a) s'efforcer d'attirer des investissements étrangers dans des industries à forte intensité énergétique, sous les auspices de la ZOFI (par. 3.18); (b) élaborer des projets visant à permettre l'accès au réseau de distribution pour une fraction accrue de la population de Kinshasa; (c) accroître les

exportations d'électricité destinées au pays voisin, la République Populaire du Congo; et (d) adopter différentes formules propres à augmenter la puissance effective acheminée par la ligne Inga-Shaba. Bien que la volonté du gouvernement d'utiliser davantage ses actifs matériels soit aisément compréhensible, il convient de noter qu'un tel objectif ne saurait être atteint sans engager des investissements supplémentaires. Aussi est-il extrêmement important d'étudier soigneusement la justification économique et l'objectif des projets envisagés à cet effet, ainsi que le montant et l'échéancement des sommes à investir, et ce afin d'éviter au pays de remédier au défaut de rentabilité des investissements initiaux en se lançant dans de nouveaux investissements potentiellement non rentables. Les solutions mentionnées ci-dessus ne devraient être adoptées que dans la mesure où elles permettent au pays de recueillir des avantages économiques nets.

#### Zone franche d'Inga (ZOFI)

3.18 En 1981, le gouvernement a créé la zone franche d'Inga (ZOFI), entité bénéficiant du statut de personne morale, placée directement sous l'autorité du Président du Zaïre en vertu de dispositions statutaires (par. 7.11) et dont la tâche principale consiste à attirer des investissements dans des industries exportatrices à forte intensité énergétique, grâce aux tarifications avantageuses de l'électricité et à un ensemble complet d'incitations fiscales et de franchises de droits. Bien qu'aucun investissement étranger n'ait encore été effectué dans ces conditions, le gouvernement a déjà étudié plusieurs offres émanant d'investisseurs potentiels. Electro-Fertilizers Inc. (Canada) s'est déclarée intéressée par la construction d'une usine d'ammociac d'une capacité de 340 000 t/an et d'un coût de 300 millions de dollars EU, dont la demande potentielle serait d'environ 440 MW et de 3.700 GWh par an. Jusqu'à une date récente un consortium international dirigé par Alusuisse (Suisse) envisageait l'implantation d'une fonderie d'aluminium d'une capacité de 210.000 t/an et d'un coût de 970 millions de dollars EU dont les besoins auraient été de quelque 345 MW et de 2.600 GWh/an. Le gouvernement a également été informé de l'intérêt manifesté par d'autres investisseurs, notamment par Equatorial Carbons (Kenya), pour une production annuelle de charbon de 140.000 tonnes, comportant une consommation énergétique de quelque 20 MW et par Astra Due (Italie) qui envisage la production d'environ 1.200 tonnes de sel par jour. L'énergie électrique constituant un des principaux intrants dans chacun de ces cas, la rentabilité de ces usines s'avère particulièrement sensible au prix de l'électricité. La ZOFI a déclaré officiellement qu'elle fournirait du courant de la centrale d'Inga à un tarif de 0,64 çEU par kWh pendant les six premières années, tarif devant faire l'objet d'une augmentation de 10% à partir de la septième année, puis de 15% à partir de la quinzième année. Le prix proposé doit donc être supérieur au coût marginal à court terme de l'électricité produite à Inga, soit 0,21 çEU par kWh (Annexe 19); par ailleurs, il ne diffère pas beaucoup de son coût marginal à long terme, soit 0,68 çEU/kWh, si et seulement si l'augmentation de la demande

n'exige pas un accroissement de la puissance installée dans la quinzaine d'années à venir. On ignore toutefois si la proposition de la ZOFI est libellée en dollars actualisés ou non; si tel n'est pas le cas, alors le tarif couvrirait en fait dans les années à venir une fraction encore plus petite du coût marginal à long terme.

3.19 Il importe qu'à l'égard des investisseurs potentiels, le gouvernement adopte une politique tarifaire explicite fondée sur des considérations économiques. Aussi est-il recommandé au gouvernement de revoir aussitôt que possible son actuelle politique tarifaire à l'intention de la ZOFI, de façon à tenir compte des faits suivants: (a) la centrale Inga dispose à présent d'une puissance installée inutilisée d'environ 1.000 MW; (b) la demande accrue liée à une croissance normale des besoins ainsi qu'aux projets envisagés en dehors de la ZOFI (par. 3.21 à 3.29) est susceptible d'exiger au cours des 15 prochaines années un apport complémentaire de 200 à 500 MW fourni par la centrale Inga II; et (c) dans la mesure où les différents usagers de la ZOFI peuvent provoquer la quasi saturation d'Inga II, il serait alors nécessaire de consacrer des investissements supplémentaires au système d'approvisionnement en électricité. Les divers contrats de fourniture de courant conclus entre la SNEL et la ZOFI ou les autres usagers importants devraient stipuler l'adoption de tarifs initiaux calculés à partir des coûts marginaux à court terme, puis une hausse progressive au niveau des coûts marginaux à long terme dès lors que la puissance installée actuelle sera intégralement mise en service et qu'il faudra engager d'autres investissements afin de développer les installations de production et de distribution de l'électricité. La définition de clauses tarifaires réalistes et clairement établies s'avère bénéfique non seulement pour le gouvernement mais aussi pour les investisseurs, dès lors en mesure de planifier leur opération financière sur une longue période de temps, l'éventualité d'une renégociation du contrat étant ainsi écartée.

3.20 Alusuisse et Electrofertilizers Inc., ont déclaré qu'ils préféreraient une implantation située entre Inga et l'océan atlantique et en particulier les villes de Boma et de Moanda. Leurs offres ont été assujetties à la réalisation sous la responsabilité du gouvernement, d'un programme d'équipement devant sans doute comporter la création d'une ligne de transport haute tension Inga-Boma et/ou Moanda-Banana, d'un port en eau profonde à Banana, d'une liaison ferroviaire ou fluviale améliorée entre Moanda/Banana et Kinshasa et d'une série d'infrastructures de transport routier, d'adduction d'eau et d'évacuation des eaux usées. Bien que ce programme d'infrastructures n'ait pas fait l'objet d'une estimation précise de son coût, celui-ci a été évalué à quelque 300 millions de dollars EU (prix de 1984), tout en risquant cependant d'être nettement plus élevé, compte tenu des dépassements de coût couramment observés au Zaïre. Aussi peut-on douter de la capacité du Zaïre à mobiliser les ressources nécessaires à la réalisation de ce programme et, quand bien même un financement adéquat pourrait être facilement obtenu, sans doute serait-il plus judicieux d'affecter les ressources ainsi dégagées à d'autres projets à caractère plus prioritaire. La réalisation du programme ne pouvant à présent se justifier sur la base des seuls

besoins du pays, il faut en établir le bien-fondé en fonction des projets d'investissements envisagés dans le cadre de la ZOFI. Il est recommandé au gouvernement d'étudier soigneusement la faisabilité économique du programme d'infrastructures et, si l'on décide de s'engager à le réaliser, de l'entreprendre sous réserve, étant entendu que les investisseurs de la ZOFI prennent en charge, en sus du coût de l'énergie électrique fournie par la centrale d'Inga, la fraction du coût du programme exclusivement imputable à leurs besoins spécifiques.

#### Accélération de l'électrification de Kinshasa

3.21 Un autre projet important impliquant un accroissement de la production d'électricité de Inga II consiste à encourager la consommation de courant basse tension du secteur résidentiel à Kinshasa et à favoriser l'augmentation de la consommation moyenne tension, au moyen d'un programme de conversion des chaudières patronné par la SNEL (par. 3.28). En ce qui concerne le premier objectif, le gouvernement a déclaré en termes généraux qu'il souhaitait pouvoir en 1991 ailmenter en électricité près de 70% de la population de Kinshasa, pourcentage limité en 1983 à environ 20% (Annexe 6). Selon la proposition figurant dans la version provisoire du plan d'investissement de la SNEL, le coût d'un tel programme devrait atteindre 327 millions de dollars EU (prix de 1984) y compris un montant en devises de 257 millions de dollars EU, pour lequel le gouvernement cherche un financement extérieur, déjà obtenu en partie. Le projet envisagé comporte les principaux éléments suivants:

- (a) la deuxième ligne de transport Inga-Kinshasa, et les sous-stations correspondantes, dont le coût est évalué à 81 millions de \$EU dont 63 millions de dollars EU en devises;
- (b) les travaux nécessaires à l'amélioration du réseau de distribution de Kinshasa, moyennant un coût 92 millions de dollars EU, dont 66 millions en devises;
- (c) une première phase de développement du réseau de distribution de Kinshasa, visant au moins à doubler le nombre de raccordements, qui passeraient de 60.000 en 1984 à environ 145.000 en 1988; ceci exigerait un financement conjoint du gouvernement français (4.500 raccordements), du gouvernement italien (40.000) et de la Banque africaine de développement (40.000), dont le montant atteindrait 97 millions de dollars EU dont 81 millions en devises;
- (d) après 1990, une deuxième phase de développement du réseau comportant l'adjonction de 40.000 raccordements basse tension, à raison d'un coût évalué à 57 millions de dollars EU, dont 47 millions en devises.

3.22 Un programme d'accélération de l'électrification de Kinshasa aurait vraisemblablement d'importantes répercussions sur le sous-secteur de l'électricité au Zaïre. Aussi est-il recommandé au gouvernement et à la SNEL d'étudier soigneusement la faisabilité économique et financière de ce projet, laquelle reste encore à démontrer. Les paragraphes ci-dessous envisagent certains des principaux éléments à prendre en compte dans le cadre d'une analyse de ce genre: coûts économiques comparés du charbon et de l'électricité, incidence effective du programme sur les substitutions de combustibles, impact financier probable sur la SNEL, calendrier prévisionnel de réalisation, implantation géographique précise et possibilités de recours à d'autres technologies moins coûteuses.

3.23 La faisabilité économique du programme envisagé devrait dépendre essentiellement (a) des coûts relatifs du charbon et de l'électricité et (b) de l'importance des substitutions entre combustibles qu'il suscitera effectivement. En ce qui concerne le premier point, nous avons estimé en première analyse le coût marginal à long terme de l'énergie utile à 0,014 et 0,010 çEU/Kcal respectivement d'origine hydroélectrique et tirée de la combustion du charbon de bois dans des foyers traditionnels (Tableau 6.8). Or, le passage des foyers traditionnels aux foyers améliorés, plus facile à envisager d'un point de vue tant technique que sociologique, que l'adoption de l'électricité, se traduirait par une réduction d'environ 30% du coût de l'énergie utile, ramené ainsi à 0,007 çEU par Kcal. En ce qui concerne le deuxième point, il ressort des enquêtes effectuées par la SNEL sur les dépenses domestiques qu'une famille typique dépense tous les mois environ 400 (environ 10 \$EU) de charbon de bois pour la cuisson des aliments, plus un petit montant pour l'éclairage au kérosène. D'après ces chiffres, le gouvernement estime que grâce au subventionnement des dépenses d'investissement et d'exploitation (par. 3.24), la compétitivité de l'électricité par rapport au charbon de bois induira un important mouvement de substitution. Or, ce point de vue ne cadre guère avec l'observation du simple fait que la cuisson traditionnelle au charbon de bois n'a pas cédé la place à l'électricité, même dans les localités où le courant était fourni gratuitement (par. 2.25). Les opinions avancées à présent fondées sur des données insuffisantes, il est recommandé à la SNEL d'exécuter aussitôt que possible l'enquête énergétique proposée concernant les ménages (par. 2.23 (g)). Cette étude devrait comporter un examen des coûts économiques comparés de l'énergie utile tirée du charbon de bois et de l'électricité, ainsi que des possibilités de substitution inter-combustibles.

3.24 L'actuel tarif résidentiel basse tension ne couvre pas le quart des frais d'exploitation encourus par la SNEL afin d'assurer l'alimentation basse tension (Tableau 6.2). Le programme envisagé imposerait à la SNEL une charge financière supplémentaire, puisqu'il lui faudrait facturer aux usagers basse tension du secteur résidentiel une taxe nominale équivalente à une fraction seulement du coût des nouveaux branchements, tout en pratiquant un tarif plancher destiné à susciter un niveau de consommation minimum. En outre, la SNEL suggère de distribuer gratuitement des fers à repasser et des plaques chauffantes aux usagers à



faible revenu, bien qu'une telle mesure risque d'être coûteuse pour la compagnie et ne garantisse pas nécessairement un accroissement de la consommation, la revente de ces appareils étant même susceptible de procurer plus rapidement des avantages financiers à leurs destinataires. Enfin, le coût de ces diverses mesures se traduit par un subventionnement sensiblement accru de l'approvisionnement électrique. Dans ces conditions, et si l'on écarte l'éventualité d'une augmentation spectaculaire des tarifs résidentiels basse tension, les usagers paieront à l'avenir une fraction encore plus faible du coût réel par rapport à celle payée actuellement, tandis que la SNEL et le gouvernement devront supporter la plus grande partie du coût du programme. Il est donc éminemment souhaitable que la SNEL et le gouvernement examinent ces questions aussi rapidement que possible et étudient soigneusement les répercussions probables du subventionnement envisagé, pour la SNEL et pour les bénéficiaires du dit programme.

3.25 Le calendrier de réalisation du programme proposé s'avère apparemment optimiste. Même si le gouvernement a déjà obtenu un financement extérieur pour la première phase, il est improbable de voir le nombre de branchements résidentiels à Kinshasa au moins doubler en trois ans à peine. Bien que l'obtention effective du financement extérieur puisse contribuer à accélérer la réalisation du projet, la limitation de la capacité d'absorption risque de constituer de véritables goulots d'étranglement. De fait, des difficultés non financières perturbent d'ores et déjà le déroulement du programme en cours COGELEX, entrepris avec l'aide du gouvernement français (4.500 branchements), comme en témoignent les retards survenus dans son exécution et de façon plus significative, le désintéressement des consommateurs. Il semble donc qu'il convienne davantage de prendre la décision réaliste d'étaler le programme sur une période plus longue.

3.26 En ce qui concerne son implantation géographique, le programme envisagé, qui absorbe une part très importante des investissements publics prévus dans le sous-secteur de l'électricité (soit environ 59% du Budget d'investissement de la SNEL pour 1985), devrait être concentré à Kinshasa. Plus de la moitié des raccordements actuels résidentiels du Zaïre étant d'ores et déjà situés dans cette ville (Annexe 6), le programme aurait donc pour effet d'accentuer le déséquilibre existant en faveur de la capitale nationale et réduirait les ressources disponibles pour des investissements consacrés à ce même sous-secteur dans d'autres régions.

3.27 Un examen succinct du coût du programme envisagé fait apparaître la possibilité de diminuer le coût unitaire d'une façon ou d'une autre. A titre d'exemple les projets entrepris avec l'aide des gouvernements français et italien et celle de la Banque africaine de développement, devraient permettre de réaliser 84.500 raccordements, moyennant une dépense totale de 97 millions de dollars EU (prix de 1984). Or, ce montant correspond à un coût unitaire excessivement élevé d'environ 1.150 dollars EU et n'inclut aucunement une fraction quelconque du coût de la deuxième ligne de transport Inga-Kinshasa, ni des autres

travaux prévus par la SNEL pour renforcer le réseau de distribution de Kinshasa. Aussi est-il hautement souhaitable que le gouvernement et la SNEL étudient les différentes possibilités de limitation des coûts unitaires. A cet effet il peut s'avérer nécessaire pour la SNEL de choisir des solutions techniques moins onéreuses et de réformer ses procédures de passation des marchés. L'étude de l'expérience acquise dans ce domaine par d'autres pays africains devrait fournir de précieuses indications.

3.28 Outre la consommation basse tension (par. 3.23), la SNEL souhaite accroître la consommation moyenne tension. Cet objectif devrait être atteint grâce à un programme de conversion des chaudières et des foyers industriels du fuel à l'électricité, principalement à Kinshasa. Au cours de la période 1984-1988, la SNEL compte obtenir la conversion d'environ 95 MW de puissance installée, et susciter ainsi en définitive un accroissement requis à cet effet s'élève à près de 28 millions de dollars EU (dont 24 millions de dollars en devises) pour les raccordements moyenne tension qui seront financés par la SNEL et à environ 6 à 7 millions de dollars EU pour les chaudières, dont le financement sera assuré par le gouvernement italien. Quant aux aspects financiers d'un tel programme, ses principaux bénéficiaires devraient être la SNEL, par la progression des ventes de courant et, par ailleurs, les industriels qui vraisemblablement profiteront de tarifs préférentiels et recevront du gouvernement des primes d'investissements. D'autre part, la faisabilité économique de ce programme dépend étroitement de l'écart entre le coût de l'énergie utile tirée de l'électricité et celui de l'énergie utile tirée du fuel ou du gas-oil. Or, les informations actuellement disponibles concernant le programme envisagé sont insuffisamment fiables et détaillées pour que l'on puisse entreprendre une étude économique de ce genre. La compatibilité des clauses financières prévues avec certaines considérations économiques présente une importance décisive; ainsi, il faudrait par exemple veiller à ce que les tarifs soient au moins égaux au coût marginal à court terme de l'électricité moyenne tension. Il est donc recommandé à la SNEL d'effectuer l'analyse économique détaillée du programme envisagé de conversion de chaudières et de foyers industriels et d'élaborer une série de mesures d'incitation, tenant compte cependant des objectifs poursuivis aussi bien d'ordre économique que financiers.

#### Exportations d'énergie électrique à destination du Congo

3.29 Le développement des exportations d'électricité à destination de la République Populaire du Congo devrait contribuer à accroître le facteur d'utilisation d'Inga II. Or, d'après les prévisions actuelles le Congo se bornera à continuer d'importer auprès du Zaïre de fortes quantités d'électricité jusqu'au début des années 1990. Ce pays envisage de consacrer des investissements importants aux installations de production d'énergie électrique; s'il en était ainsi les possibilités d'exportations offertes au Zaïre se trouveraient donc limitées à partir de 1991. A plus

longue échéance, les gouvernements de ces deux pays adopteront vraisemblablement une politique d'approvisionnement au moindre coût, pouvant comporter une progression des ventes zaïroises d'électricité destinées au Congo. Il est recommandé au gouvernement du Zaïre de prendre certaines dispositions préliminaires afin d'amorcer des pourparlers avec le Congo quant aux perspectives de coordination des investissements dans le sous-secteur de l'électricité.

### Utilisation accrue de la ligne de transport Inga-Shaba

#### Utilisation actuelle

3.30 La construction de la ligne Inga-Shaba de 1.700 km de long a coûté 1.460 millions de dollars EU (prix de 1984) moyennant la contribution d'importantes aides extérieures. Bien que conçue initialement pour transporter 1.120 MW d'Inga à Kolwezi (dans la province du Shaba), la moitié seulement de la capacité de transformation a été mise en place à chaque extrémité de la ligne du fait de la forte diminution de la demande d'électricité au Shaba par comparaison au niveau prévu à l'origine. A présent, la ligne ne peut donc transporter plus de 560 MW. Un réseau haute tension a également été construit au Shaba, moyennant un coût estimé à 253 millions de dollars EU (prix de 1984), pour acheminer le courant depuis Kolwezi jusqu'aux sites d'extraction de la Gécamines. La première année d'exploitation, la puissance maximale transportée au Shaba depuis Inga, est demeurée comprise dans l'intervalle 60 - 140 MW; plus récemment elle a été portée à 200 MW, la quantité d'énergie acheminée atteignant environ 150 GWh par mois. A l'heure actuelle l'exploitation et l'entretien de la ligne Inga-Kolwezi sont assurés à raison de 1,27 million de dollars EU par mois, dans le cadre d'un contrat conclu entre la SNEL et les constructeurs Inga-Shaba (filiale locale de Morrison-Knudsen International); un contrat analogue a été conclu pour le réseau HT de la province de Shaba, moyennant un coût mensuel de 0,88 million de dollars EU. Ainsi, au niveau actuel d'utilisation, les dépenses moyennes d'exploitation de la ligne Inga-Kolwezi et de celle qui relie Kolwezi aux sites miniers de la Gécamines sont respectivement de 0,85 et 0,59 cEU/kWh, sans tenir compte des coûts d'investissement. Si l'on ajoute les dépenses d'exploitation et d'entretien de la centrale Inga II (Annexe 19), les frais moyens d'exploitation concernant l'électricité produite à Inga et fournie à la Gécamines au Shaba, atteindraient quelque 1,66 \$EU/kWh au niveau de charge actuel et à l'exclusion des coûts d'investissement. Le transport de puissances plus élevées étant bien entendu de nature à réduire ce coût unitaire, le gouvernement s'efforce autant que possible d'augmenter le niveau d'utilisation de la ligne.

#### Accroissement de la consommation au Shaba

3.31 Une façon de réduire les coûts unitaires pourrait consister à promouvoir un accroissement de la consommation en tête de ligne au

Shaba. Or, les besoins de la Gécamines, qui consomme la plus grande partie de l'énergie électrique ainsi transportée ne sont guère susceptibles de dépasser leur niveau actuel dans les quelques cinq années à venir ou du moins tant que persistera la crise du marché mondial du cuivre. La seule augmentation de consommation escomptée pourrait résulter d'un petit programme d'investissements impliquant la conversion de certains équipements industriels.

#### Installation d'une dérivation sur la ligne Inga-Shaba

3.32 Une autre possibilité permettant en principe d'accroître le niveau d'utilisation de la ligne, consiste à installer une dérivation, au moins sur une partie du trajet, de façon à fournir du courant à certaines villes voisines. A cet effet, les villes les plus manifestement susceptibles de se porter candidates, seraient celles de Kananga, voisine de l'emprise de la ligne, et de Mbuji-Mayi, qui en est éloignée de 150 km. L'une et l'autre comptent parmi les cinq premières agglomérations urbaines du Zaïre, mais sont jusqu'à nouvel ordre très mal approvisionnées en énergie électrique. A présent leur demande potentielle globale devrait sans doute approcher 20 MW, bien que les niveaux actuels de consommation ne permettent pas d'établir une estimation précise, du fait de la nette insuffisance de l'offre qui prévaut pour le moment.

3.33 L'installation d'une dérivation assurerait certes l'approvisionnement en électricité de Kananga et de Mbuji-Mayi, du moins en théorie; elle appelle cependant plusieurs observations. En premier lieu, la technologie requise pour se brancher sur une ligne de transport haute tension de courant continu est encore à un stade relativement expérimental. Le premier branchement opérationnel de ce type est actuellement en cours de réalisation en Corse et assurera l'approvisionnement en électricité à partir de la ligne de transport Italie-Sardaigne. Faute d'avoir bien soupesé le pour et le contre de cette technologie particulière, le Zaïre serait bien avisé de ne pas se lancer dans un projet impliquant l'utilisation d'une technique qui n'a pas été éprouvée à grande échelle et à laquelle le pays n'est guère familiarisé. En outre, les cinq cabinets de consultants qui proposent cette solution, sont nettement en désaccord quant aux modalités précises d'utilisation (branchement en série ou en parallèle). En second lieu, les coûts d'investissement d'un branchement de 10 à 50 MW seraient de l'ordre de 1000 à 2200 \$EU par kW, avec des frais annuels d'exploitation d'environ 10 \$EU par kW. Les dépenses à engager dans ces conditions équivaldraient au coût de construction d'une centrale hydroélectrique située au voisinage de la ligne et suffisamment importante pour couvrir les besoins de Kananga pendant au moins dix ans. De plus, 50% seulement du coût de cette autre option seraient réglés en devises étrangères contre 80 à 90% en ce qui concerne la dérivation; en effet, la construction, l'exploitation et l'entretien de cette dernière exigeraient le concours d'un personnel étranger beaucoup plus nombreux, par comparaison à l'alternative hydroélectrique laquelle fournirait par contre des emplois dont les régions de Kananga et Mbuji-Mayi ont grand besoin. Enfin, deux grandes agglomérations de ce genre doivent disposer d'une alimentation

fiable en électricité; or, compte tenu des difficultés techniques rencontrées à Inga II et des coupures occasionnelles observées sur la ligne Inga-Shaba, la production locale d'électricité à Kananga et à Mbuji-Mayi (par. 3.40) assurerait une fiabilité accrue.

#### Exportations d'électricité à destination du Zimbabwe

3.34 Enfin, des exportations d'électricité à destination du Zimbabwe, à travers la Zambie, semblent de nature à accroître le niveau d'utilisation de la ligne Inga-Shaba. A cet effet, la SNEL serait alors tenue d'améliorer la fiabilité de la liaison en question et le cas échéant, d'augmenter la capacité de l'actuelle ligne Zaïre-Zambie. Toutefois, il n'est pas du tout sûr que les exportations envisagées fassent réellement l'objet d'une demande; bien que la demande intérieure d'électricité du Zimbabwe dépasse sa propre part de la production fournie par la centrale de Kariba, ce pays construit actuellement des centrales thermiques qui seront alimentées grâce aux ressources locales de charbon de basse qualité. Toutefois, il convient sans doute de songer aux possibilités d'exportations vers le Zimbabwe, dans le cadre d'une planification régionale à long terme; aussi est-il recommandé au gouvernement du Zaïre de prendre certaines dispositions préliminaires afin d'amorcer des pourparlers sur ce point avec le Zimbabwe.

#### Perspectives à court et moyen termes

3.35 Aucune des trois options examinés ci-dessus n'est susceptible de provoquer une rapide augmentation du niveau d'utilisation de la ligne Inga-Shaba. La puissance maximale acheminée restera donc selon toute vraisemblance voisine de 200 MW, conformément à un engagement d'assurer un approvisionnement de 200 MW pendant le déroulement du programme de réfection de la centrale de Shaba. Il est recommandé à la SNEL d'effectuer une étude des problèmes et des perspectives à long terme concernant la ligne Inga-Shaba, une fois terminée la remise en état des installations. Cette étude peut être effectuée conjointement avec l'étude de l'exploitation optimale du système interconnecté d'Inga-Shaba (par. 3.6).

#### Approvisionnement en électricité des zones isolées

##### Aperçu

3.36 La plus grande partie de la consommation d'électricité du Zaïre se situe sur le territoire des trois principaux réseaux: Bas-Zaïre, Shaba et Kivu (par. 3.13). La consommation totale pour le reste du pays est de 2% seulement de toute l'électricité vendue par la SNEL (Annexe 7). Par catégorie de tensions, les pourcentages sont de 0,4%, 3,5% et 7,2% respectivement pour les ventes basse, moyenne et haute tensions. L'alimentation électrique des trois principaux réseaux est essentiellement d'origine hydraulique mais celle de la plupart des villes du pays

est d'origine thermique; or, le coût de production de la thermoélectricité est approximativement 46 fois plus élevé que celui de l'hydroélectricité (d'après l'estimation budgétaire de la SNEL relative à 1984, avant réévaluation des actifs). Bien que moins de 1% de toute la production d'électricité de la SNEL soit d'origine thermique, elle représente 31% des charges totales d'exploitation avant réévaluation des actifs (ou 13% de ces mêmes charges totales, si l'on tient compte des exigences réalistes d'amortissement que comporte la dite réévaluation). Le coût plus élevé de la thermoélectricité s'explique non seulement par le prix de gas-oil vendu dans ces zones éloignées, mais aussi et sans doute davantage, du fait des graves faiblesses observées sur le plan technique et en matière de gestion, comme des détournements purs et simples des approvisionnements, notamment de gas-oil. Les carences techniques les plus préjudiciables tiennent à l'absence de règles et de procédures appropriées d'exploitation et d'entretien; parmi les déficiences de gestion on peut citer des dotations insuffisantes de personnel affecté à l'entretien des équipements anciens et l'application de procédures inadéquates de passation de marchés, lesquelles tendent à minimiser les coûts d'investissement du matériel, sans tenir compte des coûts permanents qui lui sont liés.

3.37 Le coût actuellement plus élevé de la thermoélectricité, joint à l'application d'un tarif national unique, a eu pour effet d'infliger à la SNEL d'importantes pertes financières. Afin de les endiguer, la SNEL s'est efforcée de réduire sa production d'origine thermique dans les zones isolées, principalement au moyen d'un programme d'interruptions de service, dont les durées sont inversement proportionnelles à la taille des agglomérations concernées. Or, le caractère discontinu de cette mesure s'avère extrêmement préjudiciable aux groupes diesel, dont la durée de vie utile se trouve notablement réduite par la fréquence des chocs subis de ce fait. Aussi la production des centrales thermiques rapportée à leur puissance installée atteint-elle seulement un cinquième de celle des centrales hydroélectriques. En outre, la médiocre qualité de service qui en résulte a incité un nombre accru d'entreprises privées ou publiques à exploiter leurs propres petites centrales thermiques ("autoproduction"), avec les double emplois que cela comporte.

#### Stratégie d'amélioration

3.38 Compte tenu des considérations ci-dessus, il est recommandé à la SNEL d'élaborer, dans le cadre du Plan d'investissement à long terme, des stratégies à court et moyen termes en vue d'améliorer l'approvisionnement en électricité des zones isolées, tant sur le plan quantitatif que sur le plan qualitatif. Une stratégie à court terme devrait comporter l'adoption des mesures suivantes:

- (a) évaluation rétrospective, du point de vue technique, énergétique et financier, de toutes les centrales thermiques desservant des zones isolées, afin d'identifier des améliorations faciles à obtenir dans le domaine de l'exploitation, de l'administration et de la gestion, notamment

des mesures propres à augmenter le rendement énergétique, à réduire les détournements de gas-oil et à limiter les pertes financières;

- (b) préparation et mise en oeuvre d'un programme d'entretien préventif et ce, aussitôt que possible;
- (c) essais effectués en rapport avec un réajustement tarifaire dans un certain nombre de villes (tels que ceux réalisés à Goma et Moanda) afin de tester la disposition du consommateur à payer un prix plus élevé pour un service amélioré et plus fiable; selon le résultat de ces essais, la SNEL pourrait proposer l'adoption sur autorisation du gouvernement, de tarifs régionaux fondés sur les coûts;
- (d) affectation d'un personnel d'entretien plus nombreux dans les centrales thermiques anciennes et organisation de formations de courte durée permettant de combler des carences particulières de qualification constatées dans l'encadrement et le personnel des dites centrales; et
- (e) modification des procédures de passation de marchés, relatives aux groupes diesel, de façon à ce que les décisions d'achat soient fondées sur des considérations de durée de vie, c'est-à-dire tiennent compte conjointement des coûts d'investissement et des coûts permanents.

3.39 A moyen terme, la stratégie de la SNEL doit viser à identifier des solutions de rechange pour les centrales thermiques utilisant des groupes diesel. Parmi les substituts possibles, l'hydroélectricité, le bois de feu et les produits pétroliers lourds méritent une attention spéciale. Ainsi, le Zaïre semble abondamment pourvu en sites potentiels de mini et de micro centrales; le Plan directeur de l'électricité actuellement en cours d'élaboration doit probablement précéder à un examen des sites envisageables, bien que l'évaluation de leur faisabilité économique exige sans doute des études complémentaires. Par ailleurs, des centrales alimentées au bois de feu devraient être créées lorsqu'on peut en démontrer la faisabilité économique, dans le cadre d'une politique rationnelle d'exploitation forestière, laquelle du reste est encore à définir. Enfin, dans l'hypothèse d'un excédent intérieur persistant en produits pétroliers lourds, ces derniers pourraient servir à alimenter les centrales thermiques spécialement équipées à cet effet, à condition de pouvoir les acheminer à moindre coût. En revanche, la production d'électricité à partir du charbon minéral, ou des énergies éolienne et solaire, présente au Zaïre une faisabilité moindre.

3.40 Les stratégies à court et moyen termes mentionnées ci-dessus devraient être adoptées dans le cas des villes de Kananga et Mbuji-Mayi. A Kananga, la SNEL devrait procéder aux évaluations rétrospectives nécessaires des aspects techniques, énergétiques et financiers et réaliser conjointement les études économiques et techniques concernant la

construction éventuelle de mini centrales hydrauliques. Deux sites ont été identifiés en tant que source possible d'approvisionnement de Kananga en hydroélectricité: ceux de Katende I et II comportent respectivement des puissances installées potentielles de 6,6 MW dans une première étape et de 24 MW. Quant à la ville de Mbuji-Mayi, elle pourrait être approvisionnée grâce à des tranches supplémentaires ajoutées à la centrale hydroélectrique de Tshala II, dont une société minière a actuellement entrepris la construction sur la rivière Lubilanji. A long terme, et lorsque ces centrales auront atteint leur niveau de saturation, la SNEL souhaitera sans doute réévaluer le pour et le contre d'une dérivation de la ligne Inga-Shaba, compte tenu de l'expérience probablement acquise à cette époque à l'échelle mondiale.

### Plans d'investissement dans le sous-secteur de l'électricité

3.41 Les investissements engagés jusqu'à présent dans le sous-secteur de l'électricité ont été financés grâce à d'importants apports directs provenant du Trésor public ou de sources étrangères. La construction d'Inga II et de la ligne Inga-Shaba a en particulier bénéficié dans une large mesure d'un financement extérieur. D'après le Plan d'investissement de la SNEL pour 1981-1983, les dépenses ont atteint environ 1,31 milliard de Zaïres dont 20% d'origine extérieure (Tableau 3.4); ce chiffre ne comprend cependant pas les importants investissements directement financés par le gouvernement, sans intervention de la SNEL. D'après le plan d'investissement pour la période en cours 1984-1986, la SNEL prévoit d'engager 12,09 milliards de Zaïres dont quelque 70% d'origine extérieure. A cet égard, deux remarques s'imposent: d'une part le programme en cours exige une dépense globale nettement supérieure à celle du précédent, même en tenant compte de la dévaluation et de l'inflation, d'autre part le recours croissant à des services de financement extérieurs semble mal cadrer avec la situation financière mondiale qui prévaut actuellement. Ces observations jettent également une ombre sur le Programme d'investissement à long terme de la SNEL pour 1984-1993 (Annexe 12), lequel comporte des dépenses provisoirement estimées à environ 1 milliard de dollars EU dont 77% en devises.

Tableau 3.4: PROGRAMMES D'INVESTISSEMENT DE LA SNEL

Source	1981-83		1984-86		Long terme (prévision)	
	(Milliards de Z)		(Milliards de Z)		(Millions de \$EU 1984)	
SNEL	0,50	(38%)	1,74	(14%)	217,00	(23%)
gouvernement	0,55	(42%)	1,96	(16%)		
Etranger	<u>0,26</u>	<u>(20%)</u>	<u>8,39</u>	<u>(70%)</u>	<u>746,20</u>	<u>(77%)</u>
	1,31	(100%)	12,09	(100%)	963,20	(100%)

Source: SNEL



3.42 La version provisoire du Plan d'investissement à long terme de la SNEL prévoit la remise en état des centrales et des réseaux de distribution au Shaba et au Kivu (par. 3.14), avec l'aide de la Banque mondiale. Il ne comprend cependant aucun des investissements prévus en rapport avec le plan d'aménagement de la ZOFI (par exemple la ligne de transport Inga-Banana et la sous-station correspondante, dont le coût atteint 117 millions de dollars EU aux prix de 1984) et ne comporte ni assistance technique, ni formation. Les investissements envisagés sont concentrés à l'ouest et à l'est du pays (41% et 23% respectivement). La SNEL a inscrit dans son programme les principaux projets suivants: 20/

- (a) l'électrification accélérée de Kinshasa, avec création d'une deuxième ligne de transport de Inga à Kinshasa (81 millions de dollars EU) et un fort développement du réseau de distribution urbain (246 millions de dollars EU);
- (b) la réhabilitation et l'extension du réseau de distribution des villes importantes de la province de Shaba, notamment Lubumbashi (32 millions de dollars EU) et Likasi (17 millions de dollars EU);
- (c) la construction de centrales dans la partie orientale du pays, soit à Bendamisa (82 millions de dollars EU), Kisalala (25 millions de dollars EU) et Nepoko (24 millions de dollars EU);
- (d) le développement du réseau de distribution des villes de la région centrale, notamment de Kananga (25 millions de dollars EU) et de Mbuji-Mayi (26 millions de dollars EU); et
- (e) la construction de centrales dans la partie nord du pays, à savoir à Mobaye (moyennant un coût récemment révisé à la basse de 25 millions de dollars EU) et à Mbandaka (19 millions de dollars EU).

3.43 Une étude détaillée de la version provisoire du Plan d'investissements à long terme de la SNEL sont manifestement hors du cadre du présent rapport. La SNEL procédant actuellement à un réexamen de ce document, il lui est cependant recommandé à cet effet d'utiliser des critères économiques simples. Un tel réexamen devrait conduire à proposer différentes mesures souhaitables:

- (a) Identification des travaux nécessaires d'entretien et de réparation dans tout le système d'approvisionnement en électricité et préparation d'une liste d'actions classées par ordre de priorité et destinées à remédier aux carences actuelles.

---

20/ Prix 1984 en dollars EU constants.

- (b) Préparation d'évaluations rétrospectives du point de vue technique, énergétique et financier, concernant les centrales thermiques des zones isolées, et élaboration d'un programme de mise en oeuvre des recommandations appropriées. Il faudrait ensuite prendre des mesures permettant de répondre dans les meilleurs délais aux besoins économiquement fondés d'alimentation en électricité des villes importantes, telles que Kananga et Mbuji-Mayi, ainsi laissées nettement au second plan par les investissements engagés dans ce sous-secteur.
- (c) Réexamen du programme d'électrification accélérée de Kinshasa; destinée à établir la faisabilité économique et financière du dit programme, cette tâche conduira probablement à redéfinir son ampleur, son champ d'application et son calendrier d'exécution ainsi que la politique tarifaire prévue.
- (d) Définition des critères permettant d'apprécier l'intérêt que présente pour le pays la poursuite du projet d'aménagement de la ZOFI.
- (e) Réexamen détaillé de la faisabilité économique de la centrale hydroélectrique de Mobaye, destinée à assurer l'approvisionnement en électricité de Gbadolite.

#### IV. SOUS SECTEUR DU PETROLE

##### Exploration et production pétrolières

4.1 Le Zaïre comprend trois bassins sédimentaires, très différents par leur étendue et leurs possibilités, séparés par des soulèvements du soubassement. D'est en ouest on rencontre successivement la cuvette littorale, d'où provient la totalité de la production du Zaïre, la cuvette centrale, dont l'exploration commence à peine et le fossé du Tanganyika qui contient certains indices d'hydrocarbures.

