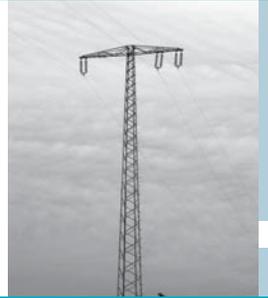


Republic of Djibouti Electricity Cost Reduction Assessment & Energy Access Sector Strategy



PROGRAMME D'ASSISTANCE A LA GESTION DU SECTEUR ENERGETIQUE (ESMAP)

OBJECTIFS

Le Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique (ESMAP) est un partenariat global d'assistance technique géré par la Banque mondiale et soutenu par des bailleurs de fonds bilatéraux. La mission d'ESMAP est de promouvoir le rôle de l'énergie dans la réduction de la pauvreté et la croissance économique dans le respect de l'environnement. Son action couvre les économies à faible revenus, émergentes et en transition et contribue à atteindre les objectifs internationaux de développement. ESMAP offre son savoir-faire sous la forme d'assistance technique gratuite, d'études spécifiques, de services de conseil, de projets pilotes, de création et de dissémination des connaissances, de formations, ateliers et séminaires, de conférences et tables rondes, et de publications. ESMAP concentre ses activités sur les quatre thèmes-clé suivants: sécurité énergétique, énergies renouvelables, énergie et pauvreté, et efficacité des marchés et gouvernance.

ORGANISATION ET FONCTIONNEMENT

ESMAP est gouverné par un groupe consultatif (GC d'ESMAP) composé de représentants de la Banque mondiale, d'autres bailleurs de fonds, et d'experts en développement originaires des régions bénéficiant des activités d'ESMAP. Le GC d'ESMAP est présidé par un Vice Président de la Banque mondiale et conseillé par un groupe consultatif technique (TAG) d'experts indépendants, qui passe en revue la stratégie, le plan d'action et les réalisations du Programme. Pour mener à bien ses activités, ESMAP s'appuie sur un groupe d'ingénieurs, de planificateurs énergétiques et d'économistes de la Banque mondiale et de la communauté de l'énergie et du développement dans son ensemble.

FINANCEMENT

ESMAP est un partenariat du savoir soutenu par la Banque mondiale et les bailleurs de fonds publics d'Allemagne, de Belgique, du Canada, du Danemark, de Finlande, de France, de Norvège, des Pays-Bas, du Royaume-Uni, de Suède et de Suisse. ESMAP bénéficie également du soutien de bailleurs de fonds privés ainsi que d'une série de partenaires dans la communauté de l'énergie et développement.

INFORMATIONS SUPPLEMENTAIRES

Pour de plus amples informations, une copie du rapport annuel d'ESMAP ou des copies des rapports de projet ESMAP, visitez le site Internet d'ESMAP (www.esmap.org) ou contactez ESMAP par courriel (esmap@worldbank.org) ou par courrier:

ESMAP
c/o Energy and Water Department
The World Bank Group
1818 H Street, NW
Washington, D.C. 20433, U.S.A.
Tel.: 202.458.2321
Fax: 202.522.3018

ESMAP Technical Paper ?????/06

Republic of Djibouti Electricity Cost Reduction Assessment & Energy Access Sector Strategy

(Potentiel de réduction des coûts de
l'électricité et

Stratégie sectorielle d'accroissement
de l'accès à l'Energie en République
de Djibouti)

Copyright © 2005

Banque internationale pour la reconstruction et le
développement/Banque mondiale
1818 H Street, N.W.
Washington, DC 20433, Etats Unis d'Amérique

Tous droits réservés

Rédigé aux Etats Unis d'Amérique

Premier tirage Décembre 2005

Les rapports ESMAP sont publiés pour diffuser les résultats des travaux d'ESMAP dans la communauté du développement avec le minimum de délai. En conséquence, la composition du présent document peut déroger aux règles habituelles de typographie. La Banque mondiale ne peut être tenue responsable des erreurs ou omissions éventuelles. Certaines sources indiquées dans ce rapport peuvent correspondre à des documents informels non encore disponibles.