##### Cuvette littorale

4.2 La cuvette littorale est la moins étendue des trois zones en question: sa superficie est d'environ 6000 km dont près de 1.000 km sous l'océan atlantique. Elle constitue un exemple caractéristique de marge continentale passive se prolongeant au nord dans l'enclave de Cabinda et au sud dans les régions côtières de l'Angola. Sa coupe structurale peut être subdivisée en trois séquences, dont l'épaisseur augmente lorsqu'on s'approche de l'océan: une séquence fluviolacustre de base reposant sur un socle précambrien, une séquence marine évaporitique restreinte de la période aptienne et enfin une séquence marine à découvert remontant à une période intermédiaire entre l'albien et le quartenaire récent. La présence de roches de couverture et de roches encaissantes étant très répandue dans tout le bassin sédimentaire, les pièges sont de type bloc faillé stratigraphique dans la séquence pré-saline et de type faillé, à induction saline, et anticlinal dans les séries post-salines.

Tableau 4.1: DETENTEURS DE LA CONCESSION EN MER DE LA CUVETTE LITTORALE

Sociétés de contrôle	Sociétés exploitantes	Parts
Gulf Oil Zaïre (Kinshasa)	Zaïre Gulf Oil Co (E.U.)	50,00
Japeza (Kinshasa)	Zaïre Petr. Co. (Japon)	33,28
Unocal (Kinshasa)	Muanda Oil Co. (E.U.)	17,72

4.3 L'exploration de la zone située en mer a commencé en 1956, date à laquelle une concession exclusive a été accordée à Gulf Oil et à Soliza. Plusieurs études sismiques ont été effectuées de 1959 à 1982, ainsi qu'une campagne de mesures aéromagnétiques et gravimétriques. Quarante puits ont été forés depuis le début de ces activités permettant la découverte de cinq gisements pétroliers (GCO, 1970; Mibale, 1973; Mwambe, 1979; Libwa, 1981; Lukami, 1982) et un gisement de gaz (Motoba, 1982). On procède actuellement à une étude sismique tri-dimensionnelle et bi-dimensionnelle dont la fin est prévue pour 1985. Les droits exclusifs liés à la concession ont été vendus en partie d'une part à Japan Oil Zaïre en 1972, puis d'autre part au gouvernement du Zaïre en 1975.

4.4 La prospection de la zone à terre a commencé officiellement en 1959, avec l'octroi d'une concession à Socorep. En 1969, la concession ZERE 44 a également été octroyée à la Socorep, laquelle a ensuite effectué plusieurs campagnes de relevés, dont une aéromagnétique, une magnétique terrestre, plusieurs séismiques et trois gravimétriques. Quatre-vingt puits ont été forés (dont 30 de prospection et 50 de production), quatre gisements pétroliers ont été découverts (Kinkasi et Liawenda, 1972; Mibale Est, 1978 et plus récemment Muanda-Banana). Certaines activités semi-prospectrices, à savoir des forages et des campagnes séismiques, se poursuivent actuellement sur le territoire de la nouvelle concession d'exploitation terrestre de Muanda-Banana suite à plusieurs changements apportés à la composition du groupe concessionnaire, les co-détenteurs actuels sont l'exploitant Zaïrep (FINA) et Shell Zaïrep qui possèdent respectivement 55,5% et 45,5% des parts.

4.5 La cuvette littorale est la plus accessible et donc la plus prospectée des trois zones sédimentaires. Les travaux de prospection ayant été très importants et particulièrement couronnés de succès, il serait difficile, dans l'état actuel des choses, d'en obtenir davantage. Il est cependant recommandé d'inciter les compagnies exploitantes à poursuivre leurs efforts, tandis que l'Unité technique pétrolière (par. 7.16) devrait étudier les parties abandonnées d'anciennes concessions.

Tableau 4.2: RESERVES PROUVEES RECUPERABLES ET PRODUCTION CUMULEE DE CUVETTE LITTORALE (barils)

	Zaire Gulf (au large)	Zaïrep (à terre)
Réserves prouvées récupérables	127,714,970	101,000,000
Production cumulée à la fin 1983	61,945,950	1,545,108

4.6 Les réserves récupérables de la cuvette littorale sont indiquées au Tableau 4.2. Le fait qu'un seul champ pétrolier offshore, celui de Mibale, présente 48% des réserves totales, constitue sans doute la principale caractéristique des réserves récupérables de la cuvette littorale. Les réserves prouvées offshore sont sans doute sous-estimées, le nouveau gisement de Lukami n'ayant pas encore été délimité; or, ces réserves sont probablement nettement supérieures au chiffre actuellement avancé d'environ 1,5 million de barils (Annexe 16). Le gisement terrestre de Muanda-Banana ne peut être l'objet d'une sous-estimation comparable, la délimitation complète n'étant pas encore terminée (Annexe 17). Afin de dissiper ces incertitudes, la Banque mondiale a offert son assistance au Zaïre afin d'effectuer une évaluation des réserves pétrolières et gazières de la cuvette littorale.

4.7 La production de pétrole du Zaïre est limitée actuellement à la cuvette littorale. Tel qu'indiqué ci-dessous, la production a commencé en 1975 en mer et en 1979 à terre. L'exploitation de tous les gisements comporte l'injection de gaz associé et non associé, tandis que les techniques de stimulation sont utilisées dans les gisements terrestres les plus anciens. Les gisements offshore ont assuré jusqu'à maintenant l'essentiel de la production de pétrole: ainsi en 1984, ils ont représenté 85% de la production totale du bassin pétrolifère, dont 80% provenaient du seul gisement de Mibale. Ces pourcentages tendent à diminuer à la faveur de l'augmentation de la production terrestre.

Tableau 4.3: PRODUCTION PETROLIERE DE LA CUVETTE LITTORALE  
(en barils)

Année	Concession Zaïre Gulf (au large)	Concessions Zaïrep (à terre)	Production totale
1975	87,526		87,526
1976	9,037,516		9,037,516
1977	7,840,825		7,840,825
1978	6,920,576		6,920,576
1979	7,535,049	2,518	7,537,567
1980	6,624,597	146,325	6,770,922
1981	7,472,049	196,344	7,668,393
1982	8,029,963	363,543	8,393,506
1983	8,397,849	836,378	9,234,227
1984 <u>a/</u>	9,900,000	1,800,000	11,700,000

a/ Production estimée.

Source: Zaïre Gulf, Zaïrep, Estimations de la mission.

4.8 Les prévisions de production pétrolière jusqu'en 1990 (Tableau 4.4) ont été établies sans tenir compte d'aucune découverte supplémentaire. Estimé à 11,7 millions de barils en 1984, la production totale devrait encore augmenter pour atteindre 18,5 millions de barils en 1986, avant de commencer à diminuer, en raison de l'épuisement progressif des gisements de Mibale et Kinkasi-Liawenda. Il est néanmoins possible que les activités de prospection et de développement qui ont été entreprises conduisent à dépasser le niveau de production escompté, aussi bien en mer (gisement de Lukami) qu'à terre (gisement de Muanda-Banada).

4.9 La production de gaz se compose essentiellement de gaz associé. A présent, la plus grande partie du gaz associé et non associé est injectée dans les champs pétroliers afin de maintenir la production de pétrole à son niveau, et le restant est brûlé à la torche. La valeur

moyenne du rapport gaz-huile est de 200-300 pieds cubes par baril (pc/b) dans les gisements offshore mais présente par contre des variations beaucoup plus importantes de 125 à 45.000 pc/b dans le cas des gisements terrestres. Un seul gisement de gaz a été découvert (Motoba dans la concession offshore) dont l'étendue et les réserves sont encore mal connues et ne peuvent d'ailleurs être déterminées avec précision tant qu'il demeurera à son actuel niveau sommaire de développement. Zaire Gulf a indiqué que la production des gisements offshore pourrait être portée à 5,5 à 7,5 milliards de pieds cubes (Gpc) par an pendant 20 ans, ce qui implique des réserves récupérables de l'ordre de 110 à 146 Gpc. Quant aux gisements terrestres l'extrême variabilité du rapport gaz-huile interdit toute estimation des réserves, même très approchée.

Tableau 4.4: PRODUCTION PETROLIERE PREVUE DE LA  
CUVETTE LITTORALE (BARILS)

Années	Zaire Gulf (au large)	Zairep (à terre)	
		Production programmée	Production supplémentaire possible
1985	11.107.200	3.668.000	267.000
1986	14.752.962	3.792.000	1.048.000
1987	12.193.252	3.133.000	1.018.000
1988	6.311.402	2.667.000	846.000
1989	5.416.264	2.268.000	720.000
1990	4.703.120	1.924.000	612.000

Source: Zaire Gulf, Zairep.

4.10 Les investissements cumulés consacrés à la mise en valeur de la cuvette littorale jusqu'en 1984 sont estimés à près de 210 millions de dollars EU dans la concession offshore et à 162 millions de dollars EU dans la concession terrestre. Le tableau ci-dessous indique les coûts de production estimés, ainsi que les dépenses nécessaires à la mise en oeuvre ou à la poursuite de la production.

#### Cuvette centrale

4.11 La cuvette centrale s'étend sur une superficie d'environ 800.000 km<sup>2</sup>, dont la plus grande partie est recouverte par une forêt pluviale dense, qui en rend l'accès difficile, sauf par le réseau fluvial. Il s'agit d'un bassin sédimentaire intracratonique, rempli de sédiments de l'infracambrien au quaternaire récent, dont l'épaisseur atteint quelque 20.000 pieds. On constate fréquemment l'existence, du moins jusqu'aux formations jurassiques, d'intervalles dotés de qualités de roches réservoirs plus ou moins bonnes et constitués essentiellement de grès. Les roches de couverture sont moins fréquentes, et se composent surtout d'intervalles schisteux ou évaporitiques. Les pièges situés en

profondeur sont généralement du type faille tabulaire, tandis que les sédiments mésozoïques moins profonds présentent des pièges de type anticlinal.

Tableau 4.5: COUTS DE PRODUCTION ESTIMES DANS LA CUVETTE LITTORALE  
(en millions de \$EU)

	Offshore (Zaire Gulf)	A Terre (Zairep)
Coût de forage (par puits)	environ 0,6 pour les puits peu profonds et 9 pour les puits profonds	0,9, dont 0,3 pour les techniques de simulation
Dépenses de développement en:		
1983	13,87	32
1984	25	45
1985	n.d.	60
Muanda-Banana (1985-86)		19
Frais d'exploitation (\$EU par baril)	environ 0,4	environ 0,4

Source: Zaire Gulf, Zairep, estimations de la mission.

4.12 L'exploration a commencé plus tôt, mais a donné moins de résultats par rapport à celle de la cuvette littorale. Elle a débuté en effet en 1951, par les campagnes gravimétriques, magnétiques terrestres et sismiques effectuées par Rémina, à la suite desquelles deux puits profonds ont été forés sans succès. En 1973, une concession de plus de 550.000 km<sup>2</sup> ayant été octroyée au groupe Shell-Texaco celui-ci a alors effectué des campagnes aéromagnétiques et sismiques, qui lui ont permis de limiter l'étendue de la concession à un peu moins de 100.000 km<sup>2</sup>. En 1977 Esso s'est substitué à Shell, puis a abandonné la concession suite aux forages infructueux de deux puits profonds en 1981. La Japan National Oil Company (JNOC) détient actuellement une autorisation non exclusive de recherche; elle a effectué une étude par photosatellite Landsat ainsi que différents relevés géologiques sur le terrain, avec la participation de géologues zairois. La JNOC a récemment entrepris une campagne aéromagnétique de grande envergure et un relevé gravimétrique. La cuvette centrale ne fait actuellement l'objet d'aucune concession exclusive d'exploration.

4.13 En dépit de leur importance et de leur intérêt, les activités de prospection poursuivies jusqu'à présent dans la cuvette centrale, ne permettent pas encore d'établir une évaluation précise des ressources pétrolières potentielles de cette zone immense. Aussi est-il recommandé d'entreprendre des études supplémentaires. La Banque mondiale a accordé un financement en vue des travaux de réinterprétation des données géophysiques recueillies par Rémina et Esso, que doit effectuer l'Unité

technique pétrolière, avec le concours d'une assistance technique étrangère. La réalisation de ce projet débouchera sur la préparation d'un rapport sur les moyens de prospection à mettre en oeuvre; il devrait comporter une nouvelle analyse et une nouvelle interprétation des courbes sismiques, de l'étude géochimique des forages d'Esso et des schistes bitumineux, outre leur intégration aux données recueillies par la JNOC.

4.14 L'exploration d'une zone aussi vaste et aussi peu accessible que la cuvette centrale exigera des investissements considérables. On estime à près de 5.000 \$EU par km le coût prévisionnel des campagnes sismiques, et à 12 millions de dollars EU celui d'un forage profond (disons à 4.000 m). Il est par conséquent recommandé de déployer un effort important afin de susciter l'intérêt des compagnies pétrolières et d'inciter la JNOC à poursuivre les travaux entrepris.

#### Fossé du Tanganyika

4.15 Le Fossé du Tanganyika appelé également fossé des Grands Lacs, s'étend le long de la frontière orientale du Zaïre. Il est rempli de sédiments remontant à une époque allant du miocène ancien au quaternaire récent. La séquence présente vraisemblablement une fréquente alternance de roches réservoirs (grès, le cas échéant calcaire lacustre) et de roches de couverture et de roches mères schisteuses. Les pièges sont vraisemblablement de type faille tabulaire ou de type mixte faille tabulaire/stratigraphique. D'après les données actuellement disponibles, le fossé du Tanganyika offre un intérêt variable d'un endroit à l'autre du point de vue de la prospection; quant au segment le plus prometteur, il se situe semble-t-il au nord, entre le Zaïre et l'Ouganda, zone où certains forages très peu profonds ont révélés des indices de pétrole et de gaz.

4.16 L'exploration pétrolière du fossé du Tanganyika remonte aux années 1920. Les travaux les plus récents effectués dans ce domaine sont ceux du projet d'évaluation de la cuvette océanique du Proto Rift (PROBE, Proto Rift Ocean Basin Evaluation), financé par plusieurs compagnies pétrolières et par la Banque mondiale, sous la direction de l'université Duke; dans le cadre de ce projet de recherche, une campagne sismique utilisant un canon à air a été effectuée dans la zone du lac Tanganyika. Par ailleurs, une campagne aéromagnétique, bénéficiant de l'aide de la Banque Mondiale, a été réalisée en 1983. Une partie du fossé du Tanganyika a également fait l'objet du relevé Landsat entrepris par la compagnie pétrolière japonaise JNOC et dont les résultats seront prochainement communiqués.

4.17 La plupart des informations actuellement disponibles concernant le fossé du Tanganyika proviennent du projet PROBE et de la campagne aéromagnétique réalisée avec l'assistance de la Banque mondiale. A la suite d'une réunion d'organisation des activités de prospection, tenue en 1984, quatre grandes compagnies pétrolières internationales ont soumis des offres pour la totalité du domaine à explorer; des négociations à ce sujet sont actuellement en cours.



### Approvisionnement et distribution des produits pétroliers

4.18 La totalité de la production de brut zaïrois (par. 4.7) est exportée; en effet, son raffinage sur place donnerait davantage de fuel lourd et moins de distillats moyens que ne l'exige la satisfaction des besoins propres du Zaïre; celle-ci est donc assurée entièrement grâce à des importations de produits finis provenant de raffineries situées à l'étranger, ou au moyen d'importations de brut plus léger que celui du Zaïre et traité ultérieurement par la raffinerie locale.

4.19 La demande intérieure de produits pétroliers porte sur l'essence, le kérosène, le carburéacteur, le gas-oil, l'essence aviation, le fuel et le GPL (Tableau 4.6). L'essence consommée au Zaïre est généralement qualifiée de "supercarburant" bien qu'elle soit de qualité équivalente à celle de l'essence dite normale (indice octane 93) commercialisée dans les pays industriels. Le kérosène et le carburéacteur ne sont pas distingués au niveau de la vente, impliquant ainsi la conformité du premier produit aux spécifications en vigueur concernant le carburéacteur international. Le gas-oil disponible sur place est semblable à celui que l'on trouve sur les marchés internationaux, sa teneur en soufre pouvant atteindre 1%. Quant au fuel (dont la teneur en soufre peut atteindre 3,5%) et au GPL ils sont vendus uniquement dans la région du Bas-Zaïre et dans l'agglomération de Kinshasa.

4.20 Jusqu'au milieu de l'année 1985, le mécanisme d'importation du brut et des produits pétroliers était entièrement contrôlé par le gouvernement. Les quantités à importer étaient déterminées à partir des prévisions détaillées, préparées par les compagnies de distribution (par. 7.18), les montants disponibles en devises étrangères étant fixés par la banque du Zaïre. PétroZaïre (par. 7.15), alors détenteur d'un monopole d'importation des bruts et des produits pétroliers, introduisait auprès de la banque du Zaïre des licences d'importation pour les quantités de produits pétroliers en fonction des allocations de devises de la Banque centrale. Ces quantités étaient souvent inférieures à celles demandées initialement. PétroZaïre était cependant chargé de décider de l'importance relative des importations de brut et de produits pétroliers, et par ailleurs de veiller à l'exécution des contrats d'importation. Les produits pétroliers résultant du traitement du brut importé à la raffinerie de la SOZIR (par. 7.18) étaient vendus par PétroZaïre aux compagnies de commercialisation, suivant leurs parts respectives du marché préalablement fixées. Enfin les quantités de produits raffinés disponibles dans le pays au terme de ce processus, étaient (et sont toujours) réparties sur la base d'un système de rationnement assurant un approvisionnement adéquat aux consommateurs prioritaires agréés par le gouvernement. La compagnie Zaïre SEP (par. 7.18) était (et continue d'être) responsable de la distribution (transport et entreposage) des produits pétroliers détenus par les compagnies de mise en marché, jusqu'au stade de la vente des dits produits aux détaillants.

Tableau 4.6: REPARTITION PAR PRODUIT ET PAR REGION DES LIVRAISONS DE PRODUITS PETROLIERS (1983-84)  
(milliers de tonnes)

Région	Essence		Kérosène	Carburacteur	Gas-Oil	Fuel	Aviation		TOTAL	Part (pourcentage)
	Ordinaire	Supercarburant					Essence	GPL		
<b>1983</b>										
Bas-Zaïre	-	4,8	6,4	-	44,8	67,9	-	0,4	124,3	(17,9%)
Kinshasa	-	61,8	25,7	122,9	145,3	4,0	5,1	-	364,8	(52,4%)
Bandundu	-	1,1	1,4	-	7,0	-	-	-	9,5	(1,4%)
Equateur	-	1,7	1,8	1,1	18,7	-	-	-	23,3	(3,3%)
Haut-Zaïre	0,1	4,3	2,2	2,5	11,3	-	-	-	20,4	(2,9%)
Kivu	1,0	0,3	0,5	0,1	11,0	-	0,1	-	13,0	(1,9%)
Kasai	-	7,6	2,5	1,7	99,3	-	-	-	111,1	(16,0%)
Shaba	-	6,7	1,4	4,9	16,2	-	-	-	29,2	(4,2%)
TOTAL	1,1 (0,2%)	88,3 (12,7%)	41,9 (6,0%)	133,2 (19,2%)	353,6 (50,8%)	71,9 (10,3%)	5,2 (0,7%)	0,4 (0,1%)	695,6 (100,0%)	
<b>1984 a/</b>										
Bas-Zaïre	-	4,1	5,6	-	44,8	60,9	-	0,4	115,8	(18,2%)
Kinshasa	-	51,1	14,3	102,0	132,7	4,7	5,0	-	309,8	(48,6%)
Bandundu	-	1,1	1,5	-	10,3	-	-	-	12,9	(2,0%)
Equateur	-	1,4	1,4	0,5	20,0	-	-	-	23,3	(3,7%)
Haut-Zaïre	0,1	2,7	3,0	1,8	18,4	-	-	-	26,0	(4,1%)
Kivu	0,6	0,2	1,1	-	13,5	-	-	-	15,5	(2,4%)
Kasai	-	6,6	4,2	0,7	91,4	-	-	-	102,9	(16,2%)
Shaba	-	6,5	1,6	4,4	18,2	-	-	-	30,7	(4,8%)
TOTAL	0,7 (0,1%)	73,7 (11,6%)	32,7 (5,1%)	109,4 (17,2%)	349,4 (54,8%)	65,6 (10,3%)	5,0 (0,8%)	0,4 (0,1%)	636,9 (100,0%)	

a/ Estimations établies à partir des livraisons réelles de janvier à septembre.

Source: Zaïre SEP.

4.21 Le pétrole importé est acheminé depuis le Nigéria par des pétroliers de 45.000 tonnes de tonnage en lourd, avant d'être traité dans une petite raffinerie de distillation et de reformage proche de Moanda/Banana, exploitée par la Société zaïro-italienne de raffinage (SOZIR) (par. 4.40). Le Zaïre n'étant pas équipé de port en eau profonde, les pétroliers sont ancrés à l'embouchure du fleuve Zaïre puis déchargés au moyen des barges de la SOZIR. La raffinerie a été mise en service en 1967 et appartient conjointement à l'Etat zaïrois et à la société AGIP (Italie) dont les parts sont identiques. Conçue initialement pour traiter un tonnage annuel maximum d'environ 750.000 tonnes de brut iranien léger, la raffinerie lui a cependant substitué le brut léger d'Arabie il y quelques années et à une date récente les bruts légers du Nigéria. L'AGIP fournit le personnel clé expatrié et l'assistance technique nécessaire.

4.22 Les produits pétroliers importés proviennent de différentes sources. Le Brésil fournit environ 96% des importations, en vertu d'un contrat avantageux conclu avec Pétrobras. Ces produits sont livrés à Matadi (sur le fleuve Zaïre, à près de 140 km de l'embouchure) par tankers de 25.000 tonnes; ils sont déchargés au dépôt d'Ango Ango, point de départ du circuit de distribution. La part restant des importations de produits finis est acheminé par camions-citernes venant respectivement du Kenya ou de la Zambie, afin d'approvisionner la partie orientale ou méridionale du Zaïre. Du fait des coûts de transport plus élevés qui en résultent, les prix des produits importés par les frontières orientales et méridionales du pays sont généralement deux à trois fois supérieurs à ceux des produits similaires arrivant par l'ouest du Zaïre (Matadi).

Tableau 4.7: NIVEAU INDICATIF DES PRIX A L'IMPORTATION DES PRODUITS  
PETROLIERS  
(\$EU 1984 par tonne)

	Itinéraire d'importation				
	Ouest		Est		Sud
	a/	b/	c/	d/	
Supercarburant (indice octane 93)	268,5	256,5	-	-	-
Essence ordinaire (indice octane 86)	-	-	628	626	-
Carburéacteur (kérosène)	271,5	259,5	615	613	-
Gas-Oil	241	229	566	563	518

- a/ Prix réels facturés par Pétrobras.  
b/ Prix théoriques au départ de Rotterdam (prix au jour le jour, caf Banana.  
c/ Par route au départ du Kenya. Livré à Bukavo.  
d/ Par la route au départ du Kenya. Livré à Bumia.  
e/ Par la route au départ de Zambie. Livré à Lubumbashi.

4.23 Le transport intérieur des produits pétroliers, depuis Matadi jusqu'aux points de consommation situés à l'intérieur du pays, représente une opération longue et coûteuse (Carte BIRD 19113). Le premier obstacle rencontré vient du caractère non navigable du Zaïre entre Matadi et Kinshasa; il a donc fallu au bout d'un certain temps construire deux pipelines en parallèle, lesquels constituent le principal maillon du circuit de distribution du point de vue de leur importance stratégique. Depuis le dépôt d'Ango Ango situé à Matadi, les produits pétroliers sont ainsi pompés par pipeline jusqu'aux dépôts de Kinshasa, à Masina, à Kinshasa même et à l'aéroport international de N'Djili; seul le fuel étant transporté par voie ferrée. Les produits à acheminer au-delà de Kinshasa sont transportées par barge à contre-courant sur le fleuve Zaïre vers le nord, dans les régions de l'Equateur et du Haut-Zaïre, et sur la rivière Kasai vers le sud, dans les régions de Bandundu, du Kasai et du Shaba. La répartition nord/sud des tonnages est d'environ 30/70, le gas-oil destiné au Shaba représentant à peu près la moitié des quantités totales acheminées au delà de Kinshasa.

4.24 Ces dernières années, pour des raisons de contraintes financières (pénuries de devises et difficultés de trésorerie en monnaie locale), le système d'approvisionnement (par. 4.18 à 4.23) n'a cependant pas réussi à atteindre son objectif essentiel, à savoir la pleine satisfaction de la demande intérieure de produits pétroliers. En conséquence, le Zaïre a souffert d'une pénurie chronique de produits pétroliers pendant plusieurs années. D'après les compagnies de mise en marché, l'offre disponible au cours de cette période a été de l'ordre de 85 à 93% de la demande potentielle, que l'on estime à présent à près de 750.000 tonnes par an. Pour aggraver les choses, des pénuries régionales ont eu pour effet d'intensifier les répercussions des pénuries générales au niveau du pays, et ce en particulier à l'extérieur de la région du Bas-Zaïre et de l'agglomération de Kinshasa. La ville de Kinshasa absorbe près de la moitié de la consommation nationale de produits pétroliers. Cette proportion s'élève à près de deux-tiers (Tableau 4.6): de vastes zones de l'intérieur du pays ont donc été gravement sous-approvisionnées.

4.25 Au milieu de l'année 1985, le gouvernement a introduit plusieurs modifications visant à corriger certains des principaux inconvénients du précédent système d'approvisionnement et de distribution de produits pétroliers, en particulier l'absence de concurrence, les contraintes de financement des importations, le caractère inadéquat des installations de distribution et enfin les carences de la structure tarifaire. Les paragraphes ci-dessous étudient les lacunes du système précédemment en vigueur ainsi que les modifications apportées auparavant sans toutefois aborder la question de la structure tarifaire, dont l'examen figure dans chapitre 6 (par. 6.17-6.24).

Absence de concurrence

4.26 Jusqu'au milieu de l'année 1985, le système de distribution était caractérisé par l'absence quasi totale de concurrence dans les importations aussi bien que dans la commercialisation des produits. PétroZaïre détenait le monopole d'importation sur le brut et les produits pétroliers (par. 4.20). Le brut importé était raffiné par la SOZIR pour le compte de PétroZaïre (par. 4.40) et les produits pétroliers, raffinés localement ou importés, étaient revendus aux quatre compagnies semi-publiques de distribution. Au milieu de 1985, il a été mis fin au monopole d'importation de PétroZaïre et les compagnies semi-publiques étaient autorisées d'importer les produits pétroliers sans l'autorisation préalable de la Banque centrale et de PétroZaïre. Cependant, étant donné la taille limitée du marché du Zaïre, le Département des mines et de l'énergie a donné instructions aux compagnies semi-publiques et à PétroZaïre de coordonner leurs besoins d'importation par un comité d'achat. Il est recommandé que les opérations du comité d'achat soient revues afin de déterminer quel est l'organisme qui devrait gérer les appels d'offres et les contrats consolidés des importations pour les bénéficiaires de toutes les parties concernées, et aussi pour définir officiellement les mécanismes de programmation des importations et de la gestion optimale des stocks à Ango Ango et aux dépôts de Kinshasa.

Tableau 4.8: PARTS FIXES DU MARCHE ATTRIBUEES AUX COMPAGNIES DE COMMERCIALISATION  
(Pourcentages des ventes totales de chaque produit)

	Zaïre Fina	Zaïre Mobil	Zaïre Texaco	Zaïre Shell	PetroZaïre
Essence	39,0	20,2	22,3	13,5	5,0
Essence aviation	50,3	20,9	23,8	-	5,0
Carburéacteur	31,7	31,6	31,7	-	5,0
Kérosène	38,7	18,5	23,6	14,2	5,0
Gas-Oil	47,7	22,4	15,4	9,5	5,0
Fuel	33,8	20,4	18,8	22,0	5,0
Fractions de distillation pour huile lubrifiante	41,6	30,9	20,0	7,5	-
Parts de l'ensemble du marché	41	24	20	10	5
Participation du gouvernement	40	40	40	60	5

4.27 Les activités de distribution étaient également caractérisées par l'absence de concurrence. En effet, des parts fixes du marché stipulées pour chaque produit régissaient les ventes des compagnies de commercialisation; censés refléter les parts détenues par chacune immédiatement avant la nationalisation (par. 7.18), ces quotas ont été abolis par le Département des mines et de l'énergie au milieu de l'année

1985, donnant ainsi la possibilité de faire jouer la concurrence dans le sous-secteur pétrolier. Il semble toutefois que les quotas initiaux des compagnies soient encore en place.

4.28 Il subsiste néanmoins quelques entraves à la concurrence, du fait de certains aspects du mode de fonctionnement propre à Zaïre SEP:

- (a) Zaïre SEP appartient intégralement aux compagnies de commercialisation et exploite les seules installations adéquates de distribution situées entre Matadi et Kinshasa, c'est-à-dire les pipelines reliant ces deux points et les cuves de stockage d'Ango Ango. Ces installations sont indispensables à la mise en marché des produits pétroliers nécessaires au pays. Aux termes des statuts en vigueur, tout actionnaire souhaitant se défaire de ses parts, en totalité ou en partie, est tenu au préalable de les proposer aux autres actionnaires, habilités à les acheter au prorata de leur participation actuelle dans Zaïre SEP. Or, compte tenu de la taille du marché intérieur, la réalisation d'investissements consacrés à des installations parallèles de distribution ne représente pas une option économiquement viable pour une compagnie de commercialisation souhaitant pénétrer le marché; les dispositions rappelées ci-dessus ont donc contribué effectivement à empêcher la pénétration du marché. Au milieu de l'année 1985, le Département des mines et de l'énergie a donné instructions à Zaïre SEP de permettre à toute compagnie pétrolière d'utiliser, moyennant paiement, les installations de la compagnie de service.
- (b) Un des objectifs de Zaïre SEP est de s'assurer que les dépenses d'importation et de distribution soient équitablement réparties entre toutes les compagnies. Or, tout écart tarifaire entre ces dernières provoquerait nécessairement une diminution des profits, équivalente aux rabais consentis aux consommateurs. A défaut par conséquent de pouvoir compenser en partie l'incidence des rabais (destinés à assurer une plus forte pénétration du marché) par une quelconque diminution de leurs frais d'importation et de distribution, les compagnies se trouvent peu incitées à se faire concurrence.

4.29 Ceci étant, et en l'absence d'autres réformes, la décision particulièrement bien venue d'abolir le système des quotas fixes, n'est guère susceptible de provoquer un développement notable de la concurrence dans les régions de Kinshasa et du Bas-Zaïre. A court terme, une concurrence accrue pourra cependant se manifester à l'intérieur du pays, à condition de confier aux compagnies de commercialisation la distribution des produits pétroliers au-delà des dépôts de Kinshasa. Il est donc recommandé de charger les dites compagnies de fournir et d'exploiter les installations de transport et de stockage situées à l'intérieur du pays. Une telle mesure introduirait une certaine concurrence et inciterait à investir dans la remise en état des installations existantes de distribution (par. 4.38).

4.30 La mise en application des changements introduits par le gouvernement dans le sous-secteur pétrolier depuis 1985 doit être suivie soigneusement. Il est recommandé de revoir l'impact de ces changements sur le degré de concurrence ainsi introduite et sur la disponibilité des produits à l'échelle nationale. Une révision intégrale du rôle de PétroZaire, à laquelle avait été confié la participation minoritaire détenue par le gouvernement au sein des compagnies semi-publiques de distribution et, simultanément, concurrence celles-ci sur le marché de distribution, doit aussi être complétée. Pareille situation est source de conflits d'intérêts apparents ou réels, notamment du fait qu'elle conserve à PétroZaire un avantage réel ou présomptif sur un marché caractérisé par prédominance de la consommation de produits pétroliers des organismes du secteur public. Afin de corriger cet inconvénient, il est recommandé que PétroZaire abandonne l'exécution simultanée de ses activités de commercialisation et de gestion de la participation minoritaire du gouvernement. Les parts de l'état dans les sociétés pétrolières devraient être restitués au Département du portefeuille.

#### Contraintes de financement des importations

4.31 Ces dernières années, les importations pétrolières ont été limitées par le manque de devises étrangères, l'insuffisance des fonds de roulement des sociétés de distribution, et par les difficultés d'accès aux autres possibilités de financement d'importations disponibles sur le marché international. La première cause mentionnée, c'est-à-dire le manque de devises étrangères pour les importations de produits pétroliers, reflète les difficultés macro-économiques affectant globalement le pays. Les paragraphes ci-dessous s'attachent aux deux autres obstacles mentionnés.

4.32 Le manque de fonds de roulement a constitué ces dernières années un problème chronique pour les sociétés de commercialisation et pour PétroZaire. Or, la situation s'est nettement aggravée à la suite de la dévaluation de 1983, qui a eu pour effet de multiplier par sept les besoins en fonds de roulement, provoquant en outre de graves difficultés de liquidités à toutes les entreprises du sous-secteur pétrolier. Plusieurs événements consécutifs à la dévaluation ont de fait contribué à cet état de choses: absence de rectification rapide des prix de vente au détail des produits pétroliers, afin de refléter le renchérissement dû au restockage, difficultés croissantes des principaux consommateurs de produits pétroliers à régler en temps voulu le montant de leurs achats auprès des sociétés de commercialisation, retards apportés dans les paiements effectués par ces dernières pour les produits fournis par

PétroZaïre, 21/ et enfin la décision du gouvernement de prélever la totalité de la plus-value réalisée sur les stocks détenus par ces mêmes sociétés au moment de la dévaluation (environ 20 millions de dollars EU). De ce fait, le montant des fonds de roulement disponibles dans le système a atteint un niveau négligeable, alors que les besoins estimés étaient d'environ 55 millions de dollars EU, somme approximativement équivalente à trois mois de consommation intérieure.

4.33 Entre autres choses, le manque de fonds de roulement a eu des répercussions défavorables sur le niveau des stocks puisque les sociétés de commercialisation, désireuses de dégager les liquidités nécessaires au financement des importations, ont vendu une grande partie des produits entreposés, limitant ainsi les stocks à quelques jours de consommation intérieure. Les mesures adoptées par le gouvernement au milieu de l'année 1985 ont comporté notamment le règlement de tous arrérages. 22/

4.34 Les difficultés d'accès aux différentes possibilités de financement des importations ont considérablement entravé ces dernières années les affaires des importateurs. D'après les réglementations édictées par la banque du Zaïre, PétroZaïre (seul importateur à l'époque) était tenu de déposer auprès de la Banque du Zaïre un montant en monnaie nationale équivalent à cent pour cent de la valeur des importations autorisées, au moment de sa demande d'ouverture de lettre de crédit à la Banque du Zaïre, et préalablement à l'arrivée du bateau. La Banque du Zaïre obtenait ensuite une lettre de crédit de la banque Belgoise. Dans un troisième temps, une autre lettre de crédit était établie entre la banque Belgoise et le fournisseur, au taux d'intérêt courant. Les frais financiers de ce système étaient de l'ordre de 10%. Outre sa lourdeur et sa lenteur, cette procédure unique en son genre opérait des ponctions importantes sur les fonds de roulement pratiquement inexistant dont disposait le système (par. 4.32). En effet, l'importateur, non seulement ne bénéficiait d'aucun crédit, mais devait en outre prendre à sa charge une commission anormalement élevée et payer à deux reprises les intérêts calculés au taux courant. Ces dispositions constituaient manifestement un handicap majeur pour les importations pétrolières. Or, la série de réformes adoptées en 1985 a dans une certaine mesure modifié la situation: les sociétés de commercialisation sont désormais autorisées à importer des produits pétroliers et ont obtenu des lignes de crédit appropriées exigeant un paiement de 25% du montant au déchargement et le

---

21/ Au milieu de l'année 1985 les consommateurs du secteur public devaient environ 300 millions de Zaïres (6 million de dollars EU) aux sociétés de commercialisation, lesquelles devaient 1.500 millions de Zaïres (30 million de dollars EU) à PétroZaïre.

22/ Les dispositions prises stipulent la cession au Trésor public des paiements reçus par PetroZaïre, le versement au profit du Trésor public s'élèverait à environ 1.200 millions de Zaïres (24 millions de dollars EU).



restant sous 90 jours. Enfin, du fait de l'existence de ces facilités de crédit en devises étrangères, la pratique du dépôt d'importation obligatoire auprès de la Banque du Zaïre n'est plus en vigueur.

Caractère inadéquat des installations de distribution

4.35 L'emplacement des sources d'approvisionnement et des centres de consommation, ainsi que la nature et les caractéristiques des installations de distribution actuellement disponibles (transport et entreposage) déterminent la répartition et l'importance des tonnages de produits pétroliers acheminés au Zaïre. Les installations de transport comprennent notamment:

- (a) Les bateaux appartenant à la SOZIR (par. 4.21), soit six péniches (2.000 m<sup>3</sup>), trois navires pousseurs et une petite péniche pour GPL (200 m<sup>3</sup>). Toutes les péniches ont au moins 17 ans et sont médiocrement entretenues. Elles servent à l'allègement des navires pétroliers et au transport des produits raffinés par la SOZIR, depuis la raffinerie jusqu'à Matadi (sur une distance d'environ 100 km). Elles servent également à l'allègement partiel des bateaux-citernes approvisionnant le Zaïre en produits importés et ne pouvant atteindre Matadi à pleine charge; en pareille circonstance, les produits ainsi déchargés sont stockés provisoirement dans les cuves de la SOZIR, afin de ne pas perdre de temps. La SOZIR organise actuellement de 120 à 150 convois par an entre la raffinerie et Matadi. Les conditions de navigation se sont toutefois détériorées ces dernières années sur cette portion du fleuve, faute de drainage régulier et d'entretien approprié des balises de navigation.
- (b) Deux pipelines construits en 1935 (4 pouces de diamètre) et 1955 (6 pouces) entre Matadi et Kinshasa (sur environ 330 km), appartenant à Zaïre Fina et exploités par Zaïre SEP. Bien qu'ils soient en assez bon état, ils doivent faire l'objet de travaux d'entretien constants. Dans le cadre d'un programme de réfection et d'accroissement de la capacité, de longues sections du pipeline de 6 pouces ont été remises en état tandis que le diamètre du pipeline de 4 pouces était porté progressivement à 6 pouces sur toute sa longueur. A la fin des travaux (mi-1986) la capacité totale de transport sera de l'ordre de 1,3, à 1,5 millions de m<sup>3</sup>/an. Elle sera suffisante à court et moyen terme. Le coût total de la renovation des deux pipelines s'élève à 30 million de dollars EU (de 1978 à 1986).
- (c) Une flotte de péniches pour le transport en amont à partir de Kinshasa, composée d'embarcations généralement obsolètes et en mauvais état, dont la capacité totale de transport est

d'environ 40.000 m<sup>3</sup>. Les sociétés de commercialisation détiennent une fraction de cette capacité d'environ 11.000 m<sup>3</sup>, et la fraction restante, soit près de 21.000 m<sup>3</sup>, appartient à l'Office national des transports (ONATRA). Les sociétés de commercialisation estiment que leur aptitude à mettre en oeuvre un plan de transport rationnel se trouve considérablement affectée du fait que les barges de l'ONATRA sont âgées de 25 à 50 ans et généralement en mauvais état. De plus, cet organisme ne dispose pas de suffisamment de pousseurs en bon état pour assurer des rotations régulières et courtes.

- (d) Les wagons-citernes utilisés pour le transport du fuel de Matadi à Kinshasa, et de différents produits pétroliers à l'intérieur du pays. Ces dernières années les conséquences du mauvais entretien de la ligne Ilebo-Lubumbashi se sont avérées particulièrement préoccupantes; suite aux déraillements qui se sont produits, il a fallu en effet y imposer des limitations de vitesse. Le pays dispose d'une capacité totale de transport par wagons-citernes d'environ 12.500 m<sup>3</sup>, dont 10.500 appartiennent aux sociétés de commercialisation. Dans la province du Shaba, dont l'approvisionnement dépend fortement de ce mode de transport, une capacité de l'ordre de 9.500 m<sup>3</sup> est actuellement en service.
- (e) Les camions-citernes, dont la capacité totale d'environ 1.600 m<sup>3</sup> se trouve concentrée à Kinshasa, dans le Bas-Zaïre et au Kivu. Les sociétés de commercialisation possèdent approximativement 1.000 m<sup>3</sup>.

4.36 La capacité de stockage détenue par la SOZIR sur le site de la raffinerie s'élève à environ 160.000 m<sup>3</sup>, dont 70.000 m<sup>3</sup> pour le brut et 90.000 m<sup>3</sup> pour les produits pétroliers. Dans le reste du pays la capacité de stockage est d'environ 202.000 m<sup>3</sup> dont l'exploitation est assurée en quasi-totalité par Zaïre SEP. Ce chiffre tient compte des deux grands dépôts de stockage d'Ango Ango à Matadi (65.000 m<sup>3</sup>) et de Masina à Kinshasa (57.000 m<sup>3</sup>). La capacité totale équivaut ainsi à près de 2,9 mois de consommation, ce qui est suffisant. La valeur moyenne mentionnée ci-dessus cache cependant d'importantes écarts de capacité de stockage d'un produit à l'autre: en terme de mois de consommation, celle-ci est de 5,5 pour l'essence, 3,2 pour le carburéacteur/kérosène et de 2,0 pour le gas-oil; il semble donc qu'il y ait certaines possibilités de conversion des cuves à essence en cuves à gas-oil. En outre la moyenne nationale dissimule de fortes disparités d'une région à l'autre (Tableau 4.9), bien que des régions actuellement sous-équipées à cet égard doivent vraisemblablement bénéficier bientôt d'une capacité supplémentaire, grâce aux investissements prévus.

4.37 Ces différentes contraintes de distribution, ajoutées aux très grandes distances à franchir et aux quantités relativement réduites en jeu, se traduisent par des coûts unitaires et des délais de distribution importants.

Tableau 4.9: CAPACITE DE STOCKAGE DES PRODUITS PETROLIERS

Région	Essence		Carburéacteur/ kérosène		Gas-Oil		Ensemble des produits c/		
	Capacité	Ratio	Capacité	Ratio	Capacité	Ratio	Capacité	Ratio	Ratio
	a/	b/	a/	b/	a/	b/	a/	(1984)	(1986)
Bas-Zaïre	17,4	32,0	19,3	4,7	21,2	4,8	70,1	6,0	6,8
Kinshasa	24,1	3,4	27,4	1,8	16,4	1,1	73,6	1,9	n.d.
Bandundu	1,3	11,3	1,3	8,8	4,7	6,8	7,3	7,7	n.d.
Equateur	2,7	14,1	1,9	6,3	6,4	3,5	11,0	4,7	5,4
Haut-Zaïre	3,0	6,0	2,7	5,6	7,8	7,0	13,5	6,4	n.d.
Kivu	0,3	2,0	0,2	3,6	0,6	0,6	1,1	0,9	1,6
Kasai	3,9	4,6	3,3	7,5	10,7	1,1	17,9	1,6	2,4
Shaba	2,8	3,5	2,2	3,3	2,2	1,4	7,2	2,3	n.d.
Total général	55,5	5,5	58,3	3,2	70,0	2,0	201,7	2,9	3,2

a/ Capacité installée de stockage en 1984 (milliers de m<sup>3</sup>).

b/ Ratio égal à la capacité installée rapportée aux livraisons moyennes mensuelles (base 1984). Le niveau futur du ratio après adjonction de la capacité supplémentaire prévue (en 1986) est également indiqué pour l'ensemble des produits.

c/ Compte tenu également de l'essence aviation et du fuel au Bas-Zaïre et à Kinshasa.

Source: Estimation de la mission.

Tableau 4.10: COÛTS DE DISTRIBUTION DES PRODUITS PETROLIERS a/  
(à partir du dépôt d'Ango Ango - base 1984)

	Coûts de transports (\$/m <sup>3</sup> )			Système de transport
	Trans- port	Frais généraux b/	Total	
Kinshasa	19	41	60	Depuis Ango Ango par pipeline
Bandundu	41	81	122	Péniches c/
Mwene Ditu (Kasai)	105	69	174	Péniches jusqu'à Ilebo, puis wagons-citernes c/
Kolwezi (Shaba)	146	100	246	Péniches jusqu'à Ilebo, puis wagons-citernes c/
Lumbashi (Shaba)	148	100	248	Péniches jusqu'à Ilebo, puis wagons-citernes c/
Kalemie (Shaba)	157	102	259	Péniches jusqu'à Ilebo, puis wagons-citernes c/
Kindu (Kivu)	173	52	225	Péniches jusqu'à Ilebo, puis wagons-citernes c/
Mbandaka (Equateur)	46	71	117	Péniches c/
Kisangani (Haut-Zaïre)	60	60	120	Péniches c/
Isiro (Haut-Zaïre)	90	50	140	Péniches jusqu'à Bumba, puis wagons-citernes to c/

a/ Estimations des sociétés de commercialisation.

b/ Encourus par Zaïre SEP.

c/ Compte tenu également du coût de transport par pipeline jusqu'à Kinshasa.

Tableau 4.11: DELAI DE TRANSPORT AU DEPART DE KINSHASA a/

	Distance (km)	Nombre de jours b/ (Nombre approché)
<u>Par péniches</u>		
Kinshasa à Mbandaka	650	5
Kinshasa à Bumba	1240	11
Kinshasa à Kinsangani	1600	15
Kinshasa à Bandundu	320	3
Kinshasa à Ilebo	710	6
<u>Par wagon-citerne c/</u>		
Bumba à Isizo	610	15 (26)
Ilebo à Mwene Ditu	480	3 (9)
Ilebo à Kotwezi	1070	8 (14)
Ilebo à Lubumbashi	1320	12 (18)
Ilebo à Kalemie	1450	13 (19)
Ilebo à Kindu	1620	15 (21)

a/ Estimation des sociétés de commercialisation.

b/ Aller simple. Le voyage de retour à vide est à peu près deux fois moins long (par péniche ou wagon-citerne).

c/ Les chiffres entre parenthèses indiquent le temps de transport au départ de Kinshasa. (Le trajet Kinshasa-Bumba ou Kinshasa-Ilebo se fait en péniche.)

4.38 La qualité des activités de distribution varie considérablement suivant les installations dont il s'agit, mais la nécessité de les améliorer systématiquement est reconnue de façon unanime. A cet effet, il est recommandé de mettre en oeuvre un programme à long terme de remise en état, dans le but de réduire les coûts de distribution. Dans un premier temps, le gouvernement entreprendra sans doute, le cas échéant avec l'assistance de la Banque mondiale, une étude technique détaillée de l'actuel réseau d'approvisionnement et de distribution, destinée à identifier ses principaux inconvénients, à définir les options envisageables afin d'assurer une distribution des produits pétroliers au moindre coût, et enfin à préconiser des investissements prioritaires consacrés à la réfection et/ou à la construction d'installations. L'étude examinera la faisabilité technique, économique et financière de différentes options d'investissement concernant les installations de déchargement de produits pétroliers à Banana, les alternatives en matière de transport de ces mêmes produits depuis Muanda/Banana jusqu'à Matadi, les installations de stockage à l'intérieur du pays et enfin les autres possibilités d'approvisionnement du Shaba et du Kivu. L'étude déterminera également dans quelle mesure les sociétés de commercialisation ou leur siège seront susceptibles d'engager de nouveaux investissements consacrés aux installations de distribution.

4.39 Enfin, il convient d'envisager séparément une autre question majeure relative aux réseaux de distribution: l'existence de pertes de distribution extrêmement élevées. En 1984, celles-ci ont atteint en effet 5% des tonnages de produits pétroliers fournis. Bien que certaines pertes résultent inévitablement du manque d'entretien des installations de transport et de stockage ainsi que des transbordements multiples, ces seules considérations ne permettent pas d'expliquer intégralement l'importance de ce phénomène tel qu'il est observé au Zaïre. Or, les données disponibles font apparaître l'incidence croissante du pillage dans le réseau de distribution, et en particulier au niveau du pipeline Matadi-Kinshasa. Zaïre SEP, qui en assure l'exploitation, a signalé que les vols dont elle est victime ont pris l'aspect alarmant de raids organisés. Alors que six seulement des incursions de ce genre avaient été notées en 1981, ce chiffre est passé à 70 en 1982 et à 650 en 1983. Jusqu'à présent le gouvernement n'a pas été en mesure d'améliorer la sécurité des pipelines. Il est recommandé de renforcer les mesures de sécurité, et d'instituer un comité composé de personnalités rigoureusement sélectionnées bénéficiant du soutien politique des dirigeants les plus hauts placés du gouvernement, afin d'étudier cette question et de surveiller la mise en oeuvre dans les meilleurs délais des recommandations qu'il aura formulées.

#### Le rôle joué par la raffinerie de la SOZIR

4.40 La raffinerie de la SOZIR traite le pétrole brut pour le compte de PétroZaïre sur la base d'un contrat de traitement, dont les paiements mensuels de PétroZaïre à la SOZIR sont en grande partie indépendants du niveau de production et des frais de fonctionnement de la raffinerie. La raffinerie n'a jamais été exploitée jusqu'à sa capacité nominale, le coefficient d'utilisation de 1975 à 1981 étant d'environ 50%. Depuis 1981, son exploitation a été intermittente, et le coefficient d'utilisation n'a atteint que 5,8% en 1983. La SOZIR a abandonné ses activités de raffinage en septembre 1984.

4.41 Le recul de la production de la SOZIR résulte conjointement de plusieurs facteurs. Premièrement, le manque de fonds de roulement dont souffre le système d'approvisionnement et de distribution (par. 4.32) et la pénurie de produits pétroliers qu'il entraîne, ont encouragé les importations de produits finis au détriment des importations de brut traité localement, la première solution impliquant des besoins de trésorerie étalés sur une période plus courte par comparaison à la demande. Deuxièmement, le recul des prix des produits importés, reflétant l'affaiblissement général des prix sur le marché pétrolier international et le caractère avantageux des contrats conclus par le Zaïre, a réduit à néant la compétitivité de la production de la SOZIR par rapport aux produits importés (par. 4.47). Il convient de citer en troisième lieu un défaut d'adaptation entre la production et la demande intérieure quant à leur structure par produits, défaut résultant essentiellement du niveau limité de la demande zaïroise de fuel, de la

valeur élevée du ratio rapportant la demande de gas-oil à celle d'essence et du non équipement de la raffinerie en installation de valorisation (par exemple, une unité de craquage thermique). Cette inadaptation est non moins importante même en cas de traitement d'un brut léger (Tableau 4.13). La règle de conduite actuellement suivie à cet égard, consiste à traiter uniquement des bruts légers et à fixer la production de la raffinerie de façon à ce que la production de fuel ne dépasse pas la demande locale. Dans ces conditions, la SOZIR traiterait environ 300.000 tonnes de brut nigérian par an, et couvrirait ainsi la demande intérieure de produit blanc dans une proportion de 30 à 40%. On éviterait de cette manière d'emporter, opération coûteuse en terme de transport et assujettie au paiement de taxes d'exportation.

Tableau 4.12: PRODUCTION DE LA SOZIR  
(milliers de tonnes)

	1980	1981	1982	1983	1984
<u>Production de la SOZIR <sup>a/</sup></u>					
<u>Produits</u>					
GPL	0,5	1,1	0,1	0,2	0,4
Essence	62,4	47,8	13,8	6,9	30,3
Kérosène carburéacteur	44,6	40,1	11,3	4,9	30,6
Gas-Oil	94,6	76,9	17,2	14,3	59,6
Fuel	<u>191,3</u>	<u>112,3</u>	<u>39,2</u>	<u>13,3</u>	<u>52,4</u>
Ensemble de produits	393,4	278,2	81,6	39,6	173,3
Pertes et consommation de combustible	27,1	22,6	8,1	3,7	10,4
(en pourcentage du tonnage de brut traité)	6,4	7,5	9,0	8,6	5,7
Tonnage de brut traité	420,5	300,8	89,7	43,3	183,7
Taux d'utilisation de la raffinerie	56,1	40,1	12,0	5,8	24,5
<u>Production de la SOZIR en pourcentage de la consommation intérieure</u>					
Essence	56,9	43,1	13,7	7,7	40,7
Kérosène carburéacteur	23,2	21,2	6,9	2,8	21,5
Gas-Oil	30,7	23,3	5,5	4,0	17,1
Fuel <sup>a/</sup>	<u>100,0</u>	<u>100,0</u>	<u>52,0</u>	<u>18,5</u>	<u>79,0</u>
Ensemble des produits	37,6	30,6	12,4	5,7	27,2

<sup>a/</sup> Données de la SOZIR. Les exportation de fuel ont atteint 126,1 en 1980 et 37,0 en 1981.

Source: SOZIR.

Tableau 4.13: NIVEAUX COMPARES DE LA PRODUCTION POSSIBLE DE LA SOZIR  
ET DE LA DEMANDE INTERIEURE a/  
(Milliers de tonnes/an)

	Traitement de brut léger de Nigéria 36,7° API		Traitement de brut léger d'Arabie 34,3° API		Valeur courante de la demande intérieure	
GPL	2	(0,3%)	2	(0,3%)	1	(0,1%)
Essence	110	(16,6%)	110	(15,4%)	94	(13,1%)
Carburéacteur kérosène	143	(21,5%)	108	(15,2%)	180	(25,0%)
Gas-Oil <sup>b/</sup>	217	(32,6%)	198	(27,8%)	360	(50,0%)
Fuel	193	(29,0%)	294	(41,3%)	85	(11,8%)
Ensemble des produits	665	(100,0%)	712	(100,0%)	720	(100,0%)
Tonnage traité	700		750			

a/ En supposant un taux d'utilisation de 100% de la raffinerie de la SOZIR.

b/ On suppose une maximisation de la production de gas-oil, au détriment de celle de fuel, grâce à la production d'un gas-oil à point d'écoulement élevé, adapté au marché intérieur.

Source: Chem Systems.

4.42 Les spécifications régissant la qualité des produits, actuellement appliquées par la SOZIR, sont adaptées à un climat nettement plus froid que celui du Zaïre. Il suffirait donc de modifier les dites spécifications, sans réaliser aucun investissement supplémentaire notable en capital, pour adapter davantage la répartition par produit aux caractéristiques de la consommation intérieure. La principale modification proposée consiste à assouplir la spécification concernant le point d'écoulement du gas-oil, en relevant celui-ci de moins 1°C maximum à plus 12°C maximum, ce qui permettrait d'augmenter de 5 à 7% la production du gas-oil au détriment de celle de fuel. Plus généralement, il est recommandé d'entreprendre un réexamen complet des spécifications actuellement en vigueur, afin de déterminer dans quelle mesure leur modification permettra au Zaïre d'en tirer des avantages économiques.

#### Viabilité économique de la raffinerie de la SOZIR

4.43 Les récents changements survenus sur les marchés pétroliers internationaux ont conduit à s'interroger sur la compétitivité de la raffinerie de la SOZIR. La question fondamentale est de savoir si le Zaïre doit assurer la satisfaction de ses besoins pétroliers uniquement par des importations ou s'il doit traiter du brut (importé ou non) à la raffinerie de la SOZIR et n'acheter à l'étranger que les produits dont il manque. Aussi a-t-on examiné sept options de traitement différentes, en fonction des critères suivantes: (a) origine du brut traité (brut zaïrois ou brut "Bonny Light" du Nigéria); (b) assouplissement éventuel

des spécifications de qualité appliquées par la SOZIR; (c) installation ou non d'une unité de craquage thermique et (d) fixation du niveau d'activité de la raffinerie de façon à ce que la production de fuel soit juste suffisante pour couvrir la demande nationale (85.000 tonnes par an) ou soit plus importante (exportations de fuel). Le Tableau 4.14 présente les sept options de traitement, en indiquant les niveaux de production et les rendements correspondants. Les options 1, 2 et 3 consistent à traiter le brut "Bonny Light" du Nigéria sans réaliser aucun investissement supplémentaire en capital dans la raffinerie: dans les deux premiers cas, la production de fuel est juste suffisante pour satisfaire la demande locale, alors que dans le troisième, l'accroissement du débit de la raffinerie jusqu'à environ 80% pour couvrir les besoins locaux (95.000 tonnes par an) et d'exporter par ailleurs la production excédentaire de fuel (résidus atmosphériques utilisés comme matière première à craquer). Enfin, les options 6 et 7 prévoient l'installation d'une unité de craquage thermique à la raffinerie, ce qui constitue la solution la moins coûteuse afin d'assurer la valorisation des résidus atmosphériques en produits plus légers; les exportations de fuel ne sont alors pas prises en compte, puisque les excédents en question se composeraient notamment de produits de craquage et devraient être exportés sans bénéficier d'une majoration de prix liée à la qualité élevée des produits.

4.44 Les coûts de la raffinerie ont été étudiés pour chacune des 7 options de traitement; on a comparé dans chaque cas les dépenses nécessaires à la satisfaction de la demande intérieure, d'une part au moyen d'un approvisionnement mixte assuré par la SOZIR et par les produits importés et d'autre part, au moyen des seuls produits importés. Dans cette étude, la valeur considérée pour le prix du brut est le prix fob moyen 1984 sur le marché libre au départ du Nigéria pour le brut léger "Bonny" et le prix fob Banana pour le brut local; quant aux produits raffinés, il s'agit de la valeur moyenne en 1984 du prix fob Rotterdam sur le marché libre, "prix plafond" des achats de ce type effectués par le Zaïre. Par ailleurs, la qualité élevée des produits fait l'objet d'une majoration incluse dans le prix fob Golfe du Mexique des résidus atmosphériques vendus comme matière première à craquer (Tableau 4.15). Au terme de cette analyse économique, la comparaison aux importations pétrolières en provenance de Rotterdam révèle la faisabilité seulement marginale de la raffinerie, bien que les pertes ou les profits réalisés s'avèrent limités compte tenu de l'importance globale des activités considérées.



Tableau 4.14: RENDEMENTS ET NIVEAUX DE PRODUCTION DE LA SOZIR CORRESPONDANT  
AUX OPTIONS DE TRAITEMENT ENVISAGEES  
(Rendements en pourcentage pondéral et production en milliers de tonnes/an)

OPTION NUMERO	1	2	3	4	5	6	7
Type de brut	Bonny Light	Bonny Light	Bonny Light	Local	Local	Local	Bonny Light
Assouplissement des spécifications a/ Unité de craquage thermique	oui	non	oui	oui	non	oui	oui
Exportation de résidus atmosphériques	non	non	non	non	non	oui	oui
	non	non	oui	oui	oui	non	non
<b>Rendements</b>							
GPL	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,9	0,7
Essence b/	15,7	15,7	15,7	9,2	9,2	12,2	17,2
Carburéacteur/kérosène	20,4	20,4	20,4	7,4	7,4	7,4	20,4
Gas-oil	31,0	26,0	31,0	22,6	17,6	33,8	36,5
Fuel	27,5	32,5	14,0	12,1	12,1	39,6	19,7
Résidus atmosphériques	-	-	13,5	43,3	48,3	-	-
Combustibles et pertes	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	6,1	5,5
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
<b>Production c/</b>							
Essence (95)	48,5	41,1	95,0	64,4	64,4	26,2	74,2
Carburéacteur/ kérosène (180)	64,3	54,5	125,8	54,6	54,6	17,8	91,0
Gas-oil (360)	95,8	68,5	187,5	158,2	123,2	72,6	157,5
Fuel (85)	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0
Résidus atmosphériques -	-	-	81,4	302,8	337,8	-	-
Ensemble des produits (720)	293,6	249,1	574,7	665,0	665,0	201,6	407,7
Tonnage de brut traité	309,1	261,5	605,1	700,0	700,0	214,6	431,5
Quantité journalière de brut traité d/	9,0	9,0	12,6	15,0	15,0	9,0	9,5
Nombre de jours de fonctionnement	257	217	340	340	340	173	340

a/ Point d'écoulement du gas-oil relevé de -1° à 8°C maximum.

b/ Essence au plomb indice octane 93.

c/ Les chiffres entre parenthèses indiquent la valeur courante de la demande locale. Il convient de noter que le chiffre de la production de GPL de la SOZIR est inclus dans celui de la production de kérosène, dans l'hypothèse suivant laquelle ce dernier constitue le produit de substitution importé en cas de fermeture de la raffinerie.

d/ En milliers de barils par jour de fonctionnement. En supposant un débit minimum (nécessaire à la continuité de fonctionnement) de 9.000 b/j (54% de la capacité nominale).

Source: Chem Systems.

**Tableau 4.15: COÛTS DE LA SOZIR RELATIFS AUX OPTIONS DE TRAITEMENT ENVISAGÉES**  
(\$/t de brut traité-données d'exploitation pour 1984)

<u>OPTION NUMERO</u>	1	2	3	4	5	6	7
	Bonny Light	Bonny Light	Bonny Light	Local	Local	Local	Bonny Light
Type de brut							
Assouplissement des spécifications <u>a/</u>	oui	non	oui	oui	non	oui	oui
Unité de craquage thermique	non	non	non	non	non	oui	oui
Exportation de résidus atmosphériques	non	non	oui	oui	oui	non	non
Valeur des produits blancs <u>b/</u>	168,9	156,9	168,9	98,1	86,1	133,9	186,7
Valeur du fuel <u>b/ c/</u>	49,0	57,9	24,9	21,5	21,5	70,5	35,1
Valeur des résidus atmosphériques <u>d/</u>	-	-	26,3	84,4	94,1	-	-
Coût du brut <u>e/</u>	<u>-216,0</u>	<u>-216,0</u>	<u>-216,0</u>	<u>-200,0</u>	<u>-200,0</u>	<u>-200,0</u>	<u>-216,0</u>
Sous-total	1,9	-1,2	4,1	4,0	1,7	4,4	5,8
Dépenses							
d'exploitation <u>f/</u>	-14,7	-17,0	-8,5	-7,6	-7,6	-21,2	-14,1
Correction de fret <u>g/</u>	10,0	9,8	4,4	6,1	4,6	17,0	10,2
Pénalité <u>h/</u>	-	-	-	-	-	-	-
Sous-total	-4,7	-7,2	-5,2	-1,5	-3,0	-4,2	-3,9
Rentabilité	-2,8	-8,4	-1,1	2,5	-1,3	0,2	1,9
Profits (pertes) annuel (le)s en millions de \$	(0,96)	(2,19)	(0,67)	1,75	(0,91)	0,04	0,82

a/ Relèvement du point d'écoulement maximum du gaz oil de -1° à + 8°C max.

b/ Valeur du port de Rotterdam du prix moyen du marché libre en 1984.

c/ Teneur élevée en soufre.

d/ Majoration qualité supérieure comprenant - prix fob Golfe du Mexique.

e/ Prix moyen du marché libre en 1984 - prix fob Nigéria du brut léger pour le brut "Bonny Light" et fob Zaïre pour le brut local.

f/ Coûts fixes augmentés de seuls frais variables de raffinage.

g/ Coût de transport jusqu'au Zaïre des produits pétroliers du brut.

h/ Intérêts connexes (2,5 mois) liés à l'accumulation de résidus atmosphériques dans les cuves de la SOZIR jusqu'à ce que la cargaison d'exportation de 25.000 tonnes soit atteinte, liés également à la fixation plus basse du potentiel des résidus atmosphériques.

Source: Chem Systems.

4.45 Il convient toutefois de signaler que l'analyse présentée en Tableau 4.15 ne tient pas compte des capitaux à investir pour pouvoir effectuer des exportations de résidus atmosphériques (construction d'un pipeline de 15 millions de dollars EU entre la raffinerie et le point de

chargement du brut) ou mettre en place des installations de valorisation (une unité de craquage thermique de 45 millions de dollars EU). Or, la prise en compte du coût du pipeline absorbe la totalité des profits, et tel est vraisemblablement le cas en ce qui concerne l'unité de craquage thermique. En outre, les exportations de résidus atmosphériques exigent la conclusion d'un accord sur les prix de cession entre les parties actuellement impliquées dans les activités de production de brut et d'exportation. Les partenaires en question préfèrent sans doute exporter du brut et non du "brut de synthèse" (brut plus résidus atmosphériques) et proposeraient vraisemblablement des prix de cession désavantageux pour le Zaïre. Enfin, les négociations qui seraient alors engagées auraient probablement pour effet de dissuader d'investir davantage dans les activités d'exploration pétrolière.

4.46 L'analyse des coûts fait apparaître des perspectives encore moins prometteuses, lorsqu'on envisage les autres possibilités d'approvisionnement (autres que Rotterdam) (Tableau 4.16). Le contrat actuellement en vigueur, conclu entre le Zaïre et Pétrobras comporte des tarifs de frêt peu élevés. Sur la base des cours de Rotterdam majorés de 12 \$EU par tonne, les coûts des produits débarqués sont inférieurs d'environ 5 \$EU par tonne à ceux de Rotterdam. Par ailleurs, et même en l'absence d'une révision des clauses du contrat de Pétrobras, d'autres sources d'approvisionnement bon marché devraient d'ici peu être disponibles. En effet de nouvelles grandes raffineries axées sur l'exportation vont bientôt être mises en service au Moyen-Orient; grâce à leurs coûts réduits et à la présence d'un réseau bien établi de transport et de commercialisation, le prix des produits débarqués au Zaïre sera nettement inférieur par rapport à ceux provenant de Rotterdam. La raffinerie de la SIR à Abidjan, dont la capacité d'exportation en produits blancs dépasse largement 1 million de tonnes par an, constitue une autre source d'approvisionnement en produits pétroliers. Grâce à ses caractéristiques techniques (la présence d'un hydrocraqueur moderne) et au différentiel de frêt, elle devrait s'avérer compétitive sur les marchés voisins.

4.47 En conclusion de l'étude des options de traitement, compte tenue des conditions actuelles de prix et de la disponibilité des produits sur le marché international, ainsi que les seules considérations économiques, la réduction de la facture pétrolière de Zaïre exige un recours accru aux importations. Il est recommandé de n'engager aucun investissement en capital dans la raffinerie de la SOZIR, tant que les conditions du marché international restent défavorables. Le pays pourrait alors consacrer les ressources limitées dont il dispose à la modernisation et à la remise en état de l'infrastructure d'approvisionnement et de distribution (par. 4.36). Il convient toutefois de noter que la nécessité d'améliorer le système d'approvisionnement et de distribution ne dépend aucunement des décisions concernant l'avenir de la raffinerie, puisque l'amélioration de l'infrastructure s'avère indispensable en tout état de cause. Il est recommandé au gouvernement de prendre en considération les conclusions de la présente analyse, lors de son examen du sous-secteur pétrolier.

Tableau 4.16: RECAPITULATION DES COÛTS DE LA SOZIR RELATIFS AUX OPTIONS  
DE TRAITEMENT ENVISAGÉES ET A DIFFÉRENTES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT  
(millions de \$EU)

OPTION NUMERO	1	3	4	6	7
	Bonny Light	Bonny Light	Local	Local	Bonny Light
Type de brut					
Assouplissement des spécifications	oui	oui	oui	oui	oui
Unité de craquage thermique	non	non	non	oui	oui
Exportation de résidus atmosphériques	non	oui	oui	non	non
<u>Rotterdam a/</u>					
Rentabilité (\$/t)	-2,8	-1,1	2,5	0,2	1,9
Profits/Pertes annuel(le)s	(0,96)	(0,67)	1,75	0,04	0,82
Moyennant des coûts d'investissement b/			(0,05)	(1,76)	
<u>Moyen Orient c/</u>					
Rentabilité (\$/t)	-7,8	-6,1	-2,5	-4,8	-3,1
Profits/Pertes annuel(le)s	(2,41)	(3,69)	(1,75)	(1,03)	(1,34)
Moyennant des coûts d'investissement b/			(3,55)	(2,83)	
<u>Côte d'Ivoire d/</u>					
Rentabilité (\$/t)	-10,8	-9,1	-5,5	-7,8	-6,1
Profits/Pertes annuel(le)s	(3,34)	(5,51)	(3,85)	(1,67)	(2,63)
Moyennant des coûts d'investissement b/			(5,65)	(3,47)	

a/ Calculs initiaux effectués par Chem Systems d'après la valeur moyenne des prix fob Rotterdam en 1984 sur le marché libre.

b/ Coûts de l'investissement de 15 millions de dollars relatifs au pipeline, amortis sur 20 ans, à 12%.

c/ Des produits pétroliers pourraient être achetés à court terme auprès des nouvelles raffineries du Moyen-Orient, en réalisant une économie pouvant atteindre 5 \$/t, par rapport au prix fob Rotterdam.

d/ Des produits pétroliers pourraient être achetés à court terme auprès de la raffinerie d'Abidjan, en réalisant une économie pouvant atteindre 8 \$/t par rapport au prix fob Rotterdam.

Source: Chem Systems.

## V. AUTRES RESSOURCES ENERGETIQUES

### Charbon

5.1 Les ressources de charbon proviennent de deux principaux gisements situés dans la partie orientale du Zaïre: Luena, à proximité de Bukama (Shaba) et Lukuga, au nord-ouest de Kalemie (au nord du Shaba). Les réserves prouvées totales de Luena et Lukuga ont été respectivement estimées à 20 millions de tonnes et 700 millions de tonnes, mais seule une petite fraction de celles-ci s'avère commercialement exploitable dans chacun des cas. Trois principaux lieux d'extraction assurent la mise en valeur du gisement de Luena: Kisulu, exploité de 1950 à 1962 et dont la production totale a atteint 1,2 million de tonnes; Luena-Sud, dont 3,7 millions de tonnes ont été extraites de 1922 à 1961; et Kaluku, exploité à présent depuis 1962 et dont la production cumulée s'élevait à 2,2 millions de tonnes à la fin de 1983. Les réserves de Lukuga, concentrées dans trois veines profondes de la mine de Makala, atteignent environ 50 millions de tonnes commercialement exploitables. Tous les gisements zairois contiennent un charbon de qualité moyenne à inférieure, caractérisé par une teneur en cendre élevée et un pouvoir calorifique moyen relativement bas (Tableau 5.1). Le Tableau 5.2 indique la production des gisements de Luena et Lukuga ainsi que la répartition des tonnages consommés.

Tableau 5.1: CARACTERISTIQUES DU CHARBON ZAIROIS

	Luena	Lukuga
Humidité (%)	16-21	16-20
Matières volatiles (%)	32	23-26
Teneur en cendres (%)	20-25	25-28
Carbone (%)	42-46	27-30
Soufre (%)	2-3	2
Point de fusion des cendres (°C)	1.000-1.100	1.300-1.400
Type de charbon	Charbon flambant	Charbon flambant
Pouvoir calorifique inférieur (kcal/kg)	4.000-5.000	3.800-4.500
Réserves probables (million de tonnes)	20	700
Réserves commerciales (million de tonnes)		
Totale	8,6	78
Récupérables <sup>a/</sup>	4,3	50
Production annuelle	100-200	11

<sup>a/</sup> Estimées par Gécamines à 50% des réserves totales commercialement exploitables du gisement de Luena. En ce qui concerne Lukuga, Ekono Oy a estimé à 70% la fraction récupérable suivant la méthode d'exploitation par chambres et piliers.

Source: Gécamines; Ekono Oy; CIZA; estimations de la mission.

Tableau 5.2: PRODUCTION ET CONSOMMATION DE CHARBON  
(milliers de tonnes/an)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
<u>Production totale</u>	112,3	95,5	89,0	110,7	128,0	106,4	109,2	137,3	129,4	123,7	110,4	a/
Lukuga	14,7	14,7	15,8	9,4	11,9	9,6	10,0	12,9	12,4	11,0	11,0	--
Luena	97,6	80,8	73,2	101,3	116,1	96,8	99,2	124,4	117,0	112,7	99,4	104,3
<u>Consommation:</u>												
Gécamines	53,4	39,1	39,0	74,1	82,8	65,9	76,2	89,2	86,9	79,7	71,5	75,5
Cimshaba et SNCZ	40,2	36,0	28,6	22,2	27,2	23,2	19,4	30,2	22,6	22,0	22,5	25,3
Divers	2,9	4,4	4,2	3,6	4,1	5,6	2,0	2,7	6,6	8,5	5,1	3,5
<u>Importations de charbon et de coke</u>	a/	a/	93	84	111	132	116	120	115	138	132	a/

a/ Non disponible

Source: Gécamines; CIZA.

5.2 Il existe un troisième gisement, celui de Walikale, proche du littoral nord-ouest du lac Kivu, mais au sujet duquel on ne dispose guère d'indications quant à l'importance et à la qualité des réserves qu'il contient.

#### Production du gisement de Luena et possibilités de développement des activités

5.3 Gécamines exploite la mine de Kaluku du gisement de Luena, afin d'assurer son propre approvisionnement énergétique, outre celui de la Société nationale des chemins de fer Zaïroise (SNCZ) dans la région du Haut Shaba et des cimenteries de la Cimshaba à Lubudi et Kakontwe. La production annuelle est actuellement comprise en moyenne entre 100 et 120 milliers de tonnes, dont 75% sont acheminées par voie ferrée et destinées à Gécamines. Toutefois, le charbon de ce gisement ne se prête pas à la cokéfaction et ne convient pas à de nombreuses opérations métallurgiques; aussi Gécamines doit-elle importer chaque année près de 55 000 tonnes de charbon et 80.000 tonnes de coke, provenant essentiellement du Zimbabwe.

5.4 Un accroissement notable de la production tirée des réserves de Luena n'est guère susceptible de trouver facilement des débouchés parmi les industries locales. En effet, la consommation de charbon des utilisateurs actuels devrait demeurer relativement stable et connaître seulement une croissance modérée au cours des 10 prochaines années. Gécamines compte maintenir pendant au moins 5 années la production de cuivre au niveau atteint à présent, puis l'accroître très légèrement, la consommation de charbon étant donc appelée à suivre une évolution identique. Par ailleurs, les cimenteries Cimshaba n'envisagent aucunement de développer leurs activités. Certes, différentes industries implantées dans la région pourraient en principe adopter le charbon pour la production de vapeur, notamment celles utilisant encore le bois à cet effet (par. 2.17), ce qui susciterait une demande pouvant s'élever jusqu'à 20.000 tonnes. Or, la conversion à l'électricité des installations en question devrait constituer une option plus économique et plus judicieuse, pour les raisons suivantes: (a) risque de contraintes technologiques majeures liées à l'utilisation du charbon de qualité inférieure de Luena; (b) insuffisance de l'infrastructure de transport; et (c) niveau comparativement plus élevé des coûts d'exploitation. Il conviendrait néanmoins d'entreprendre un examen plus approfondi afin de préciser les caractéristiques économiques de ces deux options.

#### Production de Lukuga et possibilités de développement des activités

5.5 La cimenterie Ciments-Lacs (60 km au nord de Kalemie) assure l'exploitation exclusive de la mine de Makala du gisement de Lukuga pour ses besoins propres. La production annuelle de charbon n'atteint en moyenne que 11.000 tonnes, la production mensuelle ne dépassant jamais 2.000 tonnes. Faute d'équipement mécanique, l'exploitation du gisement se fait manuellement.

5.6 Utilisations industrielles potentielles. Différentes études <sup>23/</sup> ont été entreprises ces dernières années afin d'identifier au Zaïre et dans les régions voisines du Rwanda et du Burundi des utilisateurs industriels potentiels du charbon de Lukuga. Or, les débouchés au Burundi devraient être plutôt restreints et vraisemblablement limités à la cimenterie Enacci, dont la consommation annuelle est de 12.000 tonnes. Quant aux autres utilisations identifiées, elles sont limitées soit par des problèmes de faisabilité technique, soit par des coûts de transport prohibitifs. De plus, le Burundi peut faire appel à sa production intérieure de tourbe, laquelle devrait constituer un approvisionnement mieux adapté et moins coûteux, par ailleurs plus avantageux au niveau de l'utilisation finale. Au Rwanda, une cimenterie située à Mashyuza, à proximité de la frontière du Burundi et du Zaïre, et dont la construction sera bientôt terminée, pourrait consommer dans un premier temps environ 11.000 tonnes de charbon par an, la consommation à plus long terme étant susceptible de passer à 22.000 tonnes. Autre débouché possible, la fonderie d'étain de Kigali, dont la production est de 3.000 t/an, consommerait quelque 1.500 tonnes de charbon par an; la médiocre qualité du charbon de Lukuga ne devrait cependant pas convenir selon toute vraisemblance à cet usage. La cimenterie de Katana, à 30 km au nord de Bukavu, constitue le seul débouché possible identifié au Zaïre. Bien qu'elle ne soit pas actuellement en service, sa remise en marche est envisagée dans un proche avenir auquel cas, sa consommation atteindrait quelques 8.500 tonnes par an. Par ailleurs, cette cimenterie constitue également un marché cible pour l'utilisation du méthane, présent en abondance dans le lac Kivu (par. 5.14).