Les résultats, interprétations, commentaires et conclusions exprimés dans ce rapport sont uniquement ceux de l'auteur ou des auteurs et ne peuvent d'aucune façon être attribués à la Banque mondiale, aux institutions qui lui sont affiliées, aux membres de son Conseil des Administrateurs ou aux pays que ceux-ci représentent. La Banque mondiale ne peut garantir l'authenticité des données citées dans ce document et n'accepte aucune sorte de responsabilité pour les conséquences de leur utilisation. Les frontières, couleurs, dénominations, et autres informations apparaissant éventuellement sur des cartes dans ce volume n'impliquent de la part du Groupe de la Banque mondiale aucun jugement sur la situation juridique d'aucun territoire, ni la confirmation ou l'acceptation de telles frontières.

La substance du présent document est couverte par des droits d'auteurs et de reproduction détenus par la Banque mondiale. Les demandes d'autorisation pour reproduire des éléments de ce document doivent être adressées au Manager d'ESMAP, Département de l'énergie, des mines et des télécommunications, à l'adresse de la Banque mondiale indiquée ci-dessus. ESMAP encourage la dissémination de ses travaux et autorise normalement leur reproduction à titre gracieux pour des utilisations à buts non lucratif.

(Le rapport ESMAP – série technique, est un document de base et non un rapport final de projet.
Il est protégé par le même droit d'auteur que les autres publications ESMAP)

Contents

List of Abbreviations and Acronyms	v
Preface	vii
Executive Summary	ix
1. Introduction	1
2. Analyse de la situation actuelle des ressources d'énergie à Djibouti	7
3. Prévision de la demande d'énergie électrique	19
4. Options d'augmentation de la production d'électricité	33
5. Analyse de l'équilibre offre-demande d'électricité	73
6. Potentiel de réduction des coûts du secteur de l'électricité	93
7. Amélioration de l'accès à l'énergie	101
8. Propositions institutionnelles et options de politiques	117

List of Table

Tableau 3.1 A: Prévission de la demande–Djibouti–ville–Scénario de base	28
Tableau 3.1 B: Prévission de la demande–Djibouti–ville–Scénario élevé	29
Tableau 3.1 C: Prévission de la demande–Djibouti–ville–Scénario base	30
Tableau 3.1 D: Prévission de la demande–Subdivision Sud et Subdivision Nord	31
Tableau 4.2-1: Caractéristiques des sites éoliens étudiés	62
Tableau 4.2-2: Résultats de l’analyse de préfaisabilité des sites éoliens	63
Tableau 4.2-3: Données d’entrée	67
Tableau 4.2-4: Résultats de l’étude sur la rentabilité du système solaire photovoltaïque	69
Tableau 4.2-4: Consommation d’électricité des clients d’EdD par catégorie de clientèle (2001)	105
Tableau 7.2: Possession d’appareils électriques par les ménages (%)	107
Tableau 7.3: Grille des tarifs de l’électricité BT	109
Tableau 7.4: Décomposition du prix des combustibles	115

List of Figures

Figure 3.1: Consommation des clients spéciaux et courants	33
Figure 3.2: Prévission de la demande à Djibouti-ville - Sommaire	33
Figure 4.1: Relation de la structure thermique régionale entre le Triangle des Afars et la zone de ressources géothermiques d’Assal	48
Figure 4.2-1: Caractéristiques des sites éoliens étudiés	62
Figure 4.2-2: Résultats de l’analyse de préfaisabilité des sites éoliens	63
Figure 4.2-3: Données d’entrée	67
Figure 4.2-4: Résultats de l’étude sur la rentabilité du système solaire photovoltaïque	69

List of Abbreviations and Conversions

APEC	Asia-Pacific Economic Cooperation
BOTAS	Boru Hatlari ve Petrol Tasima AS (Turkey's Petroleum Pipeline Corporation)
Dosider	Turkey's Natural Gas Equipment Manufacturers and Businessmen Association
EIA	United States Energy Information Administration
EMRA	Energy Market Regulatory Authority
IEA	International Energy Agency
LPG	Liquefied Petroleum Gas
NGMDCR	Natural Gas Market Distribution and Customer Services Regulation
NGML	Natural Gas Market Law (#4646, adopted on May 2, 2001)
NGMLR	Natural Gas Market License Regulation
NTL	New Turkish Liras
PE	Polyethylene
TPES	Total Primary Energy Supply
TSI	Turkish Statistics Institute
UGETAM	International Gas Training Technology Research Center
USD	United States Dollar
VAT	Value-Added Tax
Licensee	Gas distribution company which has obtained a license for gas distribution from the Energy Market Regulatory Authority
1 USD =	1.33 New Turkish Liras
1 cent/kWh =	10.64 cent/m ³