5.7 Utilisations domestiques potentielles. L'utilisation du charbon par les ménages contribue à mettre un terme au déboisement, dû à la forte demande de bois de feu. Grâce à une technique mise au point par différents laboratoires européens (Charbonnages de France et Office national du charbon au Royaume-Uni) la transformation du charbon en semi-coke fournirait un produit doté de caractéristiques de flammabilité et de combustion comparables à celles du charbon.

5.8 Les coûts du semi-coke sont compétitifs par rapport à ceux du charbon de bois dans le contexte actuel à condition de réduire au minimum l'incidence du transport. La construction d'une usine d'une capacité annuelle de production de 50.000 tonnes de semi-coke, capable de transformer 9 tonnes de charbon par heure, exigerait un investissement de 9 millions de dollars EU. Les coûts d'investissement à engager correspondent notamment à un four rotatif, une chambre de post-combustion

---

<sup>23/</sup> Ces travaux comprennent une évaluation détaillée de l'utilisation du charbon de Lukuga au Burundi, préparée par Ekono Oy (Finlande) en août 1983; une étude des utilisateurs potentiels réalisée par la Communauté économique des pays des grands lacs (CEPGL) en septembre 1984; et enfin une évaluation des ressources en charbon élaborée en avril 1984 par la société constructeurs Inga-Shaba (CIS).



gazeuse, aux travaux de construction proprement dits, aux installations de stockage et de manutention et à une cheminée. Les coûts en capitaux amortis sont estimés à 1,2 million de dollars EU (amortissement sur 20 ans, à 12%), les dépenses annuelles d'exploitation et d'entretien étant de 270 000 de dollars. Dans ces conditions, les coûts de conversion seraient de 29,5 \$EU/tonne, soit 1,2 Z/kg. Moyennant un coût du charbon au départ de Luena et avant conversion évalué à 1,6 Z/kg, le coût global du semi-coke avant son transport atteint donc 2,8 Z/kg, alors qu'actuellement le prix de gros du charbon de bois est de 5,7 Z/kg.

5.9 Les perspectives de développement de la consommation de charbon zaïrois semblent donc plutôt limitées à l'heure actuelle. En effet, la médiocre qualité de ce combustible tend à soulever des difficultés technologiques majeures, tandis que l'absence d'infrastructure de transport et le manque de matériel d'extraction, en particulier à Lukuga, font également obstacle à un accroissement de la production. Or, la résolution de ces difficultés exigerait des investissements importants, alors que la demande de charbon ne devrait pas, selon toute vraisemblance, atteindre un niveau suffisant pour justifier les coûts à engager. Il est cependant recommandé d'entreprendre plusieurs études détaillées afin de préciser les possibilités effectives de développement, notamment:

- (a) la faisabilité technique et économique de la conversion au charbon des industries consommatrices de bois implantées au Shaba. L'étude devrait porter également sur les coûts comparés de la conversion à l'électricité et de l'autre option envisageable consistant à confier à de petits entrepreneurs ou aux industries elles-mêmes le reboisement des concessions exploitées (par. 2.19);
- (b) les coûts comparés du charbon et du méthane, utilisés comme combustibles par la cimenterie de Katana, y compris les travaux d'infrastructure nécessaires;
- (c) les coûts d'approvisionnement en charbon des cimenteries recensées parmi les utilisateurs possibles au Rwanda et au Burundi. Les infrastructures nécessaires au transport devront faire l'objet d'une évaluation détaillée;
- (d) la faisabilité technique et économique de l'utilisation par les ménages de semi-coke, et en particulier : (i) adaptabilité de la technologie aux caractéristiques du charbon zaïrois; (ii) identification des débouchés potentiels; (iii) coûts de transport et de distribution; et (iv) besoins en équipement au niveau de l'utilisation finale.

Ressources en méthane contenues dans le lac Kivu

5.10 On estime à 50 milliards de m<sup>3</sup> les quantités de méthane dissoutes dans les eaux profondes du lac Kivu, à plus de 300 mètres de fond en règle générale. Le gaz extrait, composé de méthane (25%), de dioxyde de carbone (73,5%) et de gaz inerte (1,5%), est enrichi ultérieurement par simple lavage à contre-courant de façon à atteindre une composition en méthane de 72% et un pouvoir calorifique inférieur de 4500 kcal/m<sup>3</sup>.

5.11 Une petite station de captage située à Cap Rubona et exploitée par Electrogaz (Rwanda) fournit 5.000 m<sup>3</sup> par jour à la brasserie de Gisenyi au Rwanda. L'exploitation de cette station fait appel à une technique d'auto-pompage: les couches d'eau qui renferment le méthane sont amenées à la surface grâce au phénomène de désorption naturelle du gaz, ayant pour effet de réduire le poids spécifique de la colonne d'eau. Une fois le processus amorcé par l'introduction d'air comprimé dans les conduites de pompage, aucun apport énergétique extérieur n'est nécessaire. Le méthane est ensuite séparé de l'eau, avant son passage dans une station d'épuration.

5.12 La Commission technique mixte Rwanda-Zaïre dirige l'exploitation des ressources de méthane, par l'intermédiaire d'un organisme distinct, la Communauté économique des pays des grands lacs (CEPGL). Cette organisation, qui réunit le Zaïre, le Rwanda et le Burundi, à mis en train en 1981 une étude confiée à Saarberg Interplan (Allemagne de l'ouest) visant à déterminer les utilisations potentielles du méthane. Cinq possibilités ont été ainsi identifiées: (i) substitution du méthane au fuel lourd dans l'industrie; (ii) production d'électricité au moyen de diesels bicarburants; (iii) utilisation de méthane comprimé comme carburant automobile en remplacement de l'essence et du carburant diesel; (iv) production d'urée; et (v) production de méthanol, avec transformation éventuelle du méthanol en essence.

5.13 Combustible industriel de remplacement. Au Zaïre, le méthane pourrait servir de combustible à la cimenterie de Katana située au nord de Bukavu. La consommation de l'usine pourrait en effet atteindre 8 millions de m<sup>3</sup> par an (25 000 m<sup>3</sup>/jour), si elle produit sa propre électricité, ou 7 millions de m<sup>3</sup> par an dans l'hypothèse contraire.

5.14 Saarberg Interplan associe au projet de conversion proposé à Katana la construction d'une nouvelle station de captage à Kalehe (Zaïre) dotée d'une capacité de production commerciale de 60.000 m<sup>3</sup>/jour. Cette installation est conçue de façon à couvrir la totalité des besoins de la cimenterie de Katana, d'une unité de fabrication de méthanol et d'une station de compression dont la production de gaz naturel comprimé doit servir de carburant automobile (par. 5.16 et 5.18). La CEPGL doit prochainement désigner un consultant afin d'entreprendre l'étude de faisabilité correspondante, dont les résultats permettront vraisemblablement d'estimer le coût économique du gaz à la sortie de l'usine, suivant

différents scénarios de demande. La comparaison au coût des combustibles de remplacement envisageables pour la cimenterie de Katana, essentiellement le charbon de Likuga, permettra de déterminer l'option la moins coûteuse d'approvisionnement en combustible.

5.15 Production d'électricité. D'après le rapport de Saarberg Interplan, une centrale de 450 kW, alimentée par un moteur diesel bicarburant pourrait être installée à Goma, moyennant un coût de 350 \$EU/kW. Or, la production d'électricité assurée grâce à ce projet devrait s'avérer superflue, puisque la centrale hydroélectrique régionale de Ruzizi II fournira du courant à la zone en question, grâce aux lignes de transport actuellement en cours de construction. Aussi la production d'électricité n'a-t-elle pas été retenue dans le présent document comme une option viable.

5.16 Gaz naturel comprimé. Le méthane peut être utilisé sous forme de gaz naturel comprimé ou de carburant automobile, et servir de carburant de remplacement dans les moteurs diesel. Le gaz normalement utilisé à cet effet devant posséder un pouvoir calorifique élevé (de 8.000 à 9.000 kcal/m<sup>3</sup>), le gaz du lac Kivu devrait faire l'objet d'un enrichissement supplémentaire, afin d'atteindre une teneur en méthane de 80 à 90%. D'après les estimations initiales de coûts établies par Saarberg Interplan pour un projet pilote concernant 35 véhicules, le coût du gaz comprimé devrait être compétitif par rapport au prix de l'essence, taxes non comprises. Un projet pilote (limité à 10 véhicules) sera mis en place en septembre 1985 à Cap Rubona/Gisenyi; il sera intéressant d'évaluer la faisabilité de l'utilisation du gaz naturel comprimé dans la région zaïroise du lac Kivu.

5.17 Production d'urée. Au terme de son étude, Saarberg Interplan a préconisé la construction à Gisenyi (Rwanda) d'une unité de fabrication d'urée dotée d'une capacité annuelle de production de 44.000 tonnes. Le coût économique d'une tonne d'urée produite dans ces conditions a été estimé à 140 \$EU. Bien que située hors du Zaïre, cette installation ferait néanmoins directement concurrence à l'unité électrolytique de fabrication d'ammoniaque dont la construction est envisagée dans le cadre de la ZOFI. La CEPGL devrait tenir compte de cet élément, lors de la réévaluation de la faisabilité économique d'un projet de ce type.

5.18 Production de méthanol. Le rapport de Saarberg Interplan propose de créer à Kalehe une unité de fabrication de méthanol, d'une capacité annuelle de production de 37.000 m<sup>3</sup>, alimentée en méthane par l'usine de production assurant l'approvisionnement de Katana. Le prix de revient du méthanol fabriqué dans cette unité serait de 200 \$EU/m<sup>3</sup>, soit légèrement davantage que le prix du méthanol importé rendu à Kivu. Cette estimation semble toutefois optimiste, du fait que la capacité prévue correspond au plus faible niveau de production réalisable en faisant appel aux procédés de fabrication les plus modernes. En outre, les considérations suivantes remettent indubitablement en cause la viabilité économique d'un projet de ce type:

- (a) En cas d'utilisation sous forme de mélange méthanol/essence ou méthanol/carburant diesel, la teneur en méthanol du mélange est limitée à 15%. Dans ces conditions, on estime à 10 000 m<sup>3</sup> la demande de méthanol pour la région du lac Kivu, soit 15% de la capacité minimum de fabrication mentionnée ci-dessus.
- (b) Un autre produit devrait être ajouté au mélange à base de méthanol, afin d'éviter la démixtion. Or, des additifs de ce type, tels que l'éther méthyl-tertiobutylique, devraient être importés à des prix prohibitifs allant de 400 à 500 \$EU/t.
- (c) Pour être rentable l'utilisation de méthanol pur non dilué devrait se substituer à une consommation locale d'essence de l'ordre de 300.000 t/an. En tout état de cause, la consommation actuelle d'essence dans la région du lac Kivu ne dépasse pas le tiers de ce chiffre (Tableau 4.6).

5.19 L'approvisionnement en combustible de la cimenterie de Katana et la mise sous forme de gaz naturel comprimé utilisé comme carburant pour moteurs d'automobiles et petites moteurs fixes, semblent constituer à moyen terme les usages potentiels les plus rentables du méthane extrait du lac Kivu; à l'heure actuelle il ne convient apparemment pas d'envisager les autres possibilités. L'existence d'un produit de substitution compétitif, à savoir le charbon, exige néanmoins un examen plus détaillé des modalités d'utilisation du méthane à Katana. Aussi est-il recommandé au gouvernement de ne pas s'engager dans un projet d'utilisation du gaz extrait du lac Kivu, avant que soit terminée l'étude de faisabilité dirigée actuellement par la CEPGL, et sans entreprendre au préalable un examen détaillé des coûts comparés de l'utilisation du méthane par rapport à celle du charbon à Katana. Compte tenu du niveau insuffisant de la demande potentielle de gaz pour d'autres utilisations, le charbon s'avèrera très vraisemblablement plus avantageux que le méthane pour l'approvisionnement de la cimenterie de Katana. Il est recommandé par ailleurs au gouvernement d'identifier parfaitement les marchés ouverts à l'utilisation du gaz naturel comprimé, notamment en tant que substitut potentiel du carburant diesel pour l'alimentation des moteurs fixes.

#### Résidus agricoles

5.20 De nombreuses entreprises agro-industrielles du Zaïre utilisent fréquemment les déchets résultant de la transformation des produits végétaux des cultures de rapport, afin d'assurer la satisfaction de leurs besoins propres en combustible. Ainsi, leur consommation annuelle de résidus agricoles est estimée à environ 600.000 TEP. Hormis quelques exceptions de moindre importance il ne semble y avoir aucune possibilité d'accroissement du niveau d'utilisation actuel des résidus excédentaires, et ce, pour les raisons suivantes:

- (a) le transport des déchets excédentaires jusqu'aux marchés potentiels n'est pas rentable, en cas de forte dispersion des entreprises agro-industrielles, dans différentes zones de faible densité démographique. Il en est ainsi pour les résidus excédentaires de café et de palmiste, lesquels pourraient sinon être agglomérés et servir de combustible domestique;
- (b) les quantités résiduelles de déchets disponibles en vue d'un usage extérieur sont réduites au minimum, comme dans le cas du caoutchouc, du coton, et du cacao; et
- (c) les déchets excédentaires inutilisés à des fins d'approvisionnement énergétique interne sont souvent transformés en compost destiné à l'amendement des champs. En pareille circonstance, les coûts de substitution de l'emploi des déchets excédentaires à des fins énergétiques et non comme engrais (et donc comme moyen d'accroître le rendement de production de la culture en question) risquent d'être très élevés, sous réserve d'un examen détaillé de chaque cas particulier.

5.21 Il est cependant recommandé de s'informer des possibilités d'utilisation de la bagasse produite par les sucreries installées dans le corridor Inga-Shaba; ces dernières sont pour la plupart exclusivement dépendantes de l'électricité pour la satisfaction de leurs besoins énergétiques propres et ne font aucun usage de leur déchets excédentaires. Les pouvoirs publics devraient par conséquent étudier de façon plus détaillée les quantités ainsi disponibles, leur répartition géographique, et les marchés potentiels à envisager. Parmi les utilisateurs possibles, figurent les cimenteries implantées dans la région; celles-ci pourraient assurer une production de chaleur industrielle, en brûlant des boulettes de bagasse dans des foyers de combustion à lit fluidisé, moyennant des coûts compétitifs par rapport à ceux de l'électricité.

### Energie solaire

5.22 Les données disponibles sur le rayonnement solaire proviennent du Service météorologique du Zaïre, du Service présidentiel d'études (SPE) et de l'Institut national pour l'étude et la recherche agronomique (INERA). Le niveau moyen du rayonnement solaire incident a été estimé à 4,7 kWh/m/jour, et s'avère adéquat à des fins de production héliovoltaïque ou photovoltaïque. On dispose par contre de peu d'indications quant aux variations diurnes, lesquelles vont de 1 à 6 kWh/m<sup>2</sup>/jour, au nombre de journées consécutives sans ensoleillement ainsi qu'aux orientations requises pour maximiser le flux solaire incident.

5.23 Parmi les applications de l'énergie solaire envisageables au Zaïre, on peut citer:

- (a) éclairage des édifices publics, des dispensaires, des services publics;
- (b) télécommunications, notamment relais hertziens, réseau téléphonique local et télévision éducative communautaire;
- (c) chauffage, et en particulier production d'eau chaude et séchoirs solaires.

5.24 Près de 250 petits générateurs photovoltaïques (d'une puissance maximale de quelques centaines de watts), essentiellement pour les besoins d'éclairage, ont déjà été installés dans des missions rurales et dans leurs dépendances. En se fondant sur l'expérience ainsi acquise, un effort plus vaste pourrait être entrepris afin d'approvisionner en électricité de petites communautés rurales isolées, peu susceptibles d'être raccordées aux réseaux de transport et de distribution de la SNEL. La mise en place de systèmes de ce genre pourrait se faire dans le cadre de programmes de développement agricole. Les hôpitaux, les dispensaires et les centres de soin des zones rurales comptent également parmi les objectifs à envisager en termes d'utilisateurs possibles de l'énergie solaire, en particulier pour leurs besoins d'éclairage et de production d'eau chaude.

5.25 Il est recommandé dans un premier temps, et dans la perspective d'une utilisation accrue de l'énergie solaire, d'exécuter en différents points du territoire national un programme de mesure du rayonnement solaire incident. Il conviendrait ensuite d'élaborer un programme d'investissements expérimentaux à entreprendre dans certaines communautés rurales et dans certains hôpitaux.

#### Energie géothermique

5.26 Les ressources géothermiques du pays sont situées essentiellement dans la partie orientale du Zaïre, à proximité de Bukavu et sur le littoral du lac Kivu. Peu de travaux de prospection ayant été effectués jusqu'à présent, les estimations du potentiel géothermique national sont loin d'être définitives. Il convient cependant de signaler que le Zaïre a été le premier pays africain à produire de l'électricité à partir de l'énergie géothermique: pendant les années 1960, une mine de cuivre de la région connue alors sous le nom de Katanga, a produit plusieurs centaines de kW à partir d'une source à 90°C. Les perspectives d'utilisation de l'énergie géothermique sont néanmoins limitées par l'ampleur même des ressources hydroélectriques dont dispose le pays. Le souci d'assurer un approvisionnement au moindre coût aura sans doute pour effet de confiner le recours à l'énergie géothermique à des zones isolées dont l'alimentation en électricité d'origine hydraulique ne peut s'effectuer dans des conditions de rentabilité acceptable.

## VI. TARIFICATION DE L'ENERGIE ET GESTION DE LA DEMANDE

### Tarification du bois de feu

6.1 Alors que dans les zones rurales le bois de feu est ramassé en tant que bien gratuit, dans les agglomérations urbaines il est nécessaire de l'acheter pour s'en procurer. Les prix du bois de feu commercial dépendent essentiellement de l'état du marché. En effet, il n'existe actuellement aucune réglementation tarifaire dans ce domaine, bien que le Bureau économique affiche effectivement des prix indicatifs sur les lieux de vente surtout afin de se prémunir contre les pratiques spéculatives des marchands de bois de feu.

### Mécanisme et structure tarifaires

6.2 Les prix de vente au détail observés à Kinshasa varient d'un marché à l'autre, lesquels comportent chacun d'importantes particularités propres. Le combustible bois est vendu au détail en volumes standard, apparemment relativement uniformes d'un marchand à l'autre: le charbon de bois en "tas" sans emballage, de la forme d'une petite pyramide, et le bois de feu en petits fagots. Le marchand, comme le consommateur, semblent ignorer la variabilité du poids et du contenu énergétique d'un tas ou d'un petit fagot, du fait des caractéristiques physiques variables du bois, en dépit de l'uniformité des volumes fournis. Or, en raison de cette variabilité, le prix de détail par kg ou par unité d'énergie appliqué à un achat distinct, peut changer du simple au triple (Annexe 20). En ce sens, le produit constitue semble-t-il une source de méprise, puisque l'on s'attend en principe à ce que le consommateur souhaite obtenir une même production d'énergie pour un prix donné. Il semblerait toutefois que le consommateur n'utilise pas ce critère dans ses décisions d'achat: la ménagère est en effet davantage attentive à la qualité apparente et le plus souvent, fonde en définitive son choix sur le volume du produit.

6.3 Des données concernant la structure des prix du bois de feu ont été obtenues pour Kinshasa vers la fin de 1983. Compte tenu du caractère très peu fiable de ce type d'information, du fait de l'ampleur et de la nature décentralisée du système d'approvisionnement en bois de feu (par. 2.11-2.15), les renseignements présentés au Tableau 6.1 sont fournis à titre purement indicatif. Par ailleurs, les différents points du circuit d'approvisionnement n'ont fait l'objet d'aucune enquête tarifaire plus récente. Aussi est-il difficile d'évaluer dans quelle mesure tout changement apporté à la structure tarifaire depuis la fin de 1983 peut avoir influé sur les prix de détail, lesquels ont pratiquement doublé pour atteindre 10 Z/kg en novembre 1984.

**Tableau 6.1: DECOMPOSITION DES PRIX DU BOIS DE FEU (1983)**  
(Zaires par kg)

	Charbon de bois		Bois de feu	
	Prix	Coût économique a/	Prix	Coût économique a/
Production	2,19	2,62	0,50	0,70
Transport	0,94	0,72	0,33	0,40
Prix rendu b/	3,13	3,34	0,83	1,10
Gros	0,78	0,50	0,50 c/	0,35 c/
Détail	1,41	0,50		
Prix moyen du marché	5,32	4,34	1,33	1,45
Prix du marché observés en novembre 1984				
Kinshasa		8 à 10		d/
Lumbumbashi		7 à 10		d/
Valeur moyenne		10		2,1

a/ D'après les estimations indiquées à l'Annexe 20.

b/ Estimation du prix rendu à Kinshasa.

c/ Ecart entre le prix du marché et le prix rendu, dû à l'incidence conjointe des marges (coûts) des grossistes et des détaillants.

d/ Chiffres non disponibles.

Source: ULG Consultants, Ltd.; estimations de la mission; Annexe 20.

**6.4 L'enquête sur la structure tarifaire a permis d'effectuer l'observation suivante:**

- (a) Le prix moyen du bois de feu vendu par les producteurs aux étals de bord de route, soit environ 10 Z par fagot de bois de feu et 70 Z à 80 Z par sac de charbon de bois, diminue avec la distance sur les routes moins passagères; il demeure cependant relativement constant sur les routes principales, quelle que soit la distance.
- (b) Les transporteurs appliquent un tarif unitaire constant (10 Z par fagot et 30 Z par sac) indépendamment de la distance. Le transport du combustible bois peut donc s'avérer extrêmement rentable, en dépit des coûts élevés des carburants automobiles (par. 6.15 - 6.22); en effet, c'est une pratique courante pour un chauffeur de s'arrêter un grand nombre de fois le long de son itinéraire pour opérer de petits ramassages aux étals de bord de route.
- (c) Les grossistes ajoutent une marge d'au moins 10% et les détaillants de 25 à 40%, bien que les coûts encourus par chacun d'eux soient relativement négligeables, puisque la localisation des marchés comporte des opérations de distribution du grossiste au détaillant, puis au consommateur dans un périmètre très restreint.



### Coûts économiques

6.5 Les estimations du coût économique réel du bois de feu fourni à Kinshasa mettent en évidence les distorsions affectant la structure tarifaire. En effet, les prix pratiqués ne reflètent pas toujours les coûts économiques et, dans le cas du charbon de bois, les marges bénéficiaires élevées liées à chaque étape du circuit d'approvisionnement aboutissent à un prix de détail majoré par rapport au coût véritable.

6.6 D'après les observations effectuées au niveau de la production, les coûts de production actuels et les prix correspondants facturés par les producteurs ne reflètent ni les valeurs réelles du bois sur pied ni les coûts économiques du bois de feu produit. Bien que les données existantes ne permettent pas d'établir précisément les valeurs du bois sur pied, la substitution à ces dernières des coûts de remplacement conduit à des valeurs estimées atteignant au moins 4.500 Z/ha. Cette évaluation s'avère nettement supérieure aux droits de coupe actuellement (ce qui équivaut à 250 Z/ha). Puisque les droits de coupe sont si faibles, les coûts de production actuels du combustible bois demeurent modérés, et vont de 50 Z (bois de feu) à 400 Z (charbon de bois) par tonne, d'après les observations récentes. Or, les coûts économiques estimés de la production du combustible bois et du charbon de bois ont été évalués respectivement à environ 700 Z et 2.620 Z par tonne.

6.7 Au niveau du transport et de la distribution, les coûts économiques estimés se sont par contre avérés généralement inférieurs aux prix pratiqués. Dans le cas du transport, le coût économique est évalué à une valeur comprise entre 400 et 1.250 Z par tonne de charbon de bois, et en moyenne à 720 Z par tonne (Annexe 20). En raison de la décentralisation et de l'implantation locale des marchés les coûts encourus par les grossistes et les détaillants sont effectivement négligeables; bien que les coûts économiques relatifs à ces activités soient difficiles à estimer, les chiffres mentionnés au Tableau 6.1 sont semble-t-il assez élevés.

6.8 Les problèmes de déboisement au voisinage des agglomérations urbaines du Zaïre soulignent l'importance présentée par l'application du coût économique réel (valeur de rareté) du bois de feu en chaque point du circuit d'approvisionnement et en particulier au niveau de la production. Il est recommandé d'augmenter le montant des droits de coupe et d'en contrôler la perception afin de s'opposer à une diminution rapide des ressources forestières. En plus, le gouvernement devrait promouvoir l'utilisation de fours à charbon améliorés (par. 2.23) afin de réduire les coûts économiques de la production de charbon. L'exécution des stratégies mentionnées ci-dessus contribuera sans doute à minimiser les fortes marges bénéficiaires grévant le prix pratiqué à chaque niveau.

## Tarifification de l'électricité

6.9 Le barème tarifaire en vigueur pendant l'année 1984 (Annexe 18) a été approuvé à la suite de la dévaluation de septembre 1983. Il a comporté des augmentations tarifaires d'environ 60% en basse tension, 100% en moyenne tension, et 1.200% en haute tension; bien que ce nouveau barème ait remédié en partie aux carences précédemment constatées, il présentait encore certains défauts, lesquels seront examinés dans les paragraphes ci-dessous. La SNEL a lancé une étude tarifaire, préparée par l'EDF (France), qui est actuellement en revue et qui devrait définir les orientations à suivre afin de remédier aux difficultés mentionnées ci-dessous.

### Considérations économiques

6.10 Un rapide examen des tarifs de 1984 révèle des subventions pour tous les consommateurs d'électricité du Zaïre. En effet, le tarif appliqué à chaque niveau de tension et à chaque catégorie d'utilisateur, est inférieur aux estimations modérées du coût marginal à long terme de l'électricité d'origine hydraulique (Tableau 6.2). Par ailleurs, le coût marginal à long terme de l'électricité d'origine thermique étant encore plus important, bien que les mêmes tarifs soient appliqués à tous les usagers, les consommateurs d'électricité d'origine thermique paient par conséquent un prix nettement inférieur à la valeur correspondante du coût de référence indiqué. Ce calcul détaillé des coûts marginaux à long terme figure à l'Annexe 19. A court terme, les tarifs subventionnés induisent une consommation d'électricité supérieure à celle résultant d'une tarification rationnelle et suscitent une substitution non rentable de l'électricité à d'autres combustibles (tels que le bois de feu). Il s'ensuit à long terme une tendance des usagers à effectuer des investissements sans justification économique, consacrés à des installations et des appareils électriques à usage résidentiel, et une tendance parallèle des pouvoirs publics considérés globalement à continuer d'affecter au sous-secteur de l'électricité des ressources plus importantes que ne le justifient les avantages économiques correspondants. Enfin, si tous les usagers paient déjà un montant inférieur au coût marginal à long terme, certains d'entre eux en paient une fraction encore plus réduite. De fait la structure tarifaire de 1984 ne répercute guère les différences de coût marginal à long terme: bien que celui du courant basse tension soit au moins trois fois plus élevé par comparaison au courant haute tension, le prix de vente moyen de l'électricité basse tension aux usagers résidentiels (1,0 cEU/kWh) dépasse à peine celui de l'électricité haute tension vendue à Gécamines (0,86 cEU/kWh). Cette anomalie apparaît également au niveau des taux de subventionnement inégaux appliqués aux différents types de consommateurs: exprimé en pourcentage du coût marginal à long terme, le prix de vente moyen de l'électricité d'origine hydraulique s'élève à environ 35% en haute tension, 65% en moyenne tension et 12% à 37% en basse tension. Bien que le barème tarifaire ait été modifié en juin 1985 cette action n'a pas abouti à une amélioration des carences qui caractérisaient le niveau et

la structure tarifaires de 1984; elles ont, en fait, empiré. Il est recommandé par conséquent, afin de mettre un terme à une mauvaise affectation des ressources par les consommateurs et par les pouvoirs publics, d'ajuster progressivement les tarifs de l'électricité de façon à les harmoniser au niveau et à la structure des coûts marginaux à long terme.

Tableau 6.2: COÛTS ET PRIX COMPARES DANS LE SOUS-SECTEUR DE L'ELECTRICITE

	Pour-centage des ventes totales	Niveau actuel du prix de vente moyen a/	Coût marginal à long terme de l'énergie électrique b/	Charge moyenne d'exploitation de la SNEL amortissement compris c/	Hausse tarifaire théoriquement requise d/
	(%)	(fEU/kWh)	(fEU/kWh)	(fEU/kWh)	(%)
<u>ORIGINE HYDRALIQUE</u>	99,4%				
Haute tension (HT)	70,7%		2,5-2.8		
Gecamines	63,6%	0,86	-	0,94	10,2%
Divers	7,1%	1,38	-	1,52	10,2%
Moyenne tension (MT)	14,4%	2,50	3,7-4.1	3,67	47,0%
Basse tension (BT)	14,3%		7,8-9.2		
Secteur commercial	n.d.	3,15	-	4,30	36,4%
Secteur résidentiel	n.d.	1,00	-	4,30	330,0%
<u>ORIGINE THERMIQUE</u>	0,6%				
Moyenne tension (MT)	n.d.	2,50	-	20,02	701,0%
Basse tension (BT)					
Secteur commercial	n.d.	3,15	-	19,85	529,0%
Secteur résidentiel	n.d.	1,00	-	19,85	1885,0%

a/ Revenu moyen en vertu du barème tarifaire actuel.

b/ Hydro-électricité alimentant le réseau interconnecté Inga-Kinshasa (voir Annexe 19).

c/ Amortissement calculé à partir des actifs réévalués.

d/ Hausses nécessaires afin de couvrir les charges d'exploitation et d'amortissement.

Source: SNEL; évaluations de la mission.

6.11 Les consommateurs résidentiels basse tension constituent au Zaïre les usagers les plus fortement subventionnés. Ainsi, ils ne paient en moyenne que 1,0 fEU/kWh, soit environ 12% de la valeur correspondante du coût marginal à long terme. Suivant la structure tarifaire de 1984, le tarif moyen appliqué à des niveaux intermédiaires de consommation est encore plus bas: un usager résidentiel dont la consommation atteindrait en moyenne 100 kWh par mois, ne se verrait facturer qu'une somme équivalente à 40 fEU, très vraisemblablement inférieure au montant maximum qu'il consent à payer. De toute évidence, il s'avère nécessaire d'augmenter fortement le tarif résidentiel basse tension. Afin d'atténuer l'impact de cette mesure sur les usagers à faibles revenus, un seuil de tarification économique pourrait être institué, moyennant l'application de prix unitaires rapidement croissants aux tranches de consommation

énergétique les plus élevées, ce qui aurait pour effet d'opérer une juste distinction entre les consommateurs devant réellement bénéficier d'une tarification préférentielle et ceux qui seraient susceptibles de profiter de bas tarifs pour intensifier un usage superflu de l'électricité. Le seuil en question doit cependant être inférieur au niveau actuel de 100 kWh par mois, lequel comprend une proportion importante d'usagers de revenus moyens. Les hausses tarifaires à envisager auront sans doute des répercussions sur les projets d'électrification accélérée de Kinshasa élaborés par le gouvernement; il est donc recommandé que soient identifiées explicitement dans une étude tarifaire la nature et l'importance de cet impact, lors de l'examen des tarifs basse tension.

6.12 Le système tarifaire distingue parmi les usagers basse tension deux catégories artificielles, celles dites résidentielle et "professionnelle". Les usagers professionnels sont facturés suivant un tarif sensiblement triple de celui des usagers résidentiels, bien que le coût marginal à long terme de l'électricité fournie soit pratiquement identique. Cet écart a été introduit initialement afin de recueillir des revenus supplémentaires auprès des usagers professionnels en partie pour compenser les pertes de revenus auprès des usagers résidentiels. Or, comme on pouvait s'y attendre, le tarif à deux étages a été extrêmement difficile à appliquer: de nombreux consommateurs ont dissimulé leurs activités et les revenus escomptés auprès des usagers professionnels n'ont pas atteint le niveau attendu. La SNEL prend actuellement des mesures importantes, et jusqu'à présent couronnées de succès, afin de réduire la fraude des consommateurs; elle est cependant de plus en plus consciente du fait que l'élimination de cette fraude exige la diminution ou la suppression de l'écart de prix à l'origine même du comportement fautif combattu.

6.13 En règle générale, le coût de l'électricité d'origine thermique au Zaïre dépasse celui de l'hydroélectricité (par. 3.36). Puisque les régions isolées sont relativement plus dépendantes de la production thermique, par comparaison aux régions équipées de réseaux interconnectés, l'approvisionnement électrique des premières s'avère généralement plus coûteux que celui des secondes. Or, cette différence n'apparaît pas au niveau des tarifs, appliqués de façon uniforme sur tout le territoire national, indépendamment de la source d'énergie utilisée. En vue de réduire les pertes d'exploitation, la SNEL a recouru à des coupures de courant dans les zones approvisionnées exclusivement en électricité d'origine thermique (par. 3.37). Ainsi, une politique tarifaire sans doute conçue à l'origine au profit des régions isolées, a eu en définitive des effets inverses. A cet égard, de nombreuses indications pourraient être recueillies si l'on effectuait des essais visant à déterminer les possibilités d'augmentation de la qualité de l'alimentation électrique dans les zones isolées, moyennant l'application d'un système tarifaire reflétant les différences locales de coût. La ville de Muanda (Bas-Zaïre), où des coupures importantes et prolongées ont eu lieu récemment, pourrait vraisemblablement être retenue afin d'y organiser un essai de ce genre. Il est recommandé à la SNEL de procéder à de tels essais, dont le résultat, en supposant qu'il soit positif, servirait en fin de

compte de point de départ à l'établissement de tarifications non plus uniformes mais régionales.

### Considérations financières

6.14 A présent, la SNEL poursuit ses activités sans bénéficier d'une politique financière définie par le gouvernement et dépourvue de toute ambiguïté. En l'absence d'une telle politique, on ne saurait affirmer précisément dans quelle mesure il convient à la SNEL d'être financièrement autonome. Les tarifs actuels de l'électricité ne lui permettent même pas de recueillir suffisamment de revenus pour couvrir ses charges d'exploitation (Tableau 6.2). Dans le cadre de la présente section, les coûts de production sont censés comprendre les charges d'exploitation ainsi que des provisions réalistes pour amortissement; ce dernier élément a récemment été estimé par Hélios (France) après réévaluation des actifs, et en particulier des centrales hydroélectriques. Les coûts de production dépassent de 10% à 1.900% les revenus, suivant la tension et la source d'énergie considérées. Des consommateurs d'électricité d'origine thermique bénéficient des subventions unitaires les plus importantes (de 530% à 1.900% du prix unitaire), suivis à cet égard par les consommateurs résidentiels d'électricité basse tension d'origine hydraulique (330% du prix unitaire). En revanche, les taux de subvention les plus faibles correspondent aux usagers haute tension (10% du prix unitaire). Il est recommandé au gouvernement d'énoncer les règles financières devant régir les activités de la SNEL, et en particulier le niveau souhaitable des revenus par rapport aux coûts de production. Le gouvernement devrait également mettre en place les mécanismes permettant de réviser périodiquement le barème tarifaire et d'effectuer les transferts destinés à compenser les manques à gagner résultant de la volonté du gouvernement de maintenir un subventionnement notable de l'électricité.

6.15 Un certain nombre d'options envisageables s'offrent au gouvernement pour les revenus de la SNEL. L'une de ces options consisterait à augmenter tous les tarifs, dans les proportions indiquées au Tableau 6.2, de façon à ce que chaque catégorie de consommateurs paie le juste tarif correspondant: ventes de courant à certaines catégories de consommateurs étant limitées mêmes de fortes hausses tarifaires ne permettraient pas de dégager des revenus supplémentaires importants; cette observation prévaut tout particulièrement pour l'électricité d'origine thermique. Les recettes additionnelles les plus importantes pourraient être recueillies auprès des usagers résidentiels dont la consommation basse tension est fortement subventionnée et/ou auprès des gros consommateurs faiblement subventionnés de courant haute tension. Parmi ces derniers, Gécamines absorbe près de 64% de l'ensemble des ventes d'électricité au Zaïre et un léger ajustement de son tarif suffirait par conséquent à modifier notablement la situation financière de la SNEL. En raison du rôle important joué par Gécamines dans l'économie zaïroise, et de la vulnérabilité excessive de la SNEL aux tarifs haute tension, les modifications affectant ces derniers font normalement l'objet de négociations aux plus hauts niveaux du gouvernement. Bien que le tarif de Gécamines ait été relevé

de 1.200% en septembre 1983, l'impact de cette mesure s'est trouvé considérablement atténué, du fait qu'elle soit survenue à la suite d'une dévaluation spectaculaire en définitive avantageuse pour Gécamines, dont la plupart des revenus sont réglés en devises étrangères. Le gouvernement optera vraisemblablement pour un programme d'ajustements tarifaires, ayant pour effet non de supprimer systématiquement les subventions aux différentes catégories d'usagers, mais plutôt de modifier leur incidence respective. La formulation de recommandations spécifiques quantitatives sortant du cadre du présent rapport, il est recommandé de prévoir dans l'étude EDF actuellement en cours une analyse de l'élasticité de la demande et de la viabilité et des répercussions des programmes d'ajustements tarifaires envisageables.

6.16 La plus grande partie de la dette actuelle dans le sous-secteur de l'électricité a été contractée par le gouvernement en liaison avec la construction de la centrale Inga II (par. 3.15) et de la ligne de transport Inga-Shaba (par. 3.30), dont le coût global est estimé à environ 2,3 milliards de dollars EU (prix de 1984). Le gouvernement n'a certes pas encore défini une orientation claire quant à savoir dans quelle mesure il souhaite que la SNEL contribue au service d'une dette aussi considérable mais n'ignore nullement que, dans le meilleur des cas, la participation à cet égard de la SNEL et des consommateurs d'électricité ne saurait être que partielle. Il est recommandé que les futurs tarifs approuvés par le gouvernement soient conformes aux vœux exprimés par ce dernier quant à l'importance des responsabilités devant incomber à la SNEL -- et donc aux consommateurs d'électricité -- en matière de service de la dette. Tout défaut de concordance sur ce point contraindrait la SNEL à réduire ses provisions pour amortissement et à solliciter ultérieurement des aides financières auprès du gouvernement. En revanche une double décision de ce dernier consistant à attribuer à la SNEL un niveau de participation au service de la dette et à approuver des tarifs compatibles avec cette première mesure, serait également fondée du point de vue de l'équité, puisqu'elle allègerait une partie du fardeau financier supporté actuellement par la totalité de la population du pays (par le biais du système fiscal) et le ferait peser davantage sur le secteur privilégié de la population (les usagers du réseau électrique) bénéficiant directement des avantages de l'électricité.

#### Tarification du pétrole

6.17 Jusqu'au milieu de l'année 1985, le système tarifaire en vigueur dans le sous-secteur pétrolier a comporté plusieurs défauts: subventionnement réciproque des produits, uniformité nationale des prix officiels, et absence de mécanismes assurant une révision périodique des tarifs. En avril 1985, le gouvernement a pris d'importantes mesures afin de remédier à ces défauts et ce, dans le cadre d'un vaste programme de dispositions concernant le sous-secteur pétrolier. Les défauts mentionnés ci-dessus et les changements récemment apportés seront décrits dans les paragraphes suivants. Le Tableau 6.3 ci-dessous présente l'évolution passée des prix de détail officiels.

Tableau 6.3: EVOLUTION DES PRIX DE DETAIL OFFICIELS  
(Zaire/litre, sauf prix du GPL exprimé en Zaire/kg)

	Août 77	Sept. 79	Juil. 81	Mars 83	Sept. 83	Nov. 83	Août 84	Avril 85 <sup>a/</sup>
GPL	n.d.	2,00	10,50	30,00	60,00	60,00	70,00	68,00
Essence	0,55	2,50	5,50	12,50	35,00	35,00	30,00	25,00
Kérosène	0,14	0,70	2,50	3,00	15,00	10,00	16,00	19,50
Gas-oil	0,17	0,71	2,80	3,10	15,50	10,00	15,00	22,00
Fuel	-	0,30	2,50	2,50	12,50	7,00	9,50	15,00
Taux de change								
Zaire à \$	0,8	1,7	4,4	5,8	30,0	30,0	35,5	46,0

a/ Prix de référence pour l'ouest (voir Tableau 6.5).

6.18 Le Tableau 6.4 indique la décomposition des prix de vente au détail des produits pétroliers en vigueur avant avril 1985. Un examen succinct révèle que: (a) les coûts d'importation étaient élevés par rapport au prix à la frontière, dénotant ainsi des coûts de financement anormalement importants (par. 4.34); (b) la caisse de péréquation, laquelle servait de mécanisme de subventionnement réciproque, donnait lieu à des prélèvements représentant une fraction importante du prix de détail de l'essence et du gas-oil (par. 6.19); (c) le prix de cession payé à PétroZaire par les compagnies de commercialisation était déterminé par cette structure; (d) les frais de distribution étaient (et sont encore) anormalement élevés, ce qui reflète la longueur des distances parcourues, l'inefficacité du réseau de distribution et les pertes subies (pars. 4.37 et 4.39), bien que, selon les compagnies de commercialisation, cet élément du prix officiel constitue une sous-estimation des frais de distribution réels; (e) le profit des compagnies de commercialisation était fixé à 10% du prix à l'importation, en sus des coûts encourus, ce qui revient à une exploitation sur dépenses contrôlées; et (f) les contributions au fonds routier et au fonds spécial du Trésor représentaient (et représentent encore) des éléments importants du prix de l'essence et du gas-oil. Du fait de cette structure tarifaire, les prix de détail dépassaient nettement les prix paritaires à l'importation: par rapport aux prix frontières on obtient en effet un ratio de 3,9 pour l'essence, 1,7 pour le kérosène et 1,5 pour le gas-oil.

**Tableau 6.4: DECOMPOSITION DU PRIX DES PRODUITS PETROLIERS (AOÛT 1984)**  
(en pourcentage du prix de vente au détail)

	Essence (supercarburant)	Kérosène	Gas-oil
Prix à la frontière	25,6	59,1	65,5
Coûts d'importation <u>a/</u>	2,8	6,5	7,2
Taxes et droits	<u>2,3</u>	<u>1,0</u>	<u>1,2</u>
Prix d'importation	30,7	66,6	73,9
Versements à PétroZaïre <u>b/</u>	3,0	5,5	2,6
Caisse de péréquation <u>c/</u>	<u>35,1</u>	<u>-0,1</u>	<u>-19,9</u>
Prix de cession <u>d/</u>	68,8	72,0	56,6
Frais de distribution <u>e/</u>	11,3	21,3	22,7
Marge bénéficiaire des compagnies de commercialisation <u>f/</u>	3,1	6,7	7,4
Versements au fonds roulier et au fonds spécial du Trésor <u>g/</u>	<u>16,8</u>	<u>-</u>	<u>13,3</u>
Prix de vente au détail	100,0	100,0	100,0

a/ Coûts de financement (10% prix minimum à la frontière), pertes en cours de route et coût d'importation par PétroZaïre.

b/ Caisse de péréquation, financement du fonds de roulement et du fonds d'investissement.

c/ Destinée à introduire un subventionnement réciproque.

d/ Prix demandé par PétroZaïre aux compagnies de commercialisation.

e/ Frais de distribution et dépenses courantes de Zaïre SEP et des compagnies de commercialisation et pertes de distribution.

f/ Egale à 10% du prix à l'importation.

g/ Fonds destinés à la construction des routes et au financement du Trésor public.

6.19 Tel qu'indiqué plus haut, le précédent système tarifaire impliquait un important subventionnement croisé du gas-oil par l'essence, justifié du fait que le premier est manifestement lié à la croissance économique tandis que le second est un produit relativement superflu. Ce mécanisme de subventionnement croisé a donc eu pour effet d'introduire une forte distorsion dans la répartition de la demande intérieure de produits pétroliers, comme en témoigne la diminution constante de la consommation d'essence rapportée à celle de gas-oil. Cette évolution a conduit à une situation aberrante, caractérisée par un prix de vente au détail de l'essence le plus élevé au monde et une réduction telle de la consommation de ce produit que les revenus de la caisse de péréquation étaient insuffisants pour assurer le subventionnement du gas-oil. Le nouveau système tarifaire a supprimé la caisse de péréquation, faisant ainsi disparaître le mécanisme administratif de subventionnement croisé. Bien que l'on ne dispose encore d'aucune analyse détaillée des éléments de la nouvelle structure tarifaire, l'effet concret de subventionnement croisé du gas-oil par l'essence semble avoir été virtuellement supprimé. Le prix de référence de la plupart des importations



d'essence est à présent plus bas, tandis que ceux du kérosène et du gas-oil sont plus élevés (Tableau 6.5).

6.20 Du fait de l'uniformité des prix officiels assurée par le précédent système tarifaire, les ventes de produits pétroliers aux consommateurs faisaient l'objet d'un seul et même prix dans tout le pays. Or, cette pratique ne tenait pas compte de la dispersion géographique de la demande et des importants écarts de coût de distribution qui en résultent. Ainsi, alors que la précédente structure tarifaire prévoyait un coût de distribution uniforme de 2.691 Z pour l'essence, le kérosène ou le gas-oil, les compagnies de commercialisation estiment que les coûts de distribution au-delà de Kinshasa vont de 1,3 à 10,4 Z/litre. L'application des prix officiels a donc dissuadé les dites compagnies d'assurer l'approvisionnement en produits pétroliers en dehors des zones facilement accessibles de Kinshasa et du Bas-Zaïre. Aussi en a-t-il résulté des pénuries régionales, aggravant celles affectant le pays considéré dans son ensemble, et le développement d'un important marché noir dans les zones éloignées, où les consommateurs devaient payer jusqu'au triple du prix officiel.

Tableau 6.5: PRIX DE REFERENCE DES PRODUITS PETROLIERS  
(AVRIL 1985)  
(Zaïres par litre)

Itinéraires d'importation	Ouest <sup>a/</sup>	Est <sup>b/</sup>	Sud <sup>c/</sup>
Essence	25,00	-	-
Essence ordinaire	-	43,00	-
Kérosène	19,50	33,50	-
Gas-oil	22,00	39,50	32,50
Fuel	15,00	-	-
GPL	68,00	-	-

<sup>a/</sup> La plupart des importations sont acheminées par l'ouest. Prix au départ de Kinshasa, sauf pour le fuel, dont le prix est calculé au départ de Matadi (Ango Ango).

<sup>b/</sup> Aux points d'importation sur la frontière orientale.

<sup>c/</sup> Moyenne pondérée concernant Lumbumbashi et Likasi.

Source: PetroZaire.

6.21 Les mesures décrétées par le gouvernement en avril 1985 constituent une rupture opportune avec la doctrine antérieure de l'uniformité des prix officiels. En effet, les prix au départ de chacun des principaux dépôts sont désormais établis en ajoutant à un "prix de référence" (analogue à un prix débarqué) le coût de distribution depuis le point de débarquement jusqu'au dépôt en question. La nouvelle structure tarifaire définit des prix de référence pour les principaux itinéraires d'importation: l'ouest, l'est et le sud (Tableau 6.5). Il convient cependant de noter que la plupart des importations sont acheminées par l'itinéraire Ouest. Le nouveau système spécifie en outre les coûts de distribution relatifs à plus de 20 emplacements au Zaïre, avec Kinshasa (pour l'itinéraire ouest) ou la frontière orientale (Tableau

6.6) comme points de départ. Ces coûts sont voisins, quoique fréquemment supérieurs, de ceux estimés par les compagnies de commercialisation elles-mêmes.

Tableau 6.6: DIFFERENTIELS DE COÛTS DE DISTRIBUTION D'UNE REGION  
A L'AUTRE (AVRIL 1985)  
(Zaïre par litre)

Dépôt	Origine	Essence	Kérosène	Gas-oil
Kinshasa - Bas-Zaïre	Ouest	-	-	-
Bandundu	"	1,4	1,5	1,3
Bolenge (Mbandaka)	"	1,7	1,8	1,5
Ilebo	"	2,1	2,3	1,9
Akula	"	2,2	2,4	2,0
Kikwit	"	2,2	2,4	2,0
Bumba	"	2,3	2,5	2,2
Kisangani	"	2,7	2,8	2,3
Bena Dibebe	"	3,0	3,2	2,6
Businga	"	6,6	7,0	5,8
Kananga	"	4,3	4,6	3,9
Mwene-Ditu	"	5,1	5,4	4,8
Kolwezi	"	7,4	7,7	7,0
Likasi	"	7,4	7,8	7,1
Lubumbashi	"	7,8	8,2	7,4
Kalemie	"	8,2	8,5	7,7
Kalundu (Uvira)	"	10,0	10,4	9,6
Isiro	"	4,9	5,2	4,8
Mungbere	"	5,2	5,5	4,9
Bunia	Est	2,0	2,2	2,3
Goma	Est	0,1	0,1	0,1
Bukavu	Est	1,3	1,3	1,3

6.22 L'absence de mécanismes de révision des prix a périodiquement conduit à une situation où les prix de vente au détail sur le marché intérieur ne reflétaient pas exactement les variations survenues sur le marché international ni les changements observés dans les taux de change. Au bout d'un certain temps cet état de chose a favorisé le développement de la fraude et l'apparition de pénuries sur le marché intérieur. La dévaluation de septembre 1983, outre une décision du gouvernement suivant laquelle les prix intérieurs devaient être fondés sur les prix à la frontière calculés au taux de change en vigueur, a pratiquement mis un terme aux activités frauduleuses. Quant au trafic limité de contrebande observé depuis septembre 1983, composé essentiellement d'exportations de gas-oil et d'importations d'essence, il reflète les différentiels de prix induits par les subventions croisées intérieures. L'élimination du subventionnement croisé a réduit substantiellement ce trafic. Pendant plus d'une année à la suite de la dévaluation, PétoZaïre a largement bénéficié de l'absence de mécanisme de révision tarifaire. Seul importateur de produits pétroliers, cette

entreprise a ainsi été en mesure d'imposer aux compagnies de commercialisation des prix de cession correspondant à des prix internationaux antérieurs plus élevés. A la fin de 1984, PétroZaïre réalisait un profit évalué à environ 20 \$EU par tonne de produits importés, soit plus de 1 million de dollars EU par mois. En vertu du nouveau système, les prix font nécessairement l'objet d'une révision trimestrielle, tenant compte des variations des prix internationaux, des fluctuations du taux de change et de l'incidence de l'inflation intérieure.

6.23 Parmi les caractéristiques importantes des prix de référence ainsi adoptés figure l'accroissement de la fraction du prix de l'essence et du gas-oil versée au fonds routier, laquelle passe de 2 à 5 Z/litre et, par ailleurs, la plus forte incidence de la contribution aux fonds de roulement, dans le prix de l'essence et du kérosène, qui passe de 0,5 à 0,9 Z/litre. On ignore toutefois si la nouvelle structure tarifaire comporte un élément destiné à financer la création de stocks stratégiques. Dans la négative, il est recommandé d'inclure un tel élément aussitôt que possible.

6.24 La récente révision du système de tarification des produits pétroliers constitue une étape importante dans la bonne direction. Cette réforme devrait parvenir dans une large mesure à corriger les inconvénients du précédent système. Afin d'assurer qu'il en est effectivement ainsi, il est recommandé au gouvernement d'entreprendre une étude approfondie de la mise en oeuvre et de l'impact des modifications récemment décrétées.

### Gestion du secteur énergétique et substitution intercombustibles

#### Secteur minier

6.25 Le secteur minier est la plus important consommateur d'énergie commerciale du Zaïre, puisqu'il absorbe plus de 60% de l'électricité, 90% du charbon et du coke, et 22% des ressources en carburant diesel dont dispose le pays. Gécamines, la compagnie minière d'état, consomme à elle seule environ 87% de toute l'énergie utilisée dans le secteur minier. En raison de l'intensité énergétique particulièrement élevée des industries extractives, toute mesure adoptée dans ce secteur en matière d'économie d'énergie ou de substitution intercombustibles sera susceptible d'avoir des répercussions considérables sur le bilan énergétique du pays.

6.26 En matière de substitution, Gécamines considère actuellement l'engagement de deux investissements, destinés à substituer partiellement l'électricité au carburant diesel et au coke. Le premier projet comporte l'électrification des chariots de mine à ciel ouvert dont la consommation individuelle de carburant diesel s'élève à présent à environ 475 tonnes par an. Ainsi, de 1986 à 1990, l'électrification progressive de deux ou trois lignes de transport du minerai entraînerait un accroissement de la consommation d'électricité de 15 à 20 GWh par an. Le deuxième projet

concerne la conversion à l'électricité des fours à coke des usines pyrométallurgiques; il devrait être entrepris après 1990 et réduirait alors la consommation de coke d'environ 50.000 tonnes par an. En matière d'économie d'énergie, Gécamines a récemment lancé deux missions d'évaluation énergétique visant à identifier des domaines-cibles devant faire l'objet d'améliorations du rendement énergétique.

6.27 L'importance exacte de l'engagement de la direction de Gécamines à l'égard ces projets demeure cependant incertaine. On ignore en outre si les études économiques effectuées reposent sur la considération des coûts marginaux à long terme de l'électricité (Annexe 6), et d'autre part si l'on a procédé à une analyse de sensibilité en supposant une gamme de tarifs possibles.

#### Secteur industriel

6.28 La SNEL a récemment commencé un programme favorisant la conversion des chaudières et des fours industriels à Kinshasa et dans d'autres villes, de façon à réduire la consommation de combustibles fossiles et à augmenter celle d'électricité (par. 3.31). Parmi les industries visées figurent les boulangeries industrielles, les huileries, les brasseries, les usines de fabrication de boissons, les ateliers de tissage et les fabriques de savon. Les mesures de conversion envisagées auraient pour effet de diminuer la consommation de fuel lourd d'environ 40.000 tonnes/an et d'accroître celle d'électricité d'environ 350 à 400 GWh/an. Afin d'inciter les entreprises industrielles à engager les investissements nécessaires (environ 95 MW de puissance installée industrielle supplémentaire), la SNEL pense adopter un ensemble de dispositions comprenant l'application de tarifs subventionnés, des facilités (raccordement gratuit) et une certaine forme d'aide financière. Bien que l'objectif général de ce programme paraisse censé, il est cependant indispensable de procéder à une analyse approfondie, fondée uniquement sur des considérations économiques. Cette analyse devrait prendre en compte l'impact de la réduction de consommation de fuel lourd sur le système national d'approvisionnement en produits pétroliers.

6.29 Différentes cimenteries installées dans le Bas-Zaïre, à Lukala et à Kimpese consomment actuellement près de 40.000 tonnes par an de fuel lourd et souhaitent convertir leurs installations au charbon, afin de limiter leurs coûts de production. L'investissement envisagé semble éminemment rentable, avec une période d'amortissement n'excédant pas deux années, mais comporte par ailleurs des dépenses régulières en devises étrangères, consacrées aux importations de charbon.

6.30 Les grandes plantations et les importantes exploitations agricoles utilisent généralement des chaudières alimentées au bois ou aux résidus agricoles, afin de répondre à leurs propres besoins d'énergie thermique. L'électricité consommée est habituellement fournie grâce au couplage des chaudières à de vieux moteurs alternatifs ou plus rarement à des turbogénérateurs. Lorsque la mise hors service de ces équipements s'impose, ils sont alors remplacés par de coûteuses génératrices

diesel. L'utilisation de gazogènes à bois constitue sans doute une alternative prometteuse pour la production d'électricité à petite échelle (moins de 1 MW): aussi est-il recommandé de mettre sur pied un programme expérimental approprié.

### Secteur des transports

6.31 Le secteur des transports est le principal consommateur de produits pétroliers au Zaïre. Le Tableau 6.7 indique les quantités consommées en 1984, dont la part de la consommation nationale s'élève à 100% pour l'essence, le carburéacteur et l'essence aviation et à quelque 75% pour le carburant diesel. Généralement, les carburants pour moteurs représentent de 30 à 40% des coûts de transport totaux, et de 10 à 20% du coût final des marchandises transportées.

Tableau 6.7: CONSOMMATION DE PRODUITS PETROLIERS DANS LE SECTEUR  
DES TRANSPORTS EN 1984  
(m<sup>3</sup>)

	Carburéacteur et essence		
	Essence	aviation	Diesel
Transports urbains et routiers			
- Privés	108 000	--	10 000
- Transports publics urbains et transports prioritaires	35 000	--	34 000
- Frêt	--	--	156 000
Transport ferroviaire	--	--	50 000
Transport fluvial	--	--	49 000
Transport aérien	--	145 000	--
TOTAL	143 000	145 000	299 000

6.32 Le renchérissement des produits pétroliers observé depuis 1983 a eu une forte incidence sur la consommation totale, et donc sur les économies d'énergie; un mécanisme de révision tarifaire périodique devrait donc être prochainement mis sur pied. D'autre part, différentes mesures non tarifaires d'économie d'énergie pourraient être adoptées dans le secteur public:

- (a) amélioration de l'entretien de l'infrastructure de transport et des véhicules appartenant à la collectivité; une telle mesure exigerait notamment l'attribution par le gouvernement de ressources suffisantes à cet effet (par exemple une fraction constante des taxes perçues sur les carburants pour moteurs) et une formation appropriée des conducteurs et des mécaniciens; et

- (b) investissements et dispositions administratives visant à accroître le rendement énergétique des services publics de transport fluvial et des transports ferroviaires, notamment la remise en état de la ligne Matadi-Kinshasa à traction diesel.

6.33 Les mesures d'économie de l'énergie adoptées dans le secteur privé s'avéreront efficaces dans la mesure où les prestataires de services de transport eux-mêmes sont conscients des possibilités de gains personnels liés aux mesures en question. Le caractère plus ou moins incitatif des dispositions affectant les prix, telles que la taxation des véhicules à mauvais rendement énergétique, est simple à mettre en évidence. Quant aux mesures d'économie d'énergie de type non tarifaire, il faudrait par contre procéder soigneusement à leur élaboration, de façon à créer une incitation adéquate dans le contexte des pratiques en vigueur dans le secteur privé zaïrois. Parmi les objectifs à atteindre on peut citer notamment l'amélioration de l'entretien des véhicules privés et en particulier des camions, et la promotion du transport par bicyclette dans les villes telles Kinshasa.

6.34 L'idée la plus prometteuse en ce qui concerne les mesures de substitution énergétique est, semble-t-il, l'utilisation de l'éthanol afin de remplacer en partie les carburants pour moteurs (dans une proportion pouvant atteindre 15%). Un programme expérimental pourrait être entrepris à la sucrerie de Kiliba (Kivu) et, en cas de réussite, pourrait être étendu aux autres raffineries du pays.

#### Secteur des ménages

6.35 Le secteur des ménages est le principal consommateur d'énergie au Zaïre puisqu'il représente 80% de la consommation finale. Le bois de feu assure 93% des besoins énergétiques des ménages, et fournit 6,4 millions de TEP de combustible bois et 403.000 TEP de charbon de bois. D'autres sources d'énergie sont également utilisées, mais en faibles quantités, essentiellement le kérosène (42.000 TEP) et l'électricité (30.000 TEP).

6.36 L'énergie utilisée dans le secteur des ménages est consacrée essentiellement à la cuisson des aliments et dans une moindre mesure à l'éclairage. Le charbon de bois et le bois de feu constituent les combustibles de cuisson préférés (par. 2.3-2.4). Le kérosène et l'électricité servent essentiellement à l'éclairage, mais sont parfois réservés à une fonction d'appoint, en cas du mauvais fonctionnement du foyer à bois. Faute d'une étude détaillée de la consommation énergétique résidentielle, les quantités de chaque type de combustible effectivement utilisées par un foyer sont difficiles à évaluer.

6.37 Possibilités de substitution intercombustibles. Le Tableau 6.8 compare les prix et les coûts actuels des combustibles de cuisson, à Kinshasa et dans d'autres agglomérations. En raison du subventionnement important du courant basse tension, l'électricité est de loin la solution

la moins onéreuse en ce qui concerne le prix par unité d'énergie utile. En effet, l'utilisation de foyers de cuisine améliorés réduit certes le prix unitaire de l'énergie utile issue du charbon de bois et du bois de feu, lesquels demeurent cependant 6 à 8 fois plus onéreux que l'électricité, au niveau actuel de subvention de cette dernière. La prise en considération des coûts économiques fait par contre apparaître une situation totalement différente. Le coût marginal à long terme de l'électricité est le plus élevé, tandis que ceux du kérosène et par ailleurs du charbon de bois et du bois de feu utilisés dans des foyers améliorés, sont les plus faibles.

6.38 Le bas prix de l'électricité par comparaison aux combustibles concurrents devrait en principe fortement inciter le consommateur à leurs substituer la forme d'énergie la moins onéreuse. L'extension de son utilisation se heurte néanmoins à des obstacles majeurs. En ce qui concerne l'approvisionnement proprement dit, la plus grande partie de l'infrastructure nécessaire à l'alimentation des ménages en électricité n'existe pas encore et serait très coûteuse à mettre en place. Ainsi, le coût marginal à long terme du courant basse tension à Kinshasa (par unité d'énergie utile) est deux fois plus élevé que celui du charbon de bois, le combustible auquel il se substituerait. En outre, la plupart des habitations des quartiers modestes où habitent les ménages devant bénéficier particulièrement du prix plus faible de l'électricité, sont construites de façon rudimentaire et ne se prêteraient pas à l'installation de circuits électriques. Enfin, du point de vue du consommateur, la cuisson à l'électricité exige des investissements initiaux substantiels (Tableau 6.9). Globalement, les coûts initiaux à engager dans le cas d'une famille utilisant une plaque chauffante électrique et munie de marmites appropriées, s'élèvent actuellement à 5.500 Z, contre 255 Z à 405 Z dans le cas du foyer traditionnel ou d'un foyer amélioré, outre les accessoires. En conclusion, les pratiques culinaires traditionnelles, consistant très souvent à griller les aliments, semblent favoriser l'utilisation de bois de feu, au détriment de l'électricité.

6.39 Compte tenu des obstacles mentionnés ci-dessous, la promotion de la cuisine à l'électricité en remplacement du charbon de bois devrait selon toute vraisemblance concerner les foyers les plus aisés, d'ores et déjà raccordés au réseau de distribution. Dans ce cas les coûts d'approvisionnement sont plus faibles, puisque l'infrastructure de distribution existe déjà et que nombre des ménages en question sont déjà munis des appareils électriques nécessaires. Il conviendrait cependant d'étudier la consommation domestique d'énergie, afin de mieux déterminer les mesures d'incitation à adopter en faveur du développement de la cuisson à l'électricité dans les ménages ayant accès au réseau de distribution électricité et dotés par ailleurs des équipements appropriés.

6.40 En dépit de son coût compétitif par rapport au charbon de bois et au combustible bois dans des villes telles que Kinshasa, la popularité du kérosène en tant que combustible de cuisson n'est guère susceptible de se développer; il a en effet la fâcheuse réputation de conférer un mauvais goût aux aliments et, par ailleurs, il n'est pas toujours facile

de s'en procurer. Dans les zones isolées, le niveau relativement élevé du prix et des coûts économiques de ce combustible affecte considérablement sa compétitivité par rapport à l'électricité ou au bois de feu.

Tableau 6.8: COUTS COMPARES DES COMBUSTIBLES DE CUISSON A KINSHASA (1984/85)

Combustible de cuisson	Unité	Teneur énergétique (kcal/unité)	Rendement (%)	Prix de vente au détail (Z/unité)	Prix par unité d'énergie utile (Z/kcal)	Coût économique (Z/unité)	Coût économique par unité d'énergie utile (Z/kcal)
<b>Bois de feu</b>							
Feu ouvert traditionnel	kg	3.500	8	2,1	0,0075	1,45	0,0052
Foyers actuels	kg	3.500	15	2,1	0,0040	1,45	0,0028
Foyers améliorés	kg	3.500	28	2,1	0,0021	1,45	0,0015
<b>Charbon de bois</b>							
Foyers actuels	kg	6.900	20	10,0	0,0072	4,34	0,0031
Foyers améliorés	kg	6.900	30	10,0	0,0048	4,34	0,0021
<b>Kérosène</b>							
Ouest a/	litre	8.300	30	19,5	0,0078	9,45 b/	0,0038
Est a/	litre	8.300	30	33,5	0,0135	22,23 c/	0,0089
<b>Electricité</b>							
Hydroélectricité d/	kWh	877	65	0,4	0,0007	3,13	0,0055

a/ Itinéraires d'importation des produits pétroliers. Prix de détail fondés sur les deux structures tarifaires en vigueur en avril 1985.

b/ Coût d'importation caf Banana. Coût de transport identique pour les livraisons destinées à Kinshasa.

c/ Coût débarqué à Kivu compte du coût de transport différent.

d/ Moyenne des coûts marginaux à long terme.

Source: Estimations de la mission; Annexes 19 et 20.

6.41 Amélioration des rendements d'utilisation finale. La transformation de l'énergie utilisée par les ménages zaïrois se caractérise par un très mauvais rendement. Dans les zones rurales, les aliments sont cuits sur "des foyers trois pierres" avec un rendement de 5% ou dans des petits foyers métalliques avec un rendement de 10%, utilisant l'un et l'autre le bois de feu comme combustible. Les habitants des villes qui utilisent conjointement du charbon de bois, bien que le feu ouvert soit également répandu. Les consommateurs de charbon de bois préparent les repas sur le "mbabula", foyer traditionnel que l'on peut se procurer partout, fabriqué par de petits artisans et des tôliers à partir de tôles recyclées, et donc le rendement est en moyenne de 20% ou moins. En revanche, l'utilisation des combustibles commerciaux pour la cuisson présente comparativement un meilleur rendement énergétique, puisqu'il atteint en moyenne 30% dans le cas du kérosène et 65% dans celui de l'électricité.



Table 6.9: PRIX ET COUTS COMPARES DE L'ELECTRICITE ET DU CHARBON DE BOIS

Electricité		Charbon de bois	
<u>Prix de l'équipement (vente au détail)</u>		<u>Prix de l'équipement (vente au détail)</u>	
Marmites	2000 Z	Marmites	200 Z
Plaque chauffante	3500 Z	Foyer de cuisson amélioré	175 Z
		Mbabula	35 Z
		Grill	20 Z
<u>Dépenses mensuelles totales consacrées à l'équipement a/</u>	290 Z	<u>Dépenses mensuelles totales consacrées à l'équipement a/</u>	30-37 Z
<u>Besoins mensuels en combustibles:</u>		<u>Besoins mensuels en combustibles:</u>	
	212 kWh b/		73 kg b/
D'après le prix au détail	85 Z	D'après le prix au détail	729 Z
<u>Pourcentage du budget mensuel</u>		<u>Pourcentage du budget mensuel</u>	
Ouvriers c/	8,5-14,2%	Ouvriers c/	72,9-121,5%
Employés d/	4,3-5,7%	Employés d/	36,5-48,6%
D'après le coût économique:	664 Z	D'après le coût économique:	317 Z
<u>Pourcentage de budget mensuel</u>		<u>Pourcentage de budget mensuel</u>	
Ouvriers c/	65-110%	Ouvriers c/	32-53%
Employés d/	33-55%	Employés d/	16-21%

a/ Sur la base des prix de détail de l'équipement et en supposant un amortissement à 12%, sur deux ans pour la plaque chauffante, sur 18 mois pour le foyer à bois amélioré, sur un an pour un foyer de type Mbabula, sur 3 ans pour les marmites de cuisson à l'électricité, et sur 9 mois pour les récipients de cuisson au grill et au charbon de bois. Les coûts économiques correspondants ne sont pas disponibles.

b/ Correspondent à une consommation annuelle de 875 kg de charbon de bois par ménage (par. 2.4). Rendement d'utilisation finale du charbon de bois: 24% à raison de 6900 kcal/kg. Rendement d'utilisation finale de l'électricité: 65%, à raison de 877 kcal/kWh.

c/ Salaire mensuel: 600 à 1.000 Z.

d/ Salaire mensuel: 1.500 à 2.000 Z.

Source: SNEL, Office National des Statistiques; estimation de la mission.

6.42 La faiblesse des rendements de transformation du bois de feu ayant pour effet de rendre l'énergie utile plus coûteuse, le pourcentage du budget du ménage consacré aux achats de combustible de cuisson est très important. Ainsi, les besoins mensuels d'un ménage moyen peuvent atteindre 70% ou davantage de ses revenus officiels (Tableau 6.9), et de 25 à 50 % de son budget réel, si l'on tient compte des sources de revenus non officielles. Or, l'utilisation d'un foyer amélioré à charbon de bois d'un rendement de 25% permettrait de réduire de près de 40% le montant des achats de combustible. Les calculs relatifs au bois de feu font apparaître une économie de 33% pour des achats atteignant de 45% à 75% du salaire mensuel.

6.43 L'amélioration des rendements d'utilisation finale permet conjointement d'atténuer le processus d'épuisement des ressources forestières dans les zones densément peuplées (par. 2.19). Un accroissement de 1% du rendement de transformation de l'énergie d'un foyer à charbon de bois se traduit par exemple par une réduction de plus de 5% de la demande de ce combustible. Les rendements de production de charbon de bois observés au Zaïre étant également faibles (rendement pondéral de 6 à 10%), la quantité de bois nécessaire à la satisfaction des besoins ainsi réduits sera également nettement moins importante. Aux niveaux actuels de consommation, ceci correspond à une réduction de la demande de plus de 150 000 tonnes de bois par an, pour une augmentation de 1% du rendement.

6.44 Le Centre de promotion et d'assistance sociale (CEPAS) a mis au point un modèle de foyer amélioré adapté aux habitudes de consommation zaïroises. Des épreuves récentes indiquent que le rendement de ces foyers n'est pas supérieur à celui des foyers "mbabula". Il est possible de réaliser d'autres modèles avec des modifications en dessin encore plus importantes. La fabrication de ces foyers utilise des tôles recyclées, matériau de base classique du foyer "mbabula", et de l'argile comme matériau d'isolement.

6.45 Il est recommandé d'initier un programme dynamique de promotion et de distribution d'une série de modèles de foyers améliorés à Kinshasa et dans différentes régions fortement peuplées, basé sur des essais de plusieurs modèles de foyers. Un programme pilote détaillé devrait être élaboré afin de pouvoir observer la réaction des usagers, les économies effectives de charbon de bois, les difficultés de production et de mise en marché, et les besoins d'investissements supplémentaires en vue du développement des activités de promotion. Ce programme fournira les données de départ nécessaires à la mise au point de techniques appropriées de commercialisation et de production. Une expérimentation exhaustive des techniques de diffusion et des stratégies de commercialisation des foyers jouera un rôle décisif quant au succès des activités ultérieures de promotion des foyers améliorés. Le programme promotionnel pourrait financer éventuellement dans un premier temps la différence de coûts de fabrication entre le "mbabula" et le foyer amélioré. Il faudra cependant entreprendre une étude préliminaire afin de mettre au point un programme de travail précisant les éléments suivants: (a) approvisionnement en matériaux de construction, procédures de contrôle qualité; (b) besoins et programmes de formation à l'intention des promoteurs et des fabricants de foyers; (c) programme de foyer-cibles; et (d) techniques promotionnelles.

## VII. INSTITUTIONS DU SECTEUR ENERGETIQUE

### Les institutions dans le secteur de l'énergie

7.1 Au Zaïre, plusieurs ministères et organismes publics et semi-publics sont directement ou indirectement en rapport avec le secteur de l'énergie. Ils comprennent :

- (a) le Département de l'environnement, de la conservation de la nature et du tourisme (DECNT), responsable de la gestion forestière et concerné à ce titre par le principal sous-secteur énergétique du Zaïre, le bois de feu;
- (b) le Département des mines et de l'énergie (DME) qui, par son Département de l'énergie, supervise les activités de tous les organismes publics et semi-publics et des entreprises privées dans les sous-secteurs de l'électricité et du pétrole;
- (c) le Département de finances et du budget qui contrôle les versements destinés aux dépenses d'investissement et de fonctionnement;
- (d) le Département de l'économie et de l'industrie, responsable de la fixation des prix des produits pétroliers et de l'électricité;
- (e) le Département du plan qui étudie l'opportunité des projets particuliers dans le contexte des priorités macro-économiques; et
- (f) différentes instances publiques, telles la Commission à l'énergie atomique, le Département de l'agriculture et du développement rural (énergie rurale), le Département des travaux publics et de la gestion des terres (infrastructure), le Département des transports et des communications, le Département de l'éducation et de la recherche scientifique et le Premier Ministre (Premier commissaire d'état) qui, parallèlement au Conseil exécutif, prend les décisions finales majeures en matière de tarification, d'investissements et d'orientations dans le secteur énergétique.

7.2 Le principal défaut institutionnel dont souffre le secteur énergétique du Zaïre, et que reflète la structure institutionnelle actuelle, est l'absence de coordination entre organismes gouvernementaux traitant des questions énergétiques. Pour parer à cette lacune, le gouvernement a créé en 1981, la Commission nationale à l'énergie (CNE), relevant du DME et lui a confié la responsabilité de coordonner les travaux de tous les organismes compétents et de définir une politique énergétique nationale. Le mandat de la CNE s'étend également à la

planification, à la recherche, au développement, à la formation, à la démonstration, à l'information et aux questions financières dans le domaine énergétique. Au niveau structurel, elle se compose d'un Secrétariat permanent, constitué par une équipe multidisciplinaire réunissant des experts propres à chaque sous-secteur et d'un Comité consultatif où tous les organismes compétents sont représentés. La création de la CNE a été une importante mesure administrative mais sa mise en oeuvre réelle a déçu les espérances; le Secrétariat permanent de la CNE n'a pas encore été mis sur pied et son Comité consultatif ne s'est pas réuni aussi souvent qu'il l'aurait dû; en revanche, et si l'on doit faire état des éléments positifs, un conseiller à l'énergie rémunéré par la CEE a été récemment désigné pour prêter assistance à la CNE en matière de gestion du secteur énergétique. Il est recommandé au gouvernement d'adopter des mesures afin d'identifier et de supprimer les obstacles qui empêchent la commission de s'acquitter pleinement de ses responsabilités.

7.3 Du fait du manque de coordination entre les organismes et des entraves constantes au fonctionnement de la CNE, le gouvernement a peu progressé en matière d'acquisition d'une bonne compréhension des questions complexes du secteur. Cela s'est traduit par l'absence de politiques bien définies et a empêché toute action efficace pour remédier aux maux en présence: aggravation du déboisement à proximité des zones urbaines, surcapacité du sous-secteur de l'électricité et graves pénuries de produits pétroliers. Il est recommandé au gouvernement de renouveler son mandat à la CNE afin de prendre toutes les mesures nécessaires à la mise au point de politiques intégrées dans le secteur énergétique, surtout en matière de tarification et d'investissement. Une meilleure perception des interrelations au sein du secteur devrait amener le gouvernement: (a) à accorder plus d'attention aux options visant à rationaliser les économies d'énergie ainsi qu'aux projets de substitution des combustibles et de gestion de la demande énergétique, lesquels sont restés faiblement prioritaires jusqu'à présent et (b) à tempérer préférence actuellement octroyée aux sous-secteurs "modernes" (électricité et pétrole) au détriment de celui du bois de feu qui constitue cependant la principale source nationale d'énergie (par. 2.1).

7.4 Le Département de l'énergie du DME s'est vu confié la tâche de superviser les activités dans les sous-secteurs de l'électricité et du pétrole. Il semble toutefois que ses fonctions soient supplantées par celles du Département des mines du DME, organisme chargé de l'un des secteurs les plus dynamiques de l'économie zaïroise. La structure institutionnelle actuelle reflète sans doute l'insuffisance du soutien politique accordé par le gouvernement au secteur de l'énergie. Il est recommandé au gouvernement d'étudier les moyens de renforcer le Département de l'Énergie. Des mesures institutionnelles spécifiques devraient viser à équilibrer la concurrence potentielle injuste qui s'exerce entre le Département des mines et celui de l'énergie du DME afin de bénéficier de l'attention et du soutien du gouvernement. Ceci étant, le gouvernement peut souhaiter le renforcement du Département de l'énergie.

Les institutions dans le sous-secteur du bois de feu

7.5 Bien que le bois de feu constitue la principale source d'énergie au Zaïre, aucune institution gouvernementale distincte n'est spécifiquement chargée d'équilibrer l'offre et la demande de ce combustible. Le seul département concerné par ce sous-secteur est celui de l'Environnement, de la conservation de la nature et du tourisme (DECNT), responsable au premier chef de la gestion forestière. Il remplit ses fonctions par le biais de ses organismes affiliés: le Service national de reboisement (SNR), chargé de la mise en oeuvre des projets de reboisement des régions menacées et le Service permanent d'inventaire et aménagement forestier (SPIAF, par. 2.9), qui procède à un inventaire restreint des ressources forestières et assure la responsabilité de la gestion générale des forêts. Il existe en outre un organisme "indépendant" (directement lié au DECNT), le Centre d'adaptation des techniques de l'énergie bois (CATEB), qui met au point des techniques et des équipements d'exploitation et de carbonisation du bois. Le SPIAF et le CATEB sont tous deux des organismes zaïro-canadiens.

7.6 L'une des difficultés les plus graves dans le sous-secteur du bois de feu a été l'attention inadéquate du gouvernement, laquelle se traduit par des dotations insuffisantes en moyens financiers et en personnel qualifié, consenties aux organismes oeuvrant dans ce sous-secteur. En conséquence, le MECNT et ses organismes affiliés n'ont pu entreprendre les tâches nécessaires pour gérer efficacement le sous-secteur du bois de feu. Il n'existe aucune politique forestière d'ensemble, propre à définir et à coordonner les activités de ces organismes et le DECNT accorde lui-même une faible priorité à la foresterie, par rapport à ses autres missions. Suite au manque de fonds, le SRN ne dispose pas de moyens suffisants pour mener à bien les tâches administratives quotidiennes et encore moins pour définir, élaborer et mettre en oeuvre des projets de reboisement.

7.7 La situation connaît cependant un début de changement en raison de la conscience croissante qu'à le gouvernement de plusieurs problèmes critiques liés à l'offre et à la demande de bois de feu. Jusqu'ici, la politique forestière gouvernementale n'a pas explicitement tenu compte de l'exploitation du bois à des fins énergétiques, essentiellement du fait que celle-ci n'était pas perçue comme une menace pour la préservation de la forêt. Récemment toutefois, ses effets cumulés se sont manifestés par des pénuries de bois de feu et par un déboisement régional (par. 2.22), et le gouvernement a commencé à admettre la nécessité d'une politique de gestion et de préservation des forêts. Il est recommandé donc au gouvernement d'élaborer une politique globale d'exploitation et d'utilisation des ressources en bois, dont les objectifs comprendraient (a) l'amélioration des techniques de gestion et de préservation forestière, (b) la définition et la mise au point de méthodes appropriées de production et de conservation des ressources forestières économiques et efficaces et (c) la rationalisation et la rentabilisation de

l'utilisation de ces mêmes ressources. On s'attend à ce qu'une telle politique intègre les objectifs de préservation forestière à la nécessité d'assurer un approvisionnement adéquat en bois de feu.

7.8 Une politique forestière globale ne saurait être élaborée ou mise en oeuvre avec succès sans que des progrès tangibles ne soient enregistrés en matière de gestion, d'aménagement et de financement des instances concernées. Pour y parvenir, il est recommandé au gouvernement de promouvoir une meilleure coordination entre tous les organismes liés à la foresterie au sein du DECNT et de les doter d'importants moyens financiers et de l'autonomie administrative et budgétaire à l'égard des activités non liées relevant du département. Des dispositions doivent être prises afin d'assurer l'assistance technique considérable indispensable à la planification et au développement des activités institutionnelles, à la formation de personnel, à la mise au point de techniques administratives et budgétaires, ainsi qu'à l'instauration et à la coordination de priorités régionales. La décentralisation des programmes de gestion forestière devrait être soigneusement maintenue lors de toute restructuration des organismes de foresterie afin d'autoriser la mise au point de techniques et de stratégies adaptées aux besoins régionaux.

#### Les institutions dans le sous-secteur de l'électricité

7.9 La Société nationale d'électricité (SNEL), sous la tutelle du Département mines et de l'énergie, est le principal organisme public dans le sous-secteur de l'électricité. Elle est statutairement responsable de l'exploitation de tous les actifs publics, tâche impliquant la production, le transport et la distribution de l'électricité au Zaïre. Son rôle effectif en matière de définition des orientations et de décisions d'investissement dans le sous-secteur de l'électricité est resté limité, faute d'une définition précise des responsabilités dans ces domaines importants. Dans les années 70, cette situation a été notamment à l'origine des regrettables décisions prises par le gouvernement quant aux options d'investissements, décisions auxquelles la SNEL n'a guère été associée. L'intervention directe du gouvernement a sans doute été justifiée dans une certaine mesure durant les premières années d'existence de la SNEL, mais cela n'est plus le cas. En fait, la SNEL s'est nettement renforcée au fil des années grâce à une assistance technique appréciable bénéficiant d'un financement extérieur; ainsi a-t-elle pu définir et adopter certaines mesures visant à corriger ses points faibles en matière de planification des investissements, de propriété des actifs et de méthodes comptables (pars. 7.10-7.13). Mieux à même de bien percevoir les défis à relever comme les contraintes en présence dans le sous-secteur de l'électricité, la SNEL doit maintenant se voir accorder une autonomie accrue et une plus grande participation aux décisions relatives au sous-secteur. Il est souhaitable que le gouvernement essaie d'instaurer les mécanismes légaux et institutionnels qui renforceront la SNEL et lui permettront de réaliser efficacement les tâches pour lesquelles elle a été créée. Certaines actions qui semblent particulièrement urgentes sont présentées ci-dessous.

Politiques et procédures d'investissement

7.10 Le progrès institutionnel majeur dans ce sous-secteur consisterait peut-être à définir clairement les politiques et les procédures d'investissement. Bien que celles-ci soient essentiellement conçues afin d'éviter de s'engager dans des investissements majeurs qui s'avèreraient non rentables, elles devraient également fournir des indications quant à la gamme complète des possibilités d'investissement offertes à la SNEL. Il est fortement souhaitable que des orientations fondamentales soient adoptées afin de guider la préparation en cours du Plan directeur de l'électricité, qui doit devenir, après avoir été discuté avec gouvernement, la pièce maîtresse de la planification des investissements à moyen et long termes. Pour mettre en oeuvre de saines politiques d'investissement, il est recommandé au gouvernement d'observer les principes directeurs suivants:

- (a) les critères économiques devraient prévaloir sur les autres;
- (b) les profits les plus élevés proviennent habituellement de la remise en état et de l'entretien des actifs existants, plutôt que de la création de nouveaux, ce qui exige un assouplissement des procédures budgétaires (ou l'instauration de nouvelles) autorisant les dépenses d'entretien prévues;
- (c) l'application du principe du recouvrement des coûts engagés aux projets d'extension de l'accès au réseau électrique à de plus larges segments de la population; dans ces conditions les dits projets ne constitueraient pas une charge financière croissante, mais au contraire, s'avèreraient effectivement reproductibles à grande échelle;
- (d) Accorder la considération appropriée à la satisfaction des besoins des régions isolées, jusqu'ici négligées par les programmes d'expansion.

7.11 De tous les investissements possibles au Zaïre, ceux susceptibles d'être engagés dans le contexte de la ZOFI (par. 3.18) pourraient avoir les plus grandes conséquences pour le sous-secteur de l'électricité. Selon les statuts de la ZOFI (ordonnance modifiée 81-010 du 2 avril 1981), les autorisations d'investissement et les décisions concernant les régimes financiers et fiscaux, doivent être approuvées par le Président du Zaïre. Bien que les représentants de la SNEL et du DME soient membres du conseil d'administration de la ZOFI, leur rôle est purement consultatif et, dans la pratique, les mécanismes consultatifs ne fonctionnent pas de manière satisfaisante. Ceci est regrettable en raison du risque potentiel d'adoption de décisions importantes sans une parfaite connaissance, de la part de la ZOFI et du gouvernement, des conséquences pour le sous-secteur de l'électricité. Pour remédier à ce défaut, il est recommandé au gouvernement de mettre sur pied les moyens propres à garantir que les décisions de la ZOFI en matière de

tarification et d'investissement soient toujours adoptées après étude préalable par le DME et la SNEL, de leur incidence possible sur l'utilisation future de la puissance installée et sur les tarifs contractuels souhaitables appliqués à l'électricité.

#### Propriété légale des biens d'équipement

7.12 A l'heure actuelle, l'appartenance légale des biens d'équipement gérés par la SNEL est très ambiguë. Le fait qu'en règle générale le transfert à la SNEL de la propriété des installations du gouvernement se soit effectué sans entente légale claire entre les deux parties, est à l'origine de cette question. Une telle situation est particulièrement gênante dans le cas de la centrale d'Inga II et de la ligne Inga-Shaba dont les charges financières conjointes imposeraient à la SNEL des engagements considérables. Dans certains cas, elle ne fait pas apparaître totalement de tels actifs dans sa comptabilité, les exploitant néanmoins "en concession". Pour mettre fin à ces irrégularités, il est recommandé au gouvernement de prendre très tôt des mesures afin de clarifier le cadre juridique régissant ces transferts d'actifs et de passifs, en précisant dans quelle mesure la SNEL doit contribuer au service de la dette lié à de tels actifs.

#### Pratiques comptables

7.13 Avec l'aide de consultants étrangers, les pratiques comptables de la SNEL ont été examinées depuis plusieurs années à présent. La révision la plus récente implique, entre autres, des changements majeurs dans la méthodologie de réévaluation des actifs et le calcul des besoins d'amortissement. Il est recommandé de terminer bientôt cette révision, pour permettre à la SNEL de disposer d'une évaluation précise du coût financier de l'électricité et donc des apports financiers (dissimulés ou non) liés aux tarifs pratiqués.

#### Les institutions dans le sous-secteur du pétrole

7.14 Le Département de l'énergie du DME est chargé de superviser l'ensemble des activités liées à l'exploration et à la production pétrolière ainsi qu'à l'approvisionnement en produits pétroliers et aux tâches de distribution correspondantes. Chargé de formuler et de mettre en oeuvre les politiques dans le sous-secteur du pétrole, il est directement responsable, entre autres, de l'octroi des permis d'exploration et des concessions de production pétrolière.

7.15 Créé en 1978, l'Entreprise pétrolière du Zaïre (PétroZaïre) est le principal organisme public du sous-secteur. Il conseille le gouvernement dans ce domaine, assure des fonctions restreintes de commercialisation, dirige des recherches pétrolières et, depuis 1981, détient un monopole d'importation sur les produits bruts et raffinés. PétroZaïre n'est pas responsable de l'élaboration et des orientations et ne détient



aucun domaine pétrolier à prospecter ou à exploiter. Grâce à son éphémère Centre d'études pétrolières (CEP), créé en 1982, PéetroZaïre a cependant entrepris l'exploration des couches superficielles de la cuvette centrale, en association avec la Compagnie pétrolière nationale japonaise (Japan National Oil Company (JNOC) (par. 4.12).

7.16 En 1983, le gouvernement a créé au sein du DME une Unité technique pétrolière (UTP) pour surveiller l'exploration et la production pétrolière, encourager les efforts de prospection dans les régions insuffisamment explorées et coordonner les activités de raffinage et de commercialisation. A sa création l'UTP s'est substituée au CEP de PéetroZaïre après absorption par détachement de son personnel. PéetroZaïre est ainsi indirectement impliqué dans les activités de l'UTP, jusqu'à présent consacrées essentiellement à la participation aux travaux de prospection de la JNOC dans la cuvette centrale et à leur suivi. Avec le financement de la Banque Mondiale, l'UTP reçoit à présent l'aide de Péetroconsultants (Suisse) pour suivre les activités des compagnies exploitantes, conseiller le gouvernement lors des négociations avec les compagnies pétrolières, préparer un rapport d'avancement sur l'exploration de la cuvette centrale, diriger l'étude proposée sur le bassin littoral et assurer la formation du personnel de l'UTP. Celle-ci doit être renforcée afin d'assurer efficacement son fonction de suivi et de promotion et de participer conjointement aux divers aspects de la négociation des contrats, de l'exécution des études et de la définition des stratégies d'exploration et de production. Il est recommandé:

- (a) que l'UTP soit dotée de toutes les ressources et l'autonomie administrative nécessaire à la réalisation des fonctions pour lesquelles elle a été créée, pour lui permettre de poursuivre les activités d'exploration et de production, au-delà de son domaine d'action actuellement limité à la cuvette centrale;
- (b) que l'UTP obtienne la totalité des informations disponibles des autres agences gouvernementales ou des compagnies pétrolières liées au sous-secteur pétrolier; et
- (c) de mettre en oeuvre un programme bien conçu de formation du personnel de l'UTP.

7.17 Le Règlement 81-013 (le "Code minier") contient l'actuelle législation régissant l'exploration et la production pétrolière. Ce texte a essentiellement pour objet de permettre au gouvernement de conclure un accord (une "convention") avec une partie privée, concédant des droits exclusifs d'exploration pétrolière à l'intérieur d'une zone contractuelle et en cas de découverte de gisement exploitable, des droits exclusifs en vue de l'obtention d'une concession de production. Le règlement ne spécifie pas en détail les conditions contractuelles, mais stipule seulement quelques principes fondamentaux pour la préparation des accords pétroliers, laissant la plupart des modalités à négocier en fonction des circonstances. Cette souplesse, favorable par le passé à l'adaptation des clauses financières des "conventions" aux

caractéristiques physiques des régions en question, contribuera à inciter les compagnies pétrolières à effectuer des travaux de prospection dans les zones les moins accessibles, c'est-à-dire, la cuvette centrale et le fossé du Tanganyika.

7.18 Pour achever la description du cadre institutionnel, les principales instances liées au traitement, à la distribution et à la commercialisation du pétrole comprennent également:

- (a) Une petite raffinerie de distillation et de reformage, la SOZIR, mise en service en 1967, et conçue pour traiter 16.000 barils de brut léger iranien par jour. Elle fonctionne à présent dans le cadre d'un accord de traitement avec PétroZaïre.
- (b) Quatre entreprises semi-publiques de mise en marché (Zaïre Fina, Zaïre Mobil, Zaïre Shell et Zaïre Texaco) qui achètent les produits de PétroZaïre et les commercialisent localement. Elles ont toutes été créées en 1977, lorsque le gouvernement a invité les entreprises précédemment nationalisées à reprendre jusqu'à 60% de leurs actifs dans le pays, et à poursuivre leurs activités de commercialisation dans le cadre d'un système de partage du marché suivant des quotas fixés. Le gouvernement détient actuellement une participation de 60% dans Zaïre Shell et de 40% dans chacune des 3 autres entreprises. PétroZaïre constitue elle-même une cinquième entreprise de ce type; elle contrôle une (petite) part du marché intérieur détenue auparavant par BP, qui ne l'a pas revendiquée au moment de la dénationalisation. En 1984, le gouvernement a transféré à PétroZaïre les parts qu'il détenait dans les 4 entreprises de commercialisation.
- (c) Une société de service (Zaïre SEP) est la propriété conjointe des 4 entreprises semi-publiques et de PétroZaïre. Cette dernière est le principal actionnaire de Zaïre SEP (42,2%), suivie par Zaïre Fina (37,0%) Zaïre Mobil (7,8%), Zaïre Texaco (7,8%) et Zaïre Shell (5,2%). Zaïre SEP est chargée d'exploiter l'ensemble des installations de distribution (transport et stockage) des produits pétroliers finis dans le pays. Elle fonctionne comme un organisme à but non lucratif, en imputant les coûts de distribution des compagnies de commercialisation (comprenant les pertes de distribution), proportionnellement à leurs quotas de marché. Jusqu'à 1981, elle assurait également le traitement des importations de produits bruts et raffinés pour le compte des entreprises de commercialisation.

ZAIRE: CONSOMMATION TOTALE D'ENERGIE COMMERCIALE  
(1.000 TOE)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Produits pétroliers (000 tons)										
GPL	1,70	1,60	1,00	1,30	1,10	1,80	0,50	1,10	0,10	0,40
Equivalent en TEP	1,80	1,69	1,06	1,38	1,16	1,91	0,53	1,16	0,11	0,42
Essence aviation	12,80	10,40	11,50	6,70	5,40	5,90	6,50	5,90	5,40	5,20
Equivalent en TEP	13,26	10,77	11,91	6,94	5,59	6,11	6,73	6,11	5,59	5,39
Essence	176,70	184,60	177,90	144,10	123,50	119,10	109,60	111,00	100,70	89,40
Equivalent en TEP	181,82	189,95	183,06	148,28	127,08	122,55	112,78	114,22	103,62	91,99
Kérosène/carburacteur	185,30	196,00	192,80	169,60	172,00	176,80	192,00	188,80	163,20	173,10
Equivalent en TEP	187,52	198,35	195,11	171,64	174,06	178,92	194,30	191,07	165,16	175,18
Gas oil	310,80	315,80	304,10	288,10	284,80	259,60	308,30	329,30	315,00	353,60
Equivalent en TEP	310,80	315,80	304,10	288,10	284,80	259,60	308,30	329,30	315,00	353,60
Fuel	82,70	85,70	72,10	76,00	65,30	65,40	65,20	75,30	75,40	71,90
Equivalent en TEP	80,14	83,04	69,86	73,64	63,28	63,37	63,18	72,97	73,06	69,67
TOTAL	770,00	794,10	759,40	685,80	652,10	628,60	682,10	711,40	659,80	693,60
Equivalent en TEP	775,35	799,62	765,11	689,98	655,98	632,47	685,82	714,83	662,54	696,25
ELECTRICITY (GWh)										
Ventes intérieures	3.382,80	3.456,20	3.465,50	3.473,10	3.288,20	3.469,40	3.703,90	3.930,90	3.865,00	3910,60
Equivalent en TEP	290,92	297,23	298,03	298,69	282,79	298,37	318,54	338,06	332,39	336,31
Approvisionnement total du réseau intérieur	3.662,00	3.738,00	3.769,00	3.805,00	3.619,00	3.726,00	4.020,00	4.069,00	4.355,00	4468,00
Equivalent en TEP	314,93	321,47	324,13	327,23	311,23	320,44	345,72	349,93	374,53	384,25
CHARBON (1.000 tonnes)	95,50	182,00	194,70	239,00	238,40	225,20	257,30	244,40	261,70	242,40
Equivalent en TEP	45,84	101,62	108,66	133,78	134,88	126,82	144,04	136,86	147,62	136,88
CONSOMMATION TOTALE D'ENERGIE COMMERCIALE (1.000 TOE)										
	1.112,11	1.198,47	1.171,80	1.122,44	1.073,65	1.057,66	1.148,40	1.189,75	1.142,55	1169,44
Variation en pourcentage		7,77	-2,23	-4,21	-4,35	-1,49	8,58	3,60	-3,97	2,35
%										
moyenne/an 75-78	0,44									
moyenne/an 76-79	3,07									
moyenne/an 77-80	0,37									
moyenne/an 78-81	1,59									
moyenne/an 79-82	1,68									
moyenne/an 80-83	2,64									
moyenne/an 79-83	1,82									
moyenne/an 75-83	0,67									

PRODUCTION TOTALE D'ENERGIE COMMERCIALE PROVENANT DES RESSOURCES INTERIEURES  
(1.000 TOE)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
<u>Pétrole brut (bassin littoral)</u>										
(milliers de barils)	--	87,48	9.037,52	7.840,83	6.920,58	7.537,61	6770,92	7.668,44	8.393,51	9.234,23
Equivalent en TEP	--	11,89	1.228,20	1.065,57	940,51	1.024,36	920,17	1.042,14	1.140,68	1.254,93
Taux de croissance (%)	--	--	10.230,48	-13,24	-11,74	8,92	-10,17	13,26	9,46	10,02
<u>Electricité (GWh)</u>										
Hydroélectricité	3.212,70	3.524,60	3.828,30	3.880,30	3.776,60	3.795,60	4086,50	4.163,80	4.413,30	4.473,80
Equivalent en TEP <sup>a/</sup>	276,29	303,12	329,23	333,71	324,79	326,42	351,44	358,09	379,54	384,75
Taux de croissance (%)		9,71	8,62	1,36	-2,67	0,50	7,66	1,89	5,99	1,37
Thermoélectricité	--	--	--	--	--	37,90	39,50	43,50	43,10	28,50
Equivalent en TEP <sup>a/</sup>	--	--	--	--	--	3,26	3,40	3,74	3,71	2,45
Taux de croissance (%)							4,22	10,13	-0,92	-33,87
Total	3.212,70	3.524,60	3.828,30	3.880,30	3.776,60	3.833,50	4126,00	4.207,30	4.456,40	4.502,30
Equivalent en TEP <sup>a/</sup>	276,29	303,12	329,23	333,71	324,79	329,68	354,84	361,83	383,25	387,20
Taux de croissance (%)		9,71	8,62	1,36	-2,67	1,51	7,63	1,97	5,92	1,03
<u>Charbon (1.000 tonnes)</u>										
Luena		73,20	101,30	116,10	96,80	99,20	124,40	117,00	112,70	99,40
Equivalent en TEP <sup>b/</sup>		39,47	54,62	62,60	52,19	53,49	67,08	63,09	60,77	53,60
Taux de croissance (%)			38,39	14,61	-16,62	2,48	25,40	-5,95	-3,68	-11,80
Lukuga		15,80	9,40	11,90	9,60	10,00	12,90	12,40	11,00	11,00
Equivalent en TEP <sup>c/</sup>		6,82	4,06	5,13	4,14	4,31	5,57	5,35	4,75	4,75
Taux de croissance (%)			-40,51	26,60	-19,33	4,17	29,00	-3,88	-11,29	0,00
Total	95,50	89,00	110,70	128,00	106,40	109,20	137,30	129,40	123,70	110,40
Equivalent en TEP	45,84	46,29	58,68	67,73	56,34	57,80	72,64	68,44	65,51	58,34
Taux de croissance (%)		-6,81	24,38	15,63	-16,88	2,63	25,73	-5,75	-4,40	-10,75
Total énergie commercial	322,13	361,29	1.616,11	1.467,01	1.321,63	1.411,85	1347,65	1.472,40	1.589,44	1.700,47
Taux de croissance (%)		12,16	347,32	-9,23	-9,91	6,83	-4,55	9,26	7,95	6,99
<u>TAUX MOYEN DE CROISSANCE</u>										
	75-78	76-79	77-80	78-81	79-82	80-83		75-83	79-83	
PETROLEBRUT		2.553,60	-6,56	0,07	5,36	5,64		1.279,62	6,29	
ELECTRICITE	4,25	2,20	1,96	2,11	4,26	4,14		3,90	3,61	
CHARBON	4,08	6,44	6,78	1,43	4,55	1,21		2,64	1,49	
TOTAL	85,08	83,75	-4,21	0,41	4,87	4,91	40,76	5,29		

<sup>a/</sup> Calculé d'après le pouvoir calorifique simple.

<sup>b/</sup> 5500 kcal/tonne.

<sup>c/</sup> 4400 kcal/tonne.

ZAIRE: PROJECTIONS DE DEMANDE DE BOIS DE FEU  
HYPOTHESES DE BASE a/

	SCENARIO DE CROISSANCE FAIBLE	SCENARIO DE CROISSANCE MOYENNE	SCENARIO DE CROISSANCE FORTE
ENSEMBLE DU PAYS	<p>Taux de croissance démographique: ensemble de la population 2,9%; population urbaine 6,0%.</p> <p>158,000 nouveaux branchements au réseau de distribution en l'an 2000, uniquement dans les agglomérations.</p> <p>Utilisation de charbon de bois par 60% de la population urbaine sans électricité, et par 90% de la population raccordée au réseau de distribution. Consommation par habitant: 60 kep; tombant ensuite à 42 kep en l'an 2000 jusqu'à la saturation du marché par les foyers améliorés.</p> <p>La consommation de bois de feu est le fait de la totalité de la population rurale et de 40% de la population urbaine non équipée de l'électricité. Consommation par habitant: 260 kep, tombant ensuite à 230 kep en l'an 2000.</p>	<p>Taux de croissance démographique, jusqu'en 1990: 2,9% pour l'ensemble; 6,0% dans les villes. Après 1990: 2,0% pour l'ensemble de la population, et 4,5% dans les villes.</p> <p>246,000 nouveaux branchements au réseau d'électricité en l'an 2000, uniquement dans les agglomérations.</p> <p>Utilisation du charbon de bois: 60% de la population urbaine sans électricité; 20% de la population rattachée au réseau. Consommation par habitant: 60 kep. Tombant ensuite à 42 kep en l'an 2000, suite à la saturation du marché par les foyers améliorés.</p> <p>Consommation de bois de feu par l'ensemble de la population rurale et par 40% de la population urbaine non équipée de l'électricité. Consommation par habitant: 260 kep, tombant à 230 kep en l'an 2000.</p>	<p>Taux de croissance démographique, jusqu'en 1990: 2,9% pour l'ensemble de la population et 6,0% dans les villes. Après 1990: 2,0% pour l'ensemble de la population et 4,5% dans les villes.</p> <p>344,000 nouveaux branchements au réseau d'électricité en l'an 2000, uniquement dans les villes.</p> <p>Charbon de bois utilisé par 60% de la population urbaine non équipée de l'électricité et par 80% de la population urbaine rattachée au réseau, puis par 75% après 1990. Consommation par habitant: 60 kep; tombant à 42 kep en 1990 suite à la saturation du marché par les foyers améliorés.</p> <p>Consommation de bois de feu par l'ensemble de la population rurale et par 40% de la population urbaine non équipée de l'électricité. Consommation par habitant: 260 kep tombant à 230 kep en l'an 2000.</p>
KINSHASA UNIQUEMENT	<p>Taux de croissance démographique: 7,5% jusqu'en 1990 puis 6,0%.</p> <p>126,000 nouveaux branchements au réseau d'électricité en l'an 2000.</p> <p>Consommation de charbon de bois par 85% des foyers sans électricité, et par 90% des foyers rattachés au réseau jusqu'en 1990, pourcentage tombant ensuite à 80%. Consommation par habitant: 65 kep, tombant à 45,5 kep en l'an 2000 suite à la saturation du marché par les foyers améliorés.</p>	<p>Croissance démographique: 7,5% jusqu'en 1990, puis 6,0%.</p> <p>166,000 nouveaux branchements au réseau d'électricité en l'an 2000.</p> <p>Consommation de charbon de bois par 85% des foyers sans électricité et par 75% des foyers rattachés au réseau jusqu'en 1990, pourcentage tombant ensuite à 65%. Consommation par habitant: 65 kep, puis 45,5 kep en l'an 2000, suite à la saturation du marché par l'introduction des foyers améliorés.</p>	<p>Croissance démographique 6,0% jusqu'en 1990, puis 4,5%.</p> <p>229,000 nouveaux branchements au réseau d'électricité en l'an 2000.</p> <p>Consommation de charbon de bois par 85% des foyers sans électricité et par 50% des foyers rattachés au réseau. Consommation par habitant: 65 kep, tombant ensuite à 45,5 kep en 1990 suite à la saturation du marché en foyers améliorés.</p>

a/ Scénarios établis de façon à correspondre aux hypothèses retenues pour les projections de la demande d'électricité (Annexe 13).

PROJECTIONS DE DEMANDE DE BOIS DE FEU  
SCENARIO DE CROISSANCE FAIBLE  
(11000 TEP d'équivalent bois)

	1983	1985	1990	1995	2000	2005
<b>ENSEMBLE DU PAYS</b>						
Population totale (millions)	30,70	32,51	37,50	43,26	49,91	55,11
Rurale	19,03	19,40	19,96	19,79	18,50	15,96
Urbaine	11,67	13,11	17,54	23,47	31,41	39,15
Pourcentage de la population ayant accès au réseau de distribution d'électricité	3,40	3,86	4,02	4,19	4,37	4,75
Nombre de branchements au réseau (millions)	1,04	1,25	1,51	1,81	2,18	2,62
Demande totale	8466,00	8582,65	9469,59	10416,22	11413,68	11916,99
Rurale	5105,30	4973,25	4940,57	4729,29	4267,99	3555,14
Urbaine	3360,70	3609,40	4529,02	5686,93	7145,69	8361,85
Charbon de bois	403,28	478,77	588,32	723,26	889,51	1021,39
Bois de feu	1344,30	1215,53	1587,43	2070,64	2698,13	3254,88
				Jusqu'en 2005	Jusqu'en 2000	
Taux implicite de croissance totale				1,57%	1,77%	
Taux implicite de croissance en zone urbaine				4,23%	4,54%	
Charbon de bois				4,31%	4,76%	
Bois de feu				4,10%	4,18%	
<b>KINSHASA UNIQUEMENT</b>						
Population totale	3,55	4,10	4,74	5,33	5,99	6,60
Pourcentage de la population ayant accès au réseau de distribution électricité	13,00	12,95	15,94	20,18	25,54	32,95
Nombre de branchements au réseau (millions)	0,46	0,53	0,76	1,07	1,53	2,17
Demande totale	1150,45	1243,02	1328,78	1350,63	1392,26	1374,41
Charbon de bois	206,00	221,14	236,16	239,64	247,61	245,31
Bois de feu	120,45	137,33	147,96	152,42	154,24	147,84
				Jusqu'en 2005	Jusqu'en 2000	
Taux de croissance implicite relatif au charbon de bois				0,80%	1,09%	
Taux de croissance implicite relatif au bois de feu				0,94%	1,47%	
Total implicite de croissance totale				0,81%	1,13%	

PROJECTION DEMANDE DE BOIS DE FEU  
SCENARIO DE CROISSANCE MOYENNE  
( '000 TEP d'équivalent bois)

	1983	1985	1990	1995	2000	2005
<b>ENSEMBLE DU PAYS</b>						
Population totale (millions)	30,70	32,51	37,50	41,40	45,71	50,47
Rurale	19,03	19,40	19,96	19,54	18,47	16,52
Urbaine	11,67	13,11	17,54	21,86	27,24	33,95
Pourcentage de la population ayant accès au réseau de distribution d'électricité	3,40	3,58	4,09	4,88	5,81	6,93
Nombre de branchements au réseau (millions)	1,04	1,17	1,53	2,02	2,66	3,50
Demande totale	8466,00	8550,19	9428,03	9909,63	10379,88	10790,04
Rurale	5105,30	4973,25	4940,57	4670,83	4262,26	3681,12
Urbaine	3360,70	3576,94	4487,46	5238,80	6117,62	7108,92
Charbon de bois	403,28	470,44	580,51	668,43	769,73	879,12
Bois de feu	1344,30	1224,73	1584,93	1896,66	2268,95	2713,34
			Jusqu'en 2005	Jusqu'en 2000		
			-----	-----		
Taux implicite de croissance totale			1,11%	1,21%		
Taux implicite de croissance en zone rurale			-1,48%	-1,06%		
Taux implicite de croissance en zone urbaine			3,46%	3,59%		
Charbon de bois			3,61%	3,88%		
Bois de feu			3,24%	3,13%		
<b>KINSHASA UNIQUEMENT</b>						
Population totale	3,55	4,10	4,74	5,33	5,99	6,60
Pourcentage de la population with accès au réseau de distribution d'électricité	13,00	13,15	16,80	22,08	29,03	38,88
Nombre de branchements au réseau (millions)	0,46	0,54	0,80	1,18	1,74	2,57
Demande totale	1150,45	1217,38	1293,17	1298,37	1318,09	1264,88
Charbon de bois	206,00	216,07	229,35	229,92	234,21	226,02
Bois de feu	120,45	137,02	146,45	148,78	147,02	134,76
				Jusqu'en 2005	Jusqu'en 2000	
				-----	-----	
Taux de croissance implicite relatif au charbon de bois				0,42%	0,76%	
Taux de croissance implicite relatif au bois de feu				0,51%	1,18%	
Taux implicite de croissance totale				0,43%	0,80%	

PROJECTIONS DE DEMANDE DE BOIS DE FEU  
SCENARIO DE CROISSANCE FORTE  
( '000 TEP d'équivalent bois)

	1983	1985	1990	1995	2000	2005
<b>ENSEMBLE DU PAYS</b>						
Population totale (millions)	30,70	32,51	37,50	41,40	45,71	50,47
Rurale	19,03	19,40	19,96	19,54	18,47	16,52
Urbaine	11,67	13,11	17,54	21,86	27,24	33,95
Pourcentage de la population ayant accès au réseau de distribution d'électricité	3,40	4,30	4,98	6,04	7,32	8,88
Nombre de branchements au réseau (millions)	1,04	1,40	1,87	2,50	3,35	4,48
Demande totale	8466,00	8380,62	8780,59	9354,45	10005,32	10678,38
Rurale	5105,30	4973,25	4940,57	4670,83	4262,26	3681,12
Urbaine	3360,70	3407,37	3840,02	4683,62	5743,06	6997,26
Charbon de bois	403,28	441,28	457,67	566,62	707,57	874,29
Bois de feu	1344,30	1200,96	1551,69	1850,50	2205,22	2625,80
				Jusqu'en 2005	Jusqu'en 2000	
				-----	-----	
Taux implicite de croissance totale				1,06%	0,99%	
Taux implicite de croissance en zone rurale				-1,48%	-1,06%	
Taux implicite de croissance en zone urbaine				3,39%	3,20%	
Charbon de bois				3,58%	3,36%	
Bois de feu				3,09%	2,95%	
<b>KINSHASA UNIQUEMENT</b>						
Population totale	3,55	3,99	4,48	4,89	5,34	5,67
Pourcentage de la population ayant accès au réseau de distribution d'électricité	13,00	13,92	19,67	28,61	41,60	62,27
Nombre de branchements au réseau (millions)	0,46	0,56	0,88	1,40	2,22	3,53
Demande totale	1150,45	1070,09	929,99	960,19	964,51	846,67
Charbon de bois	206,00	187,61	159,26	166,99	171,30	155,03
Bois de feu	120,45	132,04	133,67	125,25	108,03	71,49
				Jusqu'en 2005	Jusqu'en 2000	
				-----	-----	
Taux de croissance implicite relatif au charbon de bois				-1,28%	-1,08%	
Taux de croissance implicite relatif au bois de feu				-2,34%	-0,64%	
Taux implicite de croissance totale				-1,38%	-1,03%	



ZAIRE: PROJET DE PLANTATION PLATEAU BATEKE  
CYCLE TYPE DE PLANTATION ET DE PRODUCTION RELATIF AU PLATEAU BATEKE <sup>a/</sup>

	Année																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Superficie plantée (1,000 ha)	1	1	1	1	1	1																	
Production <sup>b/</sup> (1,000 tonnes)						40	40	40	40	40	40												
Superficie plantée (1,000 ha)							1	1	1	1	1	1											
Production (1,000 tonnes)												40	40	40	40	40	40						
Superficie plantée (1,000 ha)													1	1	1	1	1	1					
Production (1,000 tonnes)																			40	40	40	40	40

<sup>a/</sup> Par unité de 6,000 ha.

<sup>b/</sup> Production de bois. Transformation en charbon de bois suivant un rendement pondéral de 40%.

Note: Il sera difficile d'obtenir des rendements au-delà de 25% en moyenne avec l'utilisation des techniques de carbonisation les plus pratiques et économiques.

PLATEAU BATEKE: COÛTS COMPARES DES SEMIS EN POTS ET DES SEMIS DIRECTS  
(Zaires)

Headings	Semis en pots				Semis directs			
	Coûts de pépinière	Coûts de plantation	Coûts totale	%	Coûts des composantes	Coûts totaux	%	
<b>1. SALAIRES</b>								
1.1 Exécution:	Ouvriers	21,600	18,000		13,000			
	Chauffeurs		960					
	Contremaîtres	3,200	2,400		800			
	Chef de chantier	3,600	1,350	51,110	900	15,500	17,0	
1.2 Contrôle:	Chef de brigade	3,600	1,800		1,440			
	Chef de division	3,300	1,980		1,320			
	Directeur	1,800	1,200	13,680	1,200	3,960	4,3	
1.3 Gardiennage		2,400	500	2,900	500	500	0,5	
				67,690	33,6	19,960	21,8	
<b>2. EQUIPEMENT</b>								
2.1 Achats de petit équipement		61,000	5,000	26,000	12,9	5,000	5,5	
2.2 Amortissement:	Tracteurs		30,000			30,000		
	Rotavator		5,000			5,000		
	Véhicules	17,500	10,800	63,500	31,5	7,000	42,500	46,7
2.3 Pièces de rechange			3,550	3,550	1,8	3,550	3,550	3,9
<b>3. COMBUSTIBLE</b>								
3.1 Site:	Combustible		19,060			12,330		
	Lubrifiant	10,000	6,000	40,765	20,2	4,000	20,029	22,0
Total par parcelle <sup>a/</sup>		88,500	113,505	201,505	100	91,039	100	
Coût par hectare				9,951		4,496		
Coût par hectare arrondi				10,000		4,500		

a/ Une parcelle mesure 750 m x 650 m. Il y a 10 parcelles par bloc de plantation et six blocs par unité. Voir note au bas de Tableau 2,5 dans le corps du texte.

METHODES DE CARBONISATION ENVISAGEES DANS LE CADRE  
DU PROJET DU PLATEAU

1. Fours en brique. Il s'agit essentiellement du type de four actuellement expérimenté par SPIAF, d'une capacité de 30 à 35 m<sup>3</sup> de bois. Il comporte des murs en brique et en ciment (7000 briques et 2.5 tonnes de ciment) recouverts d'une couche de chaux (1.5 tonne). Trois bandes métalliques renforcent la structure. Le dôme est construit sur la structure portante. Le four peut être réalisé entièrement au moyen de matériaux locaux.

Diamètre:	5,0 m
Diamètre intérieur:	4,6 m
Hauteur:	3,5 m
Base de ciment:	7 x 7 m
Rendement de carbonisation mesuré:	19,5 - 22,5%
Cycle de carbonisation:	10 jours, 3,5 tonnes de charbon de bois par cycle, 32 cycles par an.

La carbonisation de 120.000 tonnes de bois (production annuelle de la plantation) exigerait 22 groupes de 10 fours chacun.

2. Fours métalliques mobiles. Structure à tubulure métallique double, munie d'une couverture cônique, capacité de 7 stères de bois sec (400 à 500 kg de charbon de bois).

Diamètre:	2.3 m
Hauteur:	1.7 m
Cycle:	4 jours, de 0.4 à 0.5 tonnes de charbon de bois par cycle, 80 cycles par an.
Matériaux de construction:	Tôles importées; construction sur place du four

672 four métalliques permettraient de transformer 120.000 tonnes de bois.

3. Fours mixtes métal/brique. Le plus petit des deux tubes métalliques du modèle de four ci-dessus est remplacé par un petit mur en maçonnerie.

Diamètre:	2,3 m
Hauteur:	1,7 m
Base cimentée:	4,5 x 4,5 m
Rendement de carbonisation mesuré:	19,0 - 22,2%
Cycle:	Identique à celui du four métallique
Matériaux:	Tôles importées; briques d'origine locale, cons- truction sur place.

4. Appareil de pyrogénéation industrielle. ULG propose d'utiliser le pyrogénéateur Lambiotte, avec pré-sélection de la température de carbonisation et contrôle de la qualité du charbon de bois. L'utilisation de six fours et le séchage préalable du bois au moyen des gaz pyroligneux excédentaires dégagés lors du processus de carbonisation, permettraient d'assurer une production annuelle de 48 000 tonnes de charbon de bois (rendement égal à 40%).

Capacité:	6.000 à 10.000 tonnes de charbon de bois/an
Cycle:	Fonctionnement continu
Fondation:	73 m <sup>3</sup> de béton armé, 24 m <sup>3</sup> de ciment
Poids total:	80 tonnes
Matériaux:	Importés; construction sur place éventuellement réalisable
Autres servitudes:	228 m <sup>3</sup> d'eau/jour électricité: puissance disponible nécessaire de 1440 kW

## COUTS DE PRODUCTION DU CHARBON DE BOIS/PLATEAU BATEKE

Technique de Carbonisation	Fours en brique	Fours métallique	Fours mixtes	Pyro-générateur industriel
<u>Production annuelle de charbon de bois (tonnes)</u>				
	24 640	24 000	24 000	48 000
<u>Coûts d'investissement (zaïres)</u>				
	24 200	19 980	34 940	203 300
<u>Durée de vie probable (années)</u>				
	10	2,5	5	15
<u>Coût d'amortissement par tonne de bois produite (Z/t)</u>				
	98	416	291	282
<u>Coûts annuel d'exploitation (en milliers de Z)</u>				
1. Effectif du personnel	264	252	252	90
Coût	3.168 a/	3.024 a/	3.024 a/	912 b/
2. Entretien				
Eau (m <sup>3</sup> )	-	-	-	72 960 c/
Coût à raison de 7 Z/m <sup>3</sup>				510,7
Electricité (1000 kWh)	-	-	-	4.175,5
Coût à raison de 5,38 Z/kWh				22.464
Divers	333	336	336	1.529
3. Coût total d'exploitation	3.501	3.360	3.360	29.591,2
Coût total par tonne de charbon de bois (Z/tonne)	145	140	140	616,5
<u>Frais de carbonisation par tonne de charbon de bois produite (investissement exploitation et entretien)</u>				
	243	556	431	898,5
<u>Coût de l'apport primaire de bois) (Z/ton)</u>				
Quantité de bois nécessaire à la production d'une tonne de charbon de bois (tonnes)				
	5	5	5	2,5
Coût par tonne de bois prêt à carboniser				
	689 d/	540 e/	689 d/	689 d/
Coûts de l'apport primaire de bois exprimé en tonnes d'équivalent charbon de bois				
	3.445	2.700	3.445	1.722,5
<u>Coûts totaux de production par tonne de charbon de bois (carbonisation + apport de bois primaire)</u>				
	3.688	3.256	3.878	2.621

a/ Salaire annuel: 12.000 Z.

b/ 76 ouvriers à 9.000 Z/an, 12 contremaîtres à 15.000 Z/an et 2 cadres à 48.000 Z/an.

c/ 228 m<sup>3</sup>/jour pour six fours x 320 jours.

d/ 240 Z pour les coûts de plantation, 449 Z pour les coûts d'exploitation.

e/ Les fours étant disséminés, l'élément transport des coûts d'exploitation est moins important par comparaison aux autres méthodes.

Source: ULG Consultants (Royaume-Uni).

ZAIRE: PRODUCTION ET CONSOMMATION D'ELECTRICITE FOURNIE PAR LA SNEL DE 1974 A 1983 <sup>a/</sup>  
(GWh)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	Taux de croissance implicite <sup>b/</sup>	Valeur implicite initiale en 1974 <sup>b/</sup>
<b>PRODUCTION BRUT</b>													
D'origine hydraulique	3213	3525	3828	3880	3777	3796	4086	4164	4413	4515	4746	3,2%	3384
D'origine thermique	0	0	0	0	0	38	40	43	43	28	27		
TOTAL	3213	3525	3828	3880	3777	3834	4126	4207	4456	4543	4773	3,3%	3380
<b>Production nette</b>	3173	3487	3802	3856	3750	3808	4103	4185	4438	4517	4717	3,4%	3345
<b>Importations</b>													
Autres pays	517	302	50	40	7	13	11	14	11	25	7		
Autoproducteurs	0	0	0	0	0	11	13	11	14	11	12		
TOTAL	517	302	50	40	7	24	24	25	25	36	19		
<b>Quantité totale d'électricité fournie au réseau</b>	3690	3789	3852	3896	3757	3832	4127	4210	4463	4553	4736	2,3%	3625
<b>VENTES INTERIEURES</b>													
Haute tension	2561	2591	2565	2552	2335	2409	2664	2822	2802	2785	2605	1,2%	2470
Moyenne tension	498	513	521	542	543	463	497	486	500	568	774	0,1%	509
Basse tension	318	346	373	370	401	587	530	607	535	552	664	7,5%	325
Eclairage public	6	6	7	9	9	10	13	15	20	10	31		
TOTAL	3383	3456	3466	3473	3288	3469	3704	3930	3857	3915	4074	1,8%	3309
<b>Exportations</b>	28	51	83	91	138	106	107	141	108	84	135		
<b>VENTES TOTALES</b>	3411	3507	3549	3564	3426	3575	3811	4071	3965	3999	4209	2,0%	3371
<b>PERTES (%)</b>	7,6%	7,4%	7,9%	8,5%	8,8%	6,7%	7,7%	3,3%	11,2%	12,2%	11,1%		

a/ La production de Régideso (environ 100 à 130 Gwh/an jusqu'en 1978) a été comprise dans le chiffre de production moyenne tension.

b/ Le taux de croissance implicite et la valeur implicite initiale en 1974 ont été obtenus par ajustement à une courbe exponentielle suivant la méthode des moindres carrés (74-83).

Source: SNEL et évaluations de la mission.

ZAIRE: ACCES A L'ELECTRICITE DES DIFFERENTES REGIONS (1983)

	Nombre de Raccordements	Nombre de Ménages par région <u>a/</u>	Taux d'accès
KINSHASA	57.386	310.100	18,5%
BANDUNDU	1.570	388.762	0,4%
BAS ZAIRE	9.184	195.751	4,7%
EQUATEUR	3.048	325.046	0,9%
HAUT ZAIRE	4.715	423.647	1,1%
KASAI OCCIDENTAL	2.395	234.740	1,0%
KASAI ORIENTAL	2.212	192.520	1,1%
SHABA	18.357	413.505	4,4%
KIVU	<u>5.789</u>	<u>515.157</u>	<u>1,1%</u>
TOUTES REGIONS	104.656	2.999.228	3,5%

a/ En supposant 10 individus par ménage.

Source: SNEL.

ZAIRE: REPARTITION PAR REGION DE LA PRODUCTION, DU TRANSPORT, DE LA DISTRIBUTION ET DE LA CONSOMMATION  
DE L'ENERGIE ELECTRIQUE FOURNIE PAR LA SNEL (1983)

	BANDUNDU	BAS ZAIRE & KINSHASA	EQUATEUR	HAUT ZAIRE	KASAI OCCIDENTAL	KASAI ORIENTAL	KIVU	SHABA	TOUTES REGIONS
<b>1. PRODUCTION</b>									
<b>SOUS SECTEUR HYDRAULIQUE</b>									
Puissance installée (MW)	0,0	1860,5	0,0	18,8	1,6	0,0	28,2	493,2	2402,3
Production réelle (GWh)	0,0	1514,1	0,0	54,5	1,1	0,0	83,1	2819,2	4472,0
Somme des demandes maximale (MW)	0,0	503,0	0,0	11,9	0,6	0,0	20,4	455,3	991,2
Demande de pointe en % de la puissance installée	n.d.	27%	n.d.	63%	38%	n.d.	72%	92%	41%
Consommation annuelle en GWh rapportée à la puissance installée en MW	n.d.	0,8	n.d.	2,9	0,7	n.d.	2,9	5,7	1,9
Ressources inventoriées (MW)	119	45051	26	2021	714	62	890	n.d.	48 884
Puissance installée en % des ressources inventoriées	0,0%	4,1%	0,0%	0,9%	0,2%	0,0%	3,2%	n.d.	4,9%
<b>SOUS-SECTEUR THERMIQUE</b>									
Puissance installée (MW)	2,0	4,5	12,4	13,4	7,9	13,9	3,1	2,6	59,8
Production réelle (GWh)	3,9	6,4	10,2	0,1	3,2	1,5	2,7	0,5	28,4
Somme des demandes maximale (MW)	1,7	1,7	5,9	n.d.	n.d.	3,2	1,2	n.d.	13,7
Demande de pointe en % de la puissance installée	84%	38%	48%	n.d.	n.d.	23%	40%	n.d.	23%
Consommation annuelle en GWh rapportée à la puissance installée en MW	2,0	1,4	0,8	,0	0,4	0,1	0,9	0,2	0,5
<b>PUISSANCE INSTALLEE TOTALE (MW)</b>	<b>2,0</b>	<b>1865,0</b>	<b>12,4</b>	<b>32,2</b>	<b>9,5</b>	<b>13,9</b>	<b>31,3</b>	<b>495,8</b>	<b>2462,1</b>
en % du total national	0,1%	75,7%	0,5%	1,3%	0,4%	0,6%	1,3%	20,1%	100,0%
<b>PRODUCTION TOTALE (GWh)</b>	<b>3,9</b>	<b>1520,5</b>	<b>10,2</b>	<b>54,6</b>	<b>4,3</b>	<b>1,5</b>	<b>85,8</b>	<b>2819,7</b>	<b>4500,4</b>
en % du total national	0,1%	33,8%	0,2%	1,2%	0,1%	,0%	1,9%	62,7%	100,0%
<b>2. RESEAU DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION <sup>a/</sup></b>									
Haute tension (km)	0	1007	0	0	0	0	257	2227	3490
Moyenne tension (km)	35	2281	145	229	115	61	314	478	3658
Basse tension (km)	117	4015	223	286	373	119	290	1097	6519
<b>LONGUEUR TOTAL DU RESEAU</b>	<b>152</b>	<b>7303</b>	<b>368</b>	<b>515</b>	<b>488</b>	<b>180</b>	<b>861</b>	<b>3802</b>	<b>13668</b>
en % du total national	1,1%	53,4%	2,7%	3,8%	3,6%	1,3%	6,3%	27,8%	100,0%
<b>3. CONSOMMATION <sup>b/</sup></b>									
Haute tension (GWh)	0,0	66,1	0,0	12,4	0,0	0,0	0,0	2743,5	2822,0
Moyenne tension (GWh)	0,6	369,9	4,6	8,8	1,4	1,8	6,0	93,1	486,2
Basse tension (GWh)	4,5	433,6	8,5	18,2	3,6	8,8	18,7	111,4	607,3
Eclairage public (GWh)	0,3	11,5	0,6	0,7	0,0	0,2	0,0	2,1	15,4
<b>CONSOMMATION SAUF HT (GWh)</b>	<b>5,4</b>	<b>815,0</b>	<b>13,7</b>	<b>27,7</b>	<b>5,0</b>	<b>10,8</b>	<b>24,7</b>	<b>206,6</b>	<b>1108,9</b>
en % du total national	0,5%	73,5%	1,2%	2,5%	0,5%	1,0%	2,2%	18,6%	100,0%
<b>CONSOMMATION TOTALE (GWh)</b>	<b>5,4</b>	<b>881,1</b>	<b>13,7</b>	<b>40,1</b>	<b>5,0</b>	<b>10,8</b>	<b>24,7</b>	<b>2950,1</b>	<b>3930,9</b>
en % du total national	0,1%	22,4%	0,3%	1,0%	0,1%	0,3%	0,6%	75,0%	100,0%

a/ Excepté la ligne de 500 HVDC Inga-Kolwezi; Haute tension 30-220 KV; Moyenne tension: 6,6-30 KV; et Basse tension, 200-400 volts.

b/ Chiffres de consommation relatifs à 1981.

Source: SNEL et évaluations de la mission.



ZAIRE  
STATISTIQUES DE CONSOMMATION REGIONALE D'ELECTRICITE (GWh)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	Taux implicite de crois- sance <sup>a/</sup>
<b>DISTRICT URBAIN DE KINSHASA</b>															
Moyenne tension	187,5	223,2	245,6	n.d.	305,2	317,4	311	329,8	332,5	300,6	326,2	321,2	334	402,4	4,2%
Basse tension	135,3	167,2	190,9	n.d.	236,5	255,9	276,5	275,2	303,9	385,7	316,9	382,7	326,8	351	7,3%
Eclairage public	3,5	3,4	3,4	n.d.	3,5	5,4	7	6,9	7	7	8,8	10,7	15,1	12	
<b>DIRECTION REGIONALE DU RESEAU INTERCONNECTE DU SHABA</b>															
Haute tension	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2463,2	2458,8	2446,3	2437,7	2222,7	2319,6	2578,2	2687,3	2686,5	2729,3	
Moyenne tension	n.d.	n.d.	78,4	70,3	72,1	82,5	82,5	82,6	83	75,2	83,5	88,4	89,8	77,5	1,2%
Basse tension	n.d.	n.d.	69,3	73,6	79,1	84,8	90,9	91,3	93,7	112,7	99	105,6	108	101,7	4,0%
Eclairage public	n.d.	n.d.	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,4	2,4	2	2,1	2,1			
<b>DIRECTION REGIONALE DU RESEAU OCCIDENTAL</b>															
Haute tension	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	61,5	87,9	73	71	72,8	65,1	57,8	66,1	69	60,5	

a/ Le taux de croissance implicite a été obtenu par ajustement d'une courbe exponentielle (70-83) suivant la méthode des moindres carrés.

Source: SNEL et estimations de la mission.

ZAIRE: PREVISIONS DE DEMANDE D'ELECTRICITE 1985-2000  
(GWh)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	Taux de croissance implicite (%)
<b>SCENARIO DE CROISSANCE FAIBLE</b>													
Haute tension	2842	2855	2868	2882	2895	2908	2922	2935	2949	2962	2976	3046	0,5%
dont ZOFI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Moyenne tension	679	707	736	766	797	834	871	906	947	991	1034	1272	4,3%
Basse tension	735	783	835	891	952	1023	1095	1167	1249	1336	1429	1989	6,9%
<b>VENTES INTERIEURES</b>	<b>4256</b>	<b>4345</b>	<b>4438</b>	<b>4539</b>	<b>4644</b>	<b>4765</b>	<b>4888</b>	<b>5009</b>	<b>5145</b>	<b>5289</b>	<b>5439</b>	<b>6306</b>	<b>2,7%</b>
Exportation	168	177	185	195	205	198	191	185	180	174	169	213	
Pertes	462	477	494	511	530	550	571	592	615	640	666	826	
<b>TOTAL</b>	<b>1886</b>	<b>4999</b>	<b>5117</b>	<b>5244</b>	<b>5378</b>	<b>5513</b>	<b>5650</b>	<b>5786</b>	<b>5940</b>	<b>6103</b>	<b>6274</b>	<b>7345</b>	<b>2,8%</b>
<b>SCENARIO DE CROISSANCE MOYENNE</b>													
Haute tension	2758	2777	2796	2814	2833	2857	2867	2877	6039	7612	9184	9268	8,4%
dont ZOFI	0	0	0	0	0	0	0	0	3136	4704	6272	6272	
Moyenne tension	1007	1081	1206	1341	1477	1611	1731	1838	1939	2041	2143	2623	6,6%
Basse tension	749	817	879	946	1022	1112	1201	1293	1387	1482	1574	2099	7,1%
<b>VENTES INTERIEUR</b>	<b>4514</b>	<b>4675</b>	<b>4880</b>	<b>5100</b>	<b>5332</b>	<b>5579</b>	<b>5798</b>	<b>6008</b>	<b>9365</b>	<b>11135</b>	<b>12900</b>	<b>13989</b>	<b>7,8%</b>
Exportation	159	163	95	78	109	144	126	156	189	225	223	189	
Pertes	495	520	546	577	612	650	682	717	918	1035	1149	1323	
<b>TOTAL</b>	<b>5168</b>	<b>5358</b>	<b>5521</b>	<b>5755</b>	<b>6053</b>	<b>6373</b>	<b>6607</b>	<b>6881</b>	<b>10471</b>	<b>12394</b>	<b>14272</b>	<b>15501</b>	<b>7,6%</b>
<b>SCENARIO DE CROISSANCE FORTE</b>													
Haute tension	2761	2784	2807	2829	2853	3047	5225	6351	8772	9451	10115	10198	9,1%
dont ZOFI	0	0	0	0	0	0	1833	2750	4969	5621	6272	6272	
Moyenne tension	1023	1162	1380	1578	1773	1939	2079	2199	2339	2482	2643	3566	8,7%
Basse tension	763	859	952	1055	1179	1330	1476	1624	1778	1927	2075	2899	9,3%
<b>VENTES INTERIEUR</b>	<b>4548</b>	<b>4804</b>	<b>5138</b>	<b>5463</b>	<b>5805</b>	<b>6316</b>	<b>8779</b>	<b>10174</b>	<b>12889</b>	<b>13860</b>	<b>14834</b>	<b>16663</b>	<b>9,0%</b>
Exportation	163	171	123	108	149	198	141	155	183	216	218	131	
Pertes	505	540	584	630	683	752	920	1031	1209	1301	1387	1673	
<b>TOTAL</b>	<b>5216</b>	<b>5515</b>	<b>5846</b>	<b>6201</b>	<b>6637</b>	<b>7267</b>	<b>9840</b>	<b>11359</b>	<b>14281</b>	<b>15376</b>	<b>16438</b>	<b>18467</b>	<b>8,8%</b>

ZAIRE  
 APPARTENANCE ET TECHNOLOGIE DE LA PUISSANCE INSTALLEE SUIVANT  
 LES REGIONS (1983)

	BANDUNDU	BAS ZAIRE & KINSHASA	EQUATEUR	HAUT ZAIRE	KASAI OCCIDENTAL	KASAI ORIENTAL	KIVU	SHABA	TOUTES REGIONS
<b>SNEL</b>									
Hydraulique (MW)	0,0	1860,5	0,0	18,8	1,6	0,0	28,2	493.2	2402.3
Thermique (MW)	2,0	4,5	12,4	13,4	7,9	13,9	3,1	2.6	59.8
<b>AUTOPRODUCTEURS</b>									
Hydraulique (MW)	0,2	0,0	0,4	16,2	0,4	8,6	18,8	35.6	80.2
Thermique (MW)	6,0	7,3	3,0	7,0	3,9	3,9	6,0	18.0	55.1
<b>TOTAL (MW)</b>	<b>8,2</b>	<b>1872,3</b>	<b>15,8</b>	<b>55,4</b>	<b>13,8</b>	<b>26,4</b>	<b>56,1</b>	<b>549.4</b>	<b>2597.4</b>
Thermoélectricité en									
% de la puissance									
installée régionale									
	97,6%	0,6%	97,5%	36,8%	85,5%	67,4%	16,2%	3,7%	4.4%
Autoproducteurs en %									
de la puissance									
installée régionale									
	75,6%	0,4%	21,5%	41,9%	31,2%	47,3%	44,2%	9,8%	5.2%

Source: SNEL et évaluation de la Mission.

ZAIRE: EVOLUTION DE LA PUISSANCE INSTALLEE  
(MW)

	Puissance d'origine hydraulique				Puissance d'origine thermique					
	BZ & K	Shaba	Autres Regions	Toutes Régions	Totale	BZ & K	Shaba	Autres Régions	Toutes régions	Totale
1930		32,0		32,0	32,0				0,0	0,0
1931	0,0			0,0	32,0				0,0	0,0
1932	6,0			6,0	38,0				0,0	0,0
1933				0,0	38,0				0,0	0,0
1934	2,2			2,2	40,2				0,0	0,0
1935				0,0	40,2				0,0	0,0
1936				0,0	40,2				0,0	0,0
1937		12,0		12,0	52,2				0,0	0,0
1938		12,0		12,0	64,2				0,0	0,0
1939				0,0	64,2				0,0	0,0
1940				0,0	64,2				0,0	0,0
1941				0,0	64,2				0,0	0,0
1942				0,0	64,2				0,0	0,0
1943				0,0	64,2				0,0	0,0
1944				0,0	64,2				0,0	0,0
1945				0,0	64,2				0,0	0,0
1946		124,0		124,0	188,2				0,0	0,0
1947	2,0			2,0	190,2				0,0	0,0
1948	2,0			2,0	192,2				0,0	0,0
1949	2,0		1,6	3,6	195,8				0,0	0,0
1950		42,0		42,0	237,8				0,0	0,0
1951				0,0	237,8				0,0	0,0
1952		178,0		178,0	415,8	0,8			0,8	0,8
1953				0,0	415,8				0,0	0,8
1954		75,9		75,9	491,7				0,0	0,8
1955	26,0		12,3	38,3	530,0	1,6			1,6	2,4
1956				0,0	530,0				0,0	2,4
1957	13,0			13,0	543,0				0,0	2,4
1958	12,6	0,0		12,6	555,6	2,6	0,2		2,8	5,2
1959		17,2		17,2	572,8				0,0	5,2
1960				0,0	572,8		0,5	0,5	5,7	
1961				0,0	572,8				0,0	5,7
1962				0,0	572,8				0,0	5,7
1963				0,0	572,8				0,0	5,7
1964				0,0	572,8				0,0	5,7
1965	36,0			36,0	608,8				0,0	5,7
1966				0,0	608,8				0,0	5,7
1967				0,0	608,8				0,0	5,7
1968				0,0	608,8				0,0	5,7
1969				0,0	608,8			4,2	4,2	9,8
1970				0,0	608,8	0,8	0,0	1,2	2,1	11,9
1971				0,0	608,8	0,6		5,1	5,7	17,6
1972	132,6			132,6	741,4	1,2		1,0	2,2	19,8
1973	117,0			117,0	858,4			12,8	12,8	32,6
1974	117,0		6,0	123,0	981,4				0,0	32,6
1975				0,0	981,4			13,4	13,4	45,9
1976				0,0	981,4	0,4	1,9	2,3	48,2	
1977	350,0			350,0	1331,4			2,9	2,9	51,1
1978	175,0			175,0	1506,4			1,3	1,3	52,4
1979	175,0			175,0	1681,4				0,0	52,4
1980				0,0	1681,4			1,4	1,4	53,7
1981	525,0			525,0	2206,4				0,0	53,7
1982	175,0			175,0	2381,4				0,0	53,7
1983				0,0	2381,4				0,0	53,7
1984				0,0	2381,4				0,0	53,7
Date indéterminée		0,0		2381,4	1,3	0,4	1,7		55,4	

Source: SNEL et évaluations de la mission.

ZAIRE  
PROGRAMME D'INVESTISSEMENT A LONG TERME DE LA SNEL, 1984-93 a/  
(Millions de dollars EU - 1984)

	Production			Transport			Distribution			P + T + D		
	Etranger	Locale	E + L	Etranger	Locale	D + L	Etranger	Locale	E + L	Etranger	Locale	E + L
Région occidentale (%)	\$7,30	\$2,10	\$9,40 (3,2)	\$67,20	\$19,20	\$86,40 (52,4)	\$236,20	\$66,20	\$302,20 (59,9)	\$310,70	\$87,30	\$398,00 (41,3)
Région du Shaba (%)	\$30,80	\$5,20	\$36,00 (12,3)	\$9,00	\$0,70	\$9,70 (5,9)	\$68,10	\$28,40	\$96,50 (19,1)	\$107,90	\$34,30	\$142,20 (14,8)
Région orientale (%)	\$115,90	\$30,80	\$146,70 (50,0)	\$33,60	\$13,10	\$46,70 (28,3)	\$21,30	\$4,40	\$25,70 (5,1)	\$170,80	\$48,30	\$219,10 (22,7)
Région centrale (%)	\$44,00	\$14,40	\$58,40 (19,9)	\$14,50	\$5,30	\$19,80 (12,0)	\$46,20	\$13,80	\$60,00 (11,9)	\$104,70	\$33,50	\$138,20 (14,3)
Région septentrionale (%)	\$35,40	\$7,70	\$43,10 (14,7)	\$1,40	\$1,00	\$2,40 (1,5)	\$15,30	\$4,90	\$20,20 (4,0)	\$52,10	\$13,60	\$65,70 (6,8)
Toutes régions (%)	\$233,40	\$60,20	\$293,60 (100,0)	\$125,70	\$39,30	\$165,00 (100,0)	\$387,10	\$117,50	\$504,60 (100,0)	\$746,20	\$217,00	\$963,20 (100,0)
Autres investissements envisagés b/	\$120,20	\$25,60	\$145,80	\$101,80	\$33,30	\$135,10	\$49,60	\$32,10	\$81,70	\$271,60	\$91,00	\$362,60

a/ Sauf assistance technique et formation, mais y compris de Deuxième Projet d'électricité bénéficiant de l'aide de la Banque.

b/ Ne figurant pas actuellement dans le Programme d'investissement à long terme de la SNEL, ces investissements doivent assurer la poursuite du développement du réseau électrique après 1993.

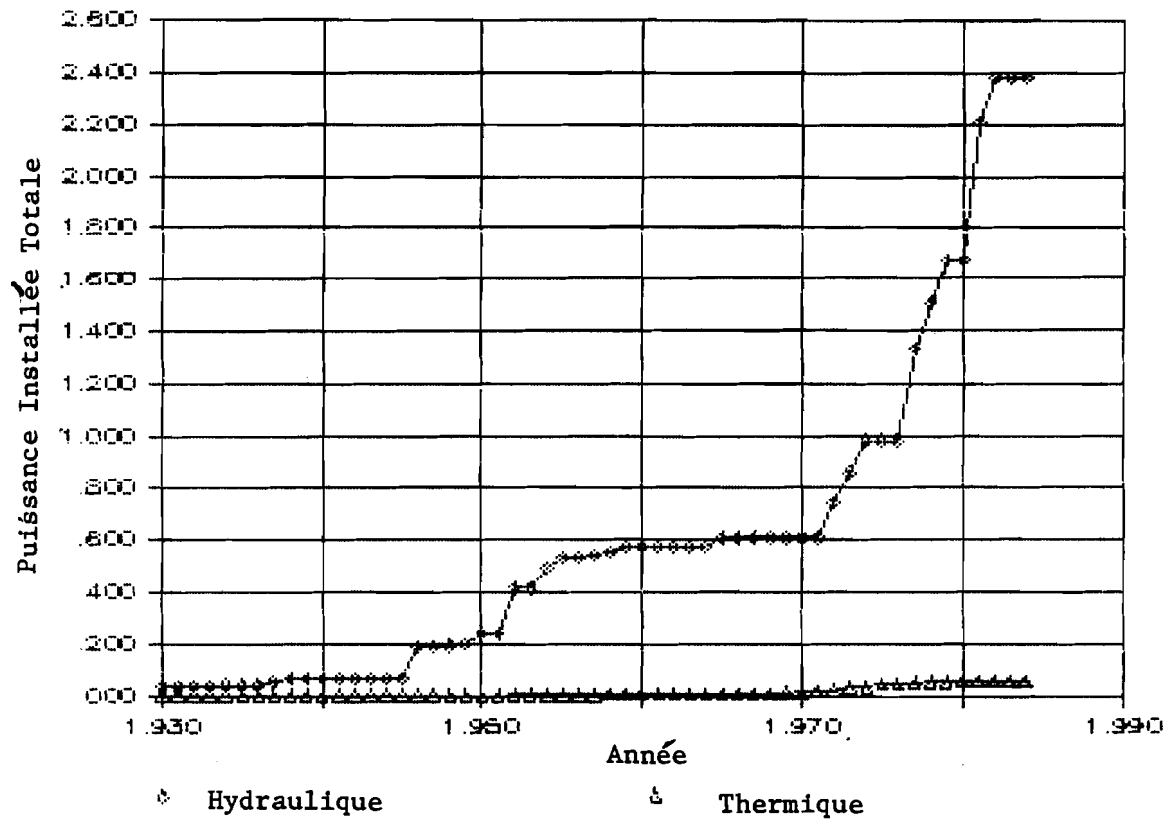
Source: SNEL et estimations de la mission.

ZAIRE  
PROJECTIONS DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE  
HYPOTHESES DE BASE

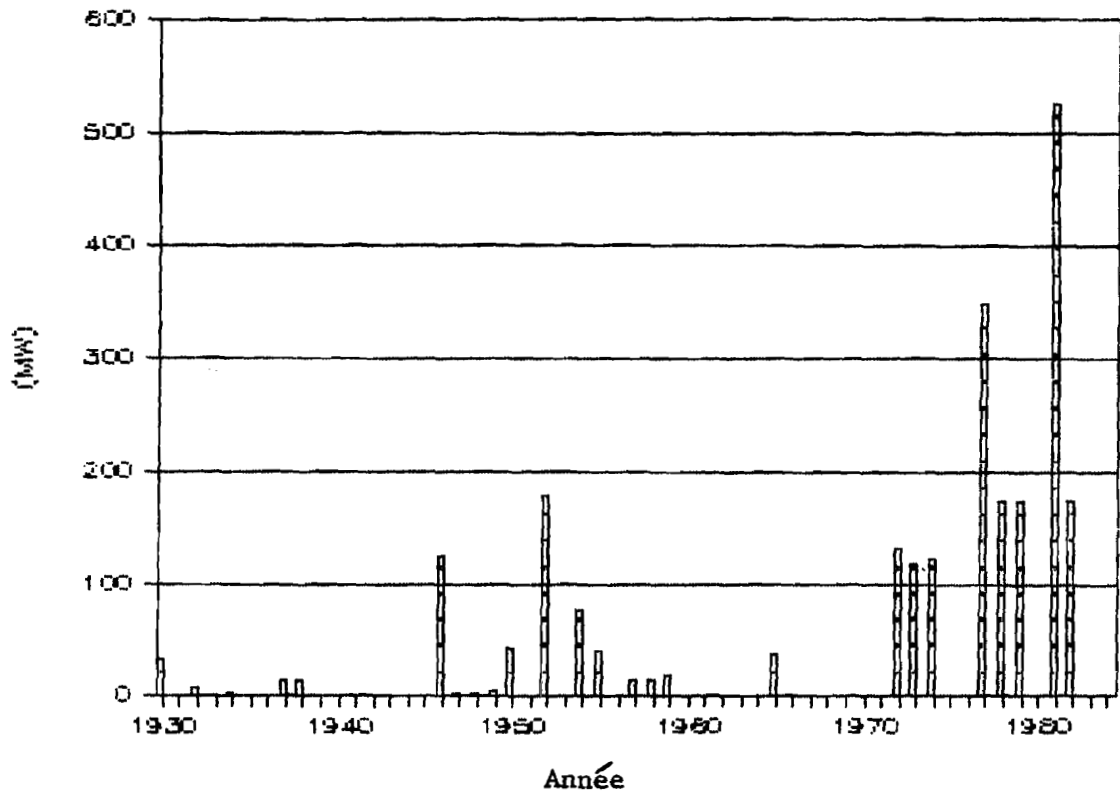
	SCENARIO DE CROISSANCE FAIBLE	SCENARIO DE CROISSANCE MOYENNE	SCENARIO DE CROISSANCE FORTE
HAUTE TENSION	<p>La consommation de Gécamines croît de 2% tous les 5 ans.</p> <p>La consommation de la ZOFI demeure négligeable jusqu'à l'an 2000. Taux de croissance relatif aux autres usagers: 1% par an jusqu'à l'an 2000 sur le réseau Inga-Kinshasa et Inga-Shaba; 2% par an sur le réseau Est.</p>	<p>La consommation normale de Gécamines progresse à raison de 2% par an, les conversions d'équipement ayant pour effet d'ajouter en 1993 une consommation de 4 x 15 GWh.</p> <p>Les installations des deux usagers de la ZOFI sont mises en services en 1993.</p> <p>La consommation des autres usagers HT progresse à raison de 3% par an.</p> <p>Conversion de chaudières: 98,5 MW sur le réseau Inga-Kinshasa au bout de 9 années et 25,1 MW sur le réseau Inga-Shaba au bout de 5 années.</p>	<p>La consommation normale de Gécamines progresse à raison de 2% par an de 1985 à 1990. Conversions d'équipements: 4 x 15 GWh/an en 1987 + développement des activités (550 GWh/an après 1993 et 330 gwh/an après 1991.)</p> <p>Installation d'un usager de la ZOFI en 1991 puis d'un autre en 1993.</p> <p>Taux de croissance de la consommation des autres usagers HT: 4 à 5% par an.</p> <p>Conversions de chaudières: 98,5 MW sur le réseau Inga-Kinshasa au bout de 6 années et 25,1 MW sur le réseau Inga-Shaba au bout de 3 années.</p>
MOYENNE TENSION	<p>Sur le réseau Inga-Kinshasa, taux de croissance de 4,1% par an, à partir d'une consommation de 471 GWh en 1984.</p> <p>Sur le réseau Inga-Shaba, taux de croissance de 1,6% par an à partir d'une consommation de 86,5 GWh en 1984.</p> <p>Sur le réseau est, taux de croissance de 5,5% par an.</p> <p>Sur le réseau central, taux de croissance de 15% par an.</p>	<p>Secteur industriel (réseau Inga-Kinshasa et Inga-Shaba): 6% par an.</p> <p>Secteur commercial (réseaux Inga-Kinshasa et Inga-Shaba): 4% par an.</p> <p>Sur le réseau est taux de croissance propres aux zones urbaines: 4 à 10% par an + projets.</p> <p>Sur le réseau central: taux de croissance propres aux villes: 6 à 15% par an + projets.</p>	<p>Secteur industriel: 6% par an sur le réseau Inga-Kinshasa et 5% par an sur le réseau Inga-Shaba.</p> <p>Secteur commercial: 8% par an sur les réseaux Inga-Kinshasa et Inga-shaba.</p> <p>Sur le réseau est, taux de croissance des agglomérations urbaines: de 6 à 12% par an + projets.</p> <p>Sur le réseau central, taux de croissance des agglomérations urbaines: de 12 à 20% par an + projets.</p>
BASSE TENSION	<p>Sur le réseau Inga-Kinshasa, taux de croissance de 7,3% par an, à partir d'une consommation de 489 GWh en 1984.</p> <p>Sur le réseau Inga-Shaba, taux de croissance de 4% par an, à partir d'une consommation de 117,9 GWh en 1984.</p> <p>Sur le réseau est, taux de croissance de 5,5% par an.</p> <p>Sur le réseau central, taux de croissance de 12% par an.</p>	<p>Nouveaux raccordements au cours de la période 1985-2000: 166,000 sur le réseau Inga-Kinshasa; 33,500 sur le réseau Inga-Shaba; taux de croissance en zone urbaine: 4 à 9% par an sur le réseau Est; objectifs propres aux différentes agglomérations sur le réseau central. Consommation par branchement: 3300 kWh/an (secteur résidentiel du réseau Inga-Kinshasa, ensemble des secteurs du réseau Inga-shaba), 6000 kWh/an (Secteur commercial du réseau Inga-Kinshasa), 2% par an. Eclairage public: 10 à 12% de croissance annuelle de la consommation.</p>	<p>Nouveaux branchements au cours de la période 1985-2000: 229,000 sur le réseau Inga-Kinshasa; 47 600 sur le réseau Inga-Shaba; taux de croissance des consommations urbaines: 6 à 11% sur le réseau est; objectifs propres aux différentes villes sur le réseau central.</p> <p>Consommation par branchement sur les réseaux Inga-Kinshasa et Inga-Shaba (sauf Kolwezi): 4000 kWh/an (secteur résidentiel) et 6000 kWh/an (secteur commercial); 4500 et 8000 à Kolwezi. Taux de croissance: 2 à 3% par an.</p> <p>Eclairage public: 8 à 15% de taux de croissance annuelle de la consommation.</p>
EXPORTATIONS	<p>Les exportations annuelles en provenance du réseau Inga-Kinshasa progressent pour atteindre 100 GWh en 1989, puis tombent à 25 GWh de 1989 à 1995 et restent ensuite à ce niveau. Les exportations en provenance du réseau est progressent à raison de 5,5% par an.</p>	<p>Exportation annuelles provenant du réseau Inga-Kinshasa: 7% de taux de croissance annuelle; exportations provenant du réseau est en fonction de la demande du Rwanda et du Burundi.</p>	<p>Exportations annuelles provenant du réseau Inga-Kinshasa: taux de croissance de 10%/an; exportations provenant du réseau Est: en fonction de la demande du Rwanda et Burundi.</p>

Source: Evaluations de la mission et EDF (France).

EVOLUTION DE LA PUISSANCE  
INSTALLÉE DE LA SNEL



AUGMENTATIONS ANNUELLES DE LA CAPACITE  
HYDROELECTRIQUE DE LA SNEL





ZAIRE  
RESERVES RECUPERABLES ET PRODUCTION CUMULEES DES CONCESSIONS  
(EN MER) DE GULF ZAIRE  
(en barils)

Gisement	Zone de production	Réserves prouvées restantes mises en production	Réserves prouvées non mises en production	Réserves possibles	Production cumulée à fin 1983	Réserves prouvées totales
G.C.O.	Post-saline	2,501,000		631,000	5,490,292	7,991,292
Mibale	Post-saline	53,736,806			55,944,436	109,681,242
Mwambe	Post-saline	209,750			399,062	608,812
Motoba*	Post-saline	85,464			112,160	197,624
Libwa	Post-saline		7,700,000		---	7,700,000
Lukami	Pré-saline		1,536,000	n.d.	n.d.	1,536,000
<b>TOTAUX</b>		<b>56,533,020</b>	<b>9,236,000</b>	<b>631,000</b>	<b>61,945,950</b>	<b>127,714,970</b>

Gisement de gaz produisant également une certaine quantité de condensat.

Source: Gulf Zaïre.

ZAIRE  
RESERVES RECUPERABLE DES CONCESSIONS  
(A TERRE)  
(en barils)

Gisement	Zones de production	Réserves récupérables	Production cumulée fin 1983
Liawenda	Post-saline	33.000.000	
Kinkasi	Post-saline	23.000.000	
Makelekese	Post-saline	8.000.000	
Tshiende-Est Mibale	Post-saline	13.000.000 est.	
Muanda-Banana	Post-saline	24.000.000 est.	
Total		101.000.000	1.545.108

Source: Zaïrep.

ZAIRE: TARIFS DE LA SNEL EN VIGUEUR DEPUIS LE 1ER OCTOBRE 1983

I. BASSE TENSION

A) Secteur résidentiel

Les tarifs comprennent une taxe mensuelle de location de 10 Z pour le compteur, outre un montant variable suivant la consommation, d'après le barème suivant:

de 1 à 100 kWh/mois	0,065 Z/kWh
de 101 à 200 kWh/mois	0,262 Z/kWh
de 201 à 500 kWh/mois	0,355 Z/kWh
de 501 à 1500 kWh/mois	0,439 Z/kWh
plus de 1501 kWh/mois	0,634 Z/kWh

B) Secteur professionnel

Redevance mensuelle réévaluée sur la base d'un tarif unitaire de 1,261 Z/kWh, avec une facturation minimum de 126,1 Z.

II. MOYENNE TENSION

(Les tarifs moyennes tensions sont appliqués aux usagers ayant souscrit une puissance au moins égale à 20 MW).

La facturation mensuelle est égale à AP + BE, avec

P = puissance souscrite en kW

A = prix du kW

E = consommation d'électricité en kWh

B = prix du kWh

Les valeurs de A et B varient suivant le barème ci-dessous:

Puissance souscrite (kW)	A (Z/kW)	B (Z/kWh)
1 à 99	77,48	0,633
100 à 399	135,50	0,568
400 à 1599	69,88	0,520
1600 à 3999	63,60	0,478
Plus de 3999	59,08	0,446

### III. HAUTE TENSION

(Les tarifs haute tension s'appliquent aux usagers dont la tension d'alimentation dépasse 30 kV).

Le montant de la facturation annuelle est donné par la formule  $(AP_{max} + BE) (K + P_{en})$ , avec

$P_{max}$  = puissance maximum atteinte pendant au moins 15 mn au cours du mois, en kW

A = coefficient associé à  $P_{Max}$ , 1.5 Z par kW

E = consommation d'énergie en kWh

B = coefficient associé à E, 0.003 Z par kWh

K = coefficient d'ajustement tarifaire: 71,30

$P_{en}$  = coefficient de pénalisation de la composante déwattée.

Source: Arrêté départemental DENICE/CAB/014/83 du 12 novembre 1983 fixant les tarifs de vente d'électricité sur toute l'étendue de la République du Zaïre.

## ZAIRE: COUTS MARGINAUX DANS LE SOUS-SECTEUR DE L'ELECTRICITE

1. La détermination des coûts marginaux s'effectue en vue de leur utilisation afin d'assurer la justesse de la tarification. A cet effet, il faut cependant garantir la synchronisation des investissements en capitaux consacrés au réseau d'approvisionnement en électricité avec l'évolution de la demande. Les manquements à cette règle résultent parfois de prévisions optimistes ou de l'impossibilité de fractionner les investissements. En pareils cas, les coûts marginaux à court et long termes présentent alors des différences notables, lesquelles exigent une certaine prudence d'appréciation dans la détermination des tarifs de l'électricité. Le réseau électrique du Zaïre se trouve dans une situation de ce genre, en raison du développement futur de sa capacité, lequel exigera sans doute, en dépit d'une planification judicieuse, des investissements considérables impossibles à subdiviser. L'accroissement de capacité le plus récent a été entrepris à tort dans les années 1970 sur les réseaux Inga-Kinsasa et Inga-Shaba (par. 3.15 et 3.30). Bien que l'utilisation des actifs surdimensionnés du Zaïre ait progressé au cours de ces dernières années, la production nationale d'électricité est de l'ordre de 43% de la production annuelle potentielle (par. 3.12); en particulier, la centrale d'Inga II fonctionne à environ 30% de sa capacité (par. 3.15). En outre, il s'avère difficile d'estimer les niveaux futurs de production et de consommation, du fait de la très grande incertitude entourant l'évolution du marché international du cuivre et de la mise en place des principaux programmes lancés par le gouvernement. Suivant l'hypothèse retenue dans la présente analyse, les programmes en question seront effectivement réalisés, toutefois à un rythme nettement plus lent que ne le souhaitent les pouvoirs publics, confirmant ainsi la thèse suivant laquelle la demande future d'électricité devrait se situer à un niveau intermédiaire entre les prévisions basses et moyennes (par. 3.5). Tout en tenant compte des nombreuses incertitudes, on peut supposer que l'actuel système d'approvisionnement en électricité parviendra assez probablement à saturation vers la fin du siècle.

### Coût marginal de production

2. L'estimation du coût marginal à long terme de la production, relatif au réseau interconnecté Inga-Kinshasa repose nécessairement sur le développement probable à long terme de la puissance installée dont dispose le Zaïre. Jusqu'à présent toutefois, cet aspect n'a été envisagé qu'en termes très généraux, la discussion ayant été axée sur le potentiel hydroélectrique du fleuve Zaïre à proximité de l'actuelle centrale Inga II. En l'absence d'étude détaillée, on peut retenir l'hypothèse de travail suivant laquelle le coût unitaire du prochain investissement majeur de puissance installée sera voisin de celui d'Inga II. Le calcul de ce dernier, après actualisation en 1984 des dépenses correspondantes, compte tenu d'un coût de substitution du capital de 10%, aboutit à 603 millions de dollars EU pour la construction proprement dite et à 851 millions de dollars EU pour l'équipement électromécanique (prix de 1984). Après division de ces coûts par la valeur intégrale de la

puissance garantie, soit 1.100 MW, et amortissement sur 50 et 30 ans respectivement, on obtient 55,31 et 82,03 \$EU par an et par kW de puissance installée. A ces chiffres il convient d'ajouter les dépenses annuelles d'exploitation et d'entretien (coût marginal à court terme), estimées à une fraction des coûts d'investissement non actualisés: 2% pour l'équipement électromécanique et 0,6% pour les constructions. Dans ces conditions et en supposant 3% de pertes de production, le coût marginal à court terme de la production de la centrale d'Inga est de 11,4 \$EU/an et par kW de puissance installée. Si le prochain accroissement de la capacité de production devait être réalisé à brève échéance, le coût marginal à long terme de la production fournie par Inga se composerait de la somme des deux montants ci-dessus, soit 153,2 \$EU par an et par kW de puissance installée; toutefois, l'accroissement en question ne devant vraisemblablement pas intervenir avant la fin du siècle, le coût mentionné ci-dessus doit être actualisé sur 15 ans, à raison d'un coût de substitution de 10%, donnant ainsi un chiffre de 36,67 \$EU par an et par kW de puissance installée. Compte tenu de ces estimations, les coûts marginaux à court et long termes de la production électrique fournie par Inga sont de 0,21 et 0,68 \$EU par kWh. Il faut cependant noter que la validité de l'estimation ci-dessus du coût marginal à long terme exige la réalisation en 15 ans environ du prochain accroissement de capacité. Si cet investissement est avancé, du fait de la progression rapide de la demande, le coût marginal à long terme de la production sera plus élevé. Autrement dit, il s'avérera nécessaire de réviser à la hausse les estimations du coût marginal à long terme si la consommation d'électricité des industries susceptibles de s'installer dans la ZOFI et/ou de la Gécamines tend à provoquer la saturation de la centrale d'Inga II avant la fin du siècle.

3. Le coût marginal de production du réseau interconnecté Inga-Shaba équivaut au coût d'une unité supplémentaire de puissance ou d'énergie électrique fournie à la province du Shaba. Le coût marginal à court terme de la production se compose du coût marginal au départ de la centrale et du coût correspondant aux dépenses contractuelles d'exploitation et d'entretien de la ligne Inga-Shaba et du réseau HT du Shaba (15,3 et 10,55 millions de dollars EU par an respectivement) calculées pour l'intégralité de la puissance actuellement acheminée par cette ligne soit 560 MW; en supposant des pertes de transport de 7%, le coût marginal à court terme de la production est de 61,6 \$EU par an et par kW. Le calcul du coût marginal à long terme de la production du réseau interconnecté Inga-Shaba exige une approche particulière. En effet, il ne doit pas reposer sur le coût d'investissement de la ligne Inga-Shaba, et ce pour les raisons suivantes: (a) la capacité de transport de la ligne peut être portée à 1.120 MW à partir de son niveau actuel de 560 MW, simplement en installant des convertisseurs supplémentaires pour une fraction du coût de la ligne; et (b) une fois atteinte la capacité de transport de 1120 MW, la variante de production de moindre coût sur le réseau interconnecté Inga-Shaba consistera probablement à poursuivre la mise en valeur du potentiel hydroélectrique du Shaba. Or, il s'avère impossible d'établir à l'heure actuelle une estimation précise du coût de cette variante. Ceci étant, le coût marginal à long terme de la

production sur le réseau interconnecté Inga-Shaba a été défini de façon arbitraire de manière à comprendre uniquement le coût marginal à long terme de la production fournie par la centrale d'Inga et le coût marginal à court terme correspondant aux dépenses contractuelles d'exploitation et d'entretien de la ligne Inga-Shaba et du réseau HT du Shaba; dans ces conditions, ce coût est estimé à 88,6 \$EU par kW et par an, les coûts marginaux à court et long termes de l'électricité fournie sur le réseau interconnecté Inga-Shaba étant respectivement de 0,84 et 1,21 c/kWh.

4. Si le calcul précédent avait pris en compte tous les coûts d'investissement c'est-à-dire ceux de la centrale d'Inga II, de la ligne Inga-Shaba (environ 2.370 millions de dollars EU aux prix de 1984, actualisés à cette même date suivant un coût de substitution du capital de 10%) et du réseau HT du Shaba (environ 340 millions de dollars EU aux prix de 1984 et actualisés dans les mêmes conditions) le coût marginal à long terme de la production d'électricité sur le réseau Inga-Shaba aurait atteint un niveau incroyablement élevé de 762,9 \$EU en cas d'utilisation voisine de la saturation; dans le cas contraire, et si la saturation ne doit pas intervenir avant la fin du siècle, le coût marginal à court terme tomberait à 182,5 \$EU/kW et par an. De toute évidence, un tel coût refléterait essentiellement les erreurs d'investissement commises dans le passé et qu'il convient de ne pas répéter à l'avenir.

#### Coût marginal du transport et de la distribution

5. Du fait de l'importance des montants en jeu et de l'impossibilité de subdiviser les investissements consacrés aux infrastructures de transport et de distribution, il n'est pas envisageable de procéder à un ajustement progressif de la capacité. Aussi définit-on les coûts marginaux de transport et de distribution comme le coût moyen encouru pour transporter et transformer une unité supplémentaire de puissance destinée aux usagers (HT, MT et BT), au niveau de tension voulu. Le calcul tient compte des éléments suivants: (a) le coût marginal lié à la construction de l'installation considérée, généralement assimilé au coût marginal moyen; et, (b) l'affectation à chaque tension de la capacité garantie nécessaire à l'obtention du niveau de service voulu. L'horizon temporel utilisé pour l'évaluation marginale des coûts de transport et de distribution est habituellement de 10 ans. Cette approche risque cependant d'entraîner une certaine surestimation du coût marginal, du fait du regroupement des investissements consacrés à l'amélioration du réseau (dans les zones actuellement desservies) et à son extension (dans les zones non desservies). Afin d'éviter ce type d'erreur, en particulier pour les éventuels investissements destinés à l'électrification accélérée de Kinshasa et de la province du Shaba, la période considérée dans nos calculs a été portée à 30 ans.

#### Les deux scénarios de demande

6. Les coûts marginaux dans le sous-secteur de l'électricité ont été établis en fonction des prévisions "basses" et "moyennes" de demande examinées plus haut dans le présent rapport (pars. 3.4 et 3.5). Ainsi,

selon les scénarios de croissances faible et moyenne, la charge de pointe sur le réseau interconnecté Inga-Kinshasa évolue comme suit, sans tenir compte d'aucune demande liée aux usagers de la ZOFI.

	SCÉNARIO DE CROISSANCE FAIBLE			SCÉNARIO DE CROISSANCE MOYENNE		
	HT	MT	BT	HT	MT	BT
1984	218	179	78	218	179	78
1993	354	308	153	501	462	163
2003	n.d.	n.d.	304	n.d.	n.d.	292
2013	n.d.	n.d.	600	n.d.	n.d.	523

De façon analogue, l'évolution est la suivante pour le réseau interconnecté Inga-Shaba:

	SCÉNARIO DE CROISSANCE FAIBLE			SCÉNARIO DE CROISSANCE MOYENNE		
	HT	MT	BT	HT	MT	BT
1984	392	53	27	392	53	27
1993	429	76	43	429	121	59
2003	n.d.	n.d.	64	n.d.	n.d.	93
2013	n.d.	n.d.	94	n.d.	n.d.	147

7. Le montant actualisé des investissements devant être consacrés à chacun des réseaux interconnectés selon les scénarios de croissances faible et moyenne figure ci-dessous (chiffres exprimés en millions dollars EU 1984). La plus grande partie de ces investissements, hormis ceux se rapportant à la ZOFI, devrait être engagée au cours de la période 1984-93.

	Inga-Kinshasa		Inga-Shaba	
	Croissance faible	Croissance moyenne	Croissance faible	Croissance moyenne
Transport HT	61	113	5	10
Distribution MT	38	64	10	15
Distribution BT	153	244	46	68



Estimations du coût marginal de la puissance

8. Le tableau ci-dessous indique le coût marginal en dollars EU par kW (prix de (1984) de la puissance fournie:

	Inga-Kinshasa		Inga-Shaba	
	Croissance faible	Croissance moyenne	Croissance faible	Croissance moyenne
Coût marginal de production	36,7	36,7	88,6	88,6
Coût marginal de transport HT	90,6	88,9	29,4	21,2
Coût marginal de distribution MT	64,9	54,9	103,5	46,2
Coût marginal de distribution BT	199,4	322,2	401,4	300,0

Estimations du coût marginal à long terme de l'électricité

9. Les "tarifs théoriques" ou "coûts moyens de l'électricité indiqués ci-dessous ont été établis compte tenu des valeurs mentionnées précédemment des coûts marginaux par kW, de l'évolution future de la charge pour chaque tension de distribution, et des investissements prévus suivant chacun des scénarios. Ils sont exprimés en çEU par kW (prix de 1984). Pour le réseau interconnecté Inga-Kinshasa:

	SCENARIO DE CROISSANCE FAIBLE			SCENARIO DE CROISSANCE MOYENNE		
	HT	MT	BT	HT	MT	BT
Coûts de production	0,68	0,71	0,78	0,68	0,71	0,78
Coûts de transport	2,17	1,98	2,11	1,85	1,89	2,00
Coûts de distribution MT		1,38	1,34		1,12	1,08
Coûts de distribution BT			3,59			5,40
"Tarifs théoriques"	2,85	4,07	7,82	2,53	3,72	9,26

Pour le réseau interconnecté Inga-Shaba:

	SCENARIO DE CROISSANCE FAIBLE			SCENARIO DE CROISSANCE MOYENNE		
	HT	MT	BT	HT	MT	BT
Coûts de production	1,21	1,26	1,36	1,21	1,26	1,36
Coûts de transport	0,39	0,93	0,93	0,27	0,49	0,49
Coûts de distribution MT		1,62	3,17		0,74	1,31
Coûts de distribution BT			<u>10,63</u>			<u>7,62</u>
"Tarifs theoriques"	1,60	3,81	16,09	1,48	2,49	10,78

10. Un examen succinct des composantes du coût marginal à long terme révèle qu'indépendamment de la tension de distribution considérée, la composante de production du coût marginal à long terme sur le réseau interconnecté Inga-Kinshasa représente seulement une petite fraction du total (environ 25, 18 et 9% respectivement en HT, MT et BT). Aussi, les erreurs éventuelles mêmes importantes, d'évaluation du coût marginal à long terme de production auront-elles une incidence nettement plus faible sur l'estimation du coût marginal global, quelle que soit la tension. Inversement, les composantes transport et distribution du coût marginal à long terme ayant été établies à partir de données moins entachées d'incertitudes, nos estimations du coût marginal à long terme de l'électricité basse tension, peuvent être considérées par rapport aux autres comme les mieux fondées.

11. Il importe de faire observer que l'estimation des coûts marginaux à long terme a été établie à partir d'hypothèses prudentes; (a) le coût de la production fournie par la centrale d'Inga II a été calculé d'après la puissance installée et non le niveau de production actuel; (b) le coût des investissements de la ligne Inga-Shaba est supposé amorti; (c) les programmes d'investissements prévus dans le sous-secteur de l'électricité, suivant l'un et l'autre scénarios, se situent en-deçà de ceux envisagés au départ par la SNEL; et (d) l'incidence des coûts marginaux des investissements liés à l'électrification accélérée de Kinshasa a été atténuée en portant à 30 années la période de temps considérée.

## ESTIMATIONS DU COUT ECONOMIQUE DU BOIS DE FEU RENDU A KINSHASA

### I. Coûts de production

Faute d'indication quelconque quant au calcul de la valeur sur pied du bois assurant actuellement l'approvisionnement de Kinshasa, les coûts de renouvellement sont employés en guise de valeur de substitution. Par ailleurs, les dépenses de replantation relatives à la plantation de bois de feu envisagée à Batéké (par. 2.38-2.41) consistent les données chiffrées les plus fiables dont on dispose actuellement afin d'évaluer les coûts de renouvellement du couvert forestier naturel.

Les coûts ont été déterminés initialement par l'ULG en supposant des semis en pots, puis calculés à nouveau par la mission en supposant des semis directs (voir tableau détaillé figurant à l'Annexe 4). La replantation d'un hectare par la méthode des semis directs, en vue de la production de 40 tonnes de bois sec a été chiffrée à 4.500 Z, contre 10.000 Z pour la méthode des semis en pots. La première évaluation peut donc être considérée comme un indice supplétif minimum de la valeur sur pied. Le calcul suivant la méthode plus coûteuse des semis en pots sert néanmoins à la détermination des coûts de production afin de réduire au minimum leur sous-évaluation.

Les estimations maximums des coûts de production totaux du bois de feu ont été établies à partir des données de coûts de l'ULG relatives à 1984, pour la production du Plateau des Batéké. Il s'agit là en effet de la meilleure source d'approvisionnement de rechange et les estimations correspondantes incluent des coûts maximums de renouvellement du bois. Le coût d'une tonne de bois sec prêt à carboniser a été évalué à 689 Z, chiffre utilisé dans le Tableau 6.1 en tant que valeur approchée du coût économique de production du bois de feu. La valeur calculée pour le charbon de bois à la sortie du four est ainsi de 2.621 Z, chiffre indiqué dans le Tableau 6.1 en tant qu'estimation du coût économique de production du charbon de bois.

Coûts types généralement encourus par les petits producteurs pour la production de 100 sacs de charbon de bois sur une période de deux mois, par coupe rase d'une superficie de 6.000 m<sup>2</sup>:

Droit de coupe	150 Z
Salaires de 3 ouvriers	-
Préparation du bois	150 Z/mois
Carbonisation	300 Z/mois
Préparation du charbon de bois	150 Z/mois
Coût total par sac:	13,5 Z
Coût équivalent par tonne:	385 Z

## II. Coûts de Transport

A. On a observé qu'un grossiste doit encourir les coûts suivants pour transporter 150 sacs de charbon de bois (soit environ 4,8 tonnes) depuis un lieu de production éloigné de 100 km de Kinshasa:

Une journée de location de camion	700-1.000 Z
Conducteur	500-700 Z
Carburant	1.100 Z <u>a/</u>
<u>TOTAL</u>	2.300-2.800 Z
Coût par tonne	480-585 Z

Dans le cas d'un "chargement complet" (soit 6 tonnes dans un camion de 7 tonnes de charge utile), le coût unitaire tombe à moins de 400 Z.

Selon ULG, le coût total de transport encouru par le grossiste lorsqu'il sous-traite le transport proprement dit serait de 6.500 Z pour un chargement de 150 sacs, soit 1.250 Z par tonne.

B. ULG évalue comme suite les coûts de transport depuis le plateau de Batéké jusqu'à Kinshasa (circuit de 200 km, retour à vide), y compris l'investissement en trois étapes consacré à la création d'une petite flotte de camions de 7 tonnes, remplacés tous les deux ans:

1 camion	l'année 7
1 camion	l'année 8
5 camions	l'année 9

Coûts par tonne de charbon de bois:

Frais d'amortissement	250 Z
Carburant et lubrifiants	710 Z <u>b/</u>
Conducteur	90 Z
Assurance	160 Z
<u>TOTAL</u>	1185 Z

arrondi à 1.200 Z/tonne.

---

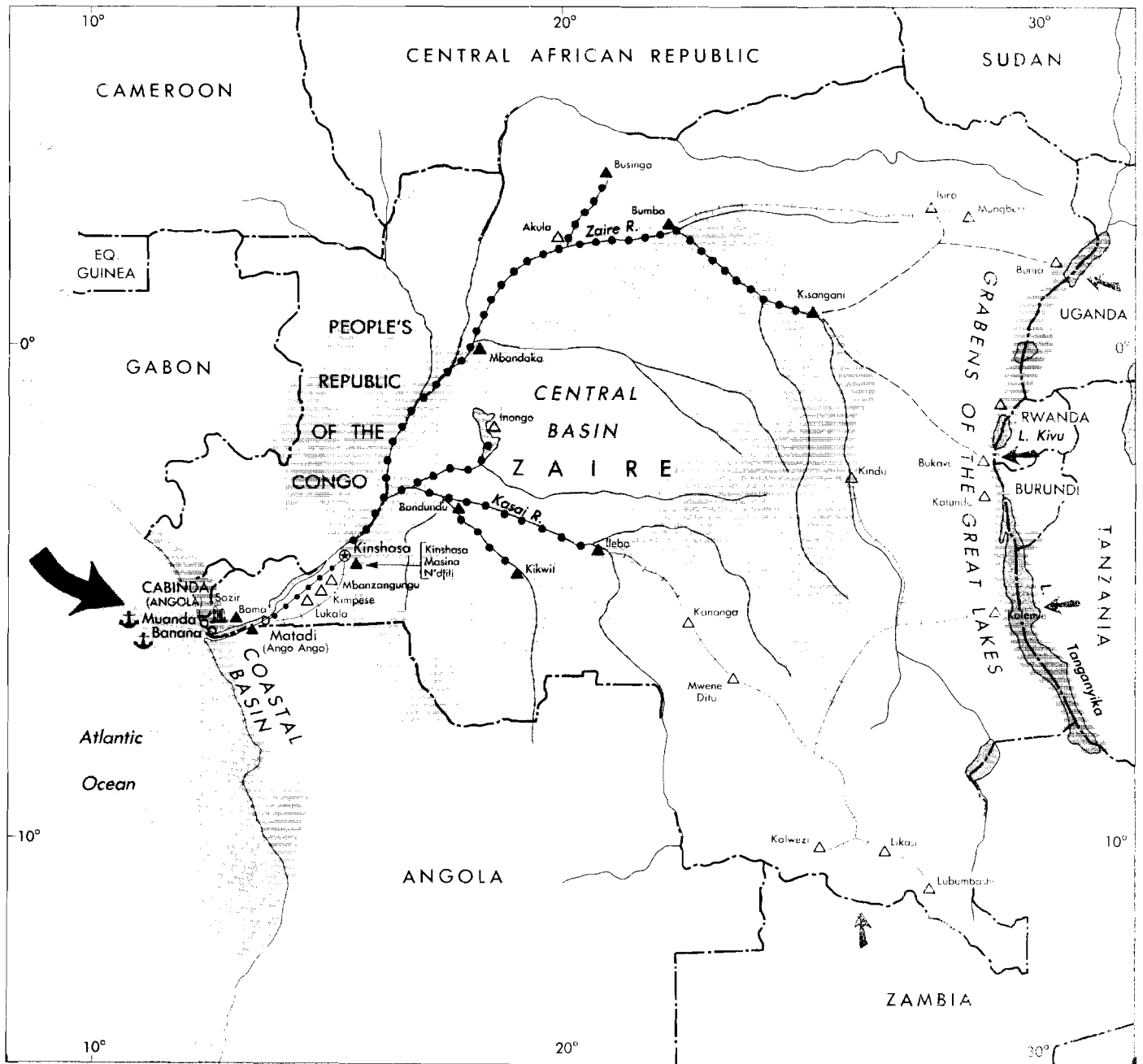
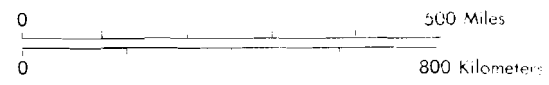
a/ D'après les plus récentes modifications survenues dans les tarifs pétroliers (Tableau 6.5). Coût du gas-oil à Kinshasa: 22 Z/litre; consommation: 25 litres/100 km en raison du mauvais entretien; trajet de 200 km aller/retour. Les dépenses effectivement encourues par le grossiste sont probablement plus élevés.

b/ D'après les prix des produits pétroliers au début de l'année 1984.

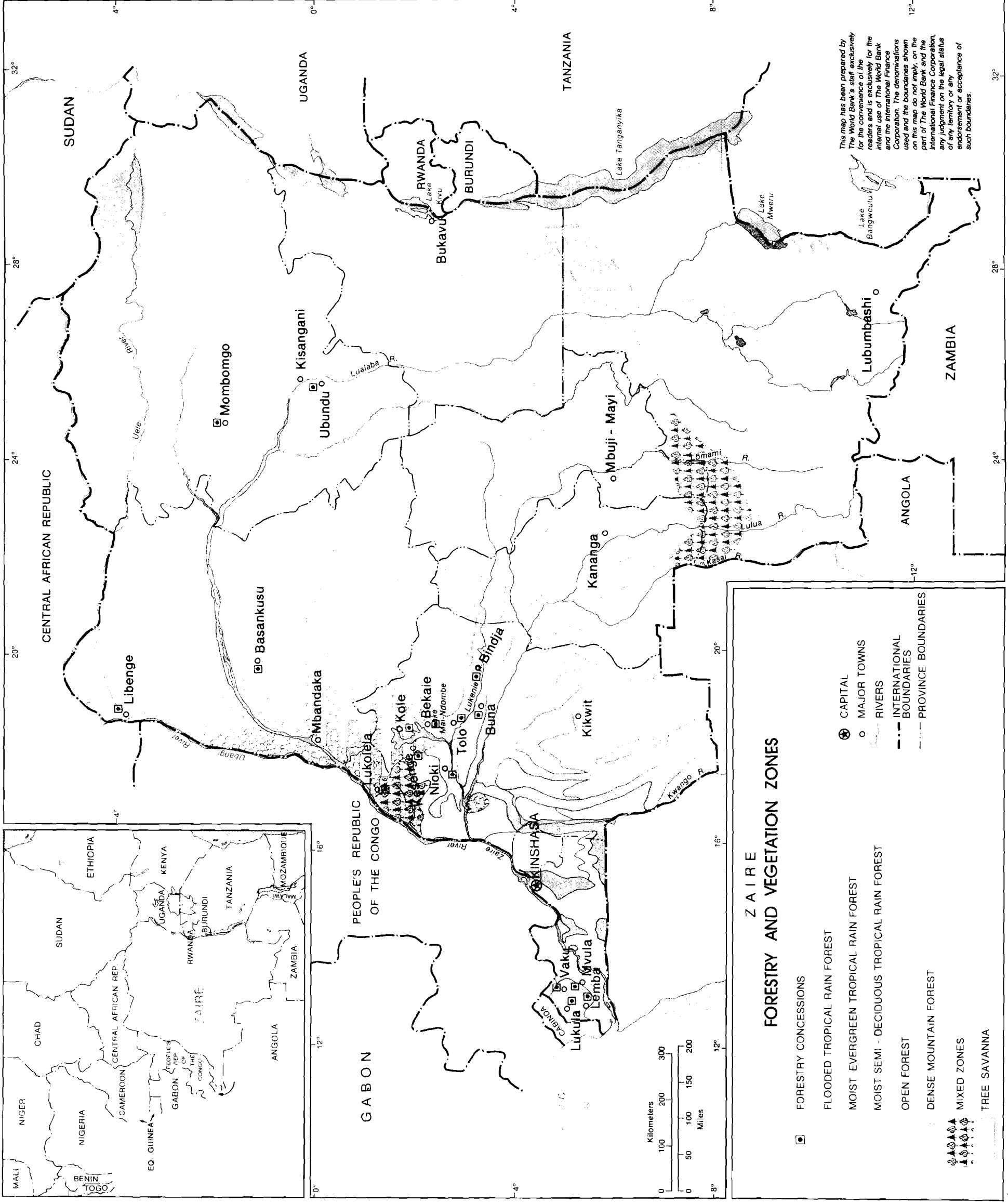
# REPUBLIC OF ZAIRE PETROLEUM SUBSECTOR

- |                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li> Matadi-Kinshasa Pipeline</li> <li> Petroleum Basin Areas</li> <li> Refinery and Depot</li> <li> Depot under 1000 tons capacity</li> <li> Depot over 1000 tons capacity</li> <li> Major Import Route</li> <li> Secondary Import Routes</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li> Rivers</li> <li> Ports</li> <li> Barges</li> <li> Rail Tanks</li> <li> Road Tanks</li> <li> National Capital</li> <li> International Boundaries</li> </ul> |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

This map has been prepared by The World Bank's staff exclusively for the convenience of the readers and is exclusively for the internal use of The World Bank and the International Finance Corporation. The denominations used and the boundaries shown on this map do not imply on the part of The World Bank and the International Finance Corporation any judgment on the legal status of any territory or any endorsement or acceptance of such boundaries.







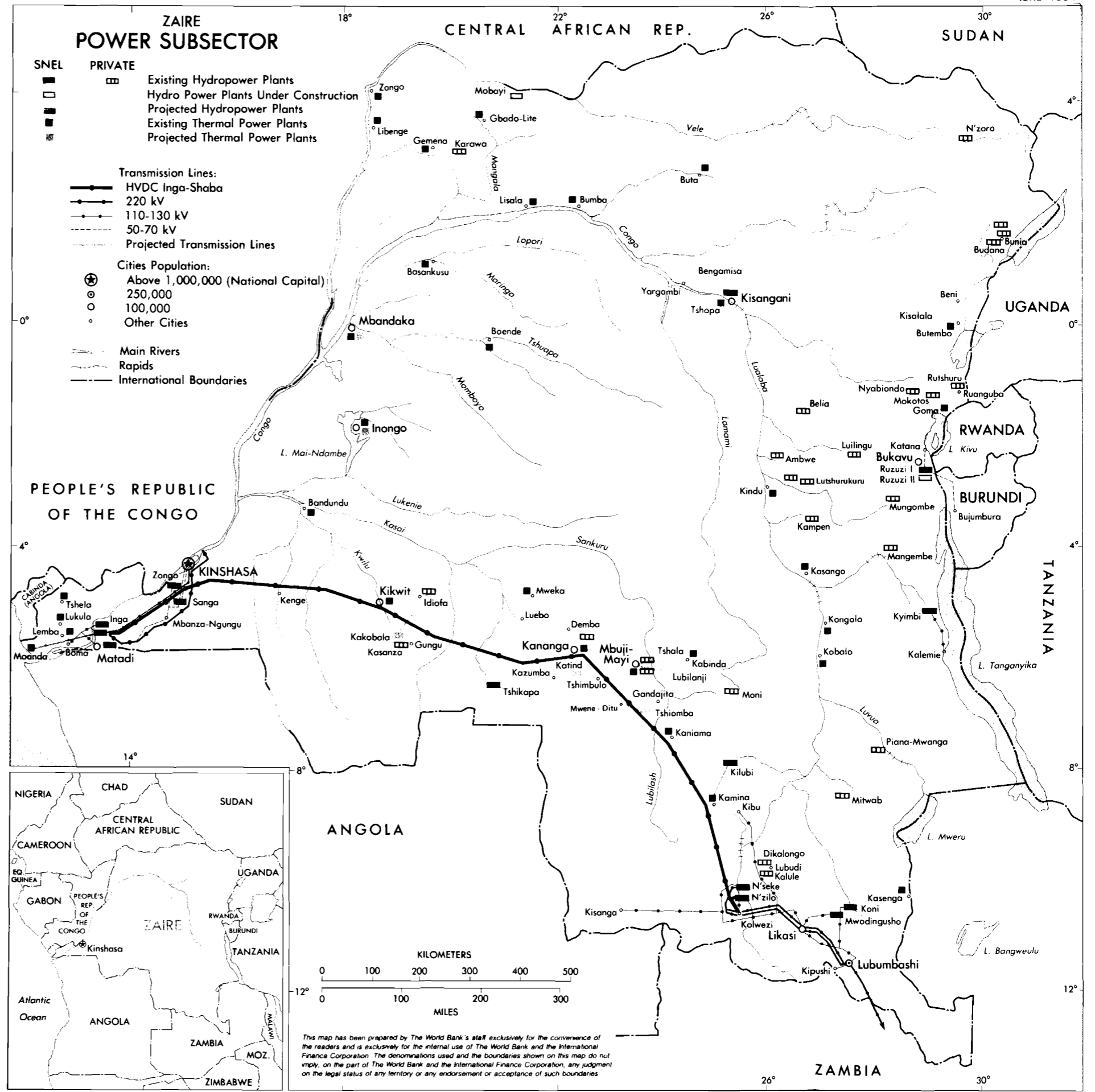
This map has been prepared by The World Bank's staff exclusively for the convenience of the readers and is exclusively for the internal use of The World Bank and the International Finance Corporation. The denominations used and the boundaries shown on this map do not imply, on the part of The World Bank and the International Finance Corporation, any judgment on the legal status of any territory or any endorsement or acceptance of such boundaries.

**ZAIRE FORESTRY AND VEGETATION ZONES**

- ◻ FORESTRY CONCESSIONS
- ◉ CAPITAL
- MAJOR TOWNS
- RIVERS
- - - INTERNATIONAL BOUNDARIES
- · - · - PROVINCE BOUNDARIES
- ◻ FLOODED TROPICAL RAIN FOREST
- ◻ MOIST EVERGREEN TROPICAL RAIN FOREST
- ◻ MOIST SEMI-DECIDUOUS TROPICAL RAIN FOREST
- ◻ OPEN FOREST
- ◻ DENSE MOUNTAIN FOREST
- ◻ MIXED ZONES
- ◻ TREE SAVANNA

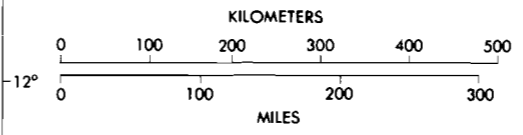
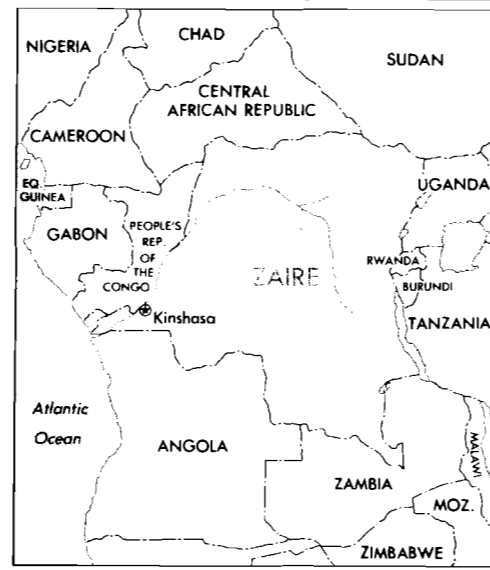
---





**ZAIRE  
POWER SUBSECTOR**

- SNEL**
  - Existing Hydropower Plants
  - Hydro Power Plants Under Construction
  - Projected Hydropower Plants
  - Existing Thermal Power Plants
  - Projected Thermal Power Plants
- PRIVATE**
  - Existing Hydropower Plants
  - Hydro Power Plants Under Construction
  - Projected Hydropower Plants
  - Existing Thermal Power Plants
  - Projected Thermal Power Plants
- Transmission Lines:**
  - HVDC Inga-Shaba
  - 220 kV
  - 110-130 kV
  - 50-70 kV
  - Projected Transmission Lines
- Cities Population:**
  - Above 1,000,000 (National Capital)
  - 250,000
  - 100,000
  - Other Cities
- Main Rivers**
- Rapids**
- International Boundaries**



This map has been prepared by The World Bank's staff exclusively for the convenience of the readers and is exclusively for the internal use of The World Bank and the International Finance Corporation. The denominations used and the boundaries shown on this map do not imply, on the part of The World Bank and the International Finance Corporation, any judgment on the legal status of any territory or any endorsement or acceptance of such boundaries.