Preface

The objective of this report is to assist the government of the Republic of Djibouti in assessing the potential for a reduction in electricity generation costs and, on that basis, to provide the government with various strategic options aimed at expanding access to electricity.

The report includes: (i) a diagnosis of the current status in the country's energy sector, (ii) an analysis of the electricity cost reduction opportunities based on the diagnosis, the supply and demand trends, and the various technically-feasible options, (iii) the identification of appropriate cost and technological measures that would expand access to energy services, particularly by the underserved, and (iv) a review of institutional options to achieve a better efficiency and wider access in the energy sector.

A World Bank team led by the Task Team Leader, Ms Anna Bjerde, supervised this report, prepared by a consultant team from SNC-Lavalin International and Economic Consulting Associates. Special thanks go to Mr. Richard Spencer, whose comments and advice as peer reviewer are gratefully acknowledged. During the course of the study, many representatives of Djibouti's government and energy sector, including the Office of the Prime Minister, the Ministry of Finance, the Ministry of Energy and Natural Resources, the Ministry, the Djibouti Centre for Studies and Research (CERD), the Djibouti Directorate for Statistics and Studies (DISED), and the national electricity utility (EdD), also generously shared their time with the consultant team and deserve acknowledgment. Finally, special thanks are due to Mr. Michael Hamaide and Ms Dominique Dietrich, for overseeing the final touches of the report and coordinating its publication process.

While the full report is in French, an Executive Summary in English is provided.

Executive Summary

Introduction and Background

The report is set out around three main axes:

- An analysis of the cost reduction possibilities, in the light of the feasible energy generation options for Djibouti and of a review of the adequacy of the existing power generation plants to meet the current and forecast demand in the country;
- An identification of the measures that would promote a much broader access to energy services for a larger portion of the population and, more specifically, for the underprivileged populations;
- A review of the institutional options that would improve the effectiveness of the energy sector of Djibouti.

The following points summarize the situation in the power sector in Djibouti at the time the work was carried out (early 2004):

- The Ministry of Energy and Natural Resources does not have consumption data for all different forms of energy (kerosene, LPG, wood, charcoal, etc.). This fact reinforces the importance of the Household – Energy Survey in establishing the energy balance.
- No study has been carried out to this date on the determination or estimation of the energy consumption price elasticity.
- A fire in the Boulaos power station in 1998 destroyed several generating units and resulted in load shedding in the country between 1998 and 2000. On account of the anomalies noticed in the consumption statistics for all demand categories caused by this load shedding, the methodology adopted for the demand forecast can hardly be based on the econometric approach.
- Major uncertainties persist regarding the options available for electrical supply:
 - There is a new port, currently under construction whose main objective is to be self-sufficient, both in terms of water and energy supply. The information available suggests that the generating station that the Port Authority plans to install will be considerably oversized for its own needs. What emerges from these findings is that the generation surpluses will likely be transferred to EdD, according to terms and conditions (volume and transfer price) to be specified.
 - The capacity and commissioning date of the geothermal power station project have not yet been specified. Moreover, what emerges from the analysis is that the estimates of generation costs for

that power station are subject to a number of uncertainties that must be clarified before deciding to go ahead with the development of geothermal resources.

- There is a project of importing electricity from the neighbouring Ethiopia. This project is now at the tender call stage for the construction of an interconnection line and the negotiations between both parties regarding the transfer price or exchange conditions of electrical power have not yet been addressed.
- There is a possibility that an independent producer comes to Ethiopia to supply electricity exclusively to Djibouti by using imported natural gas. This project is still at the definition stage.
- The transfer of activities from the current facilities to the new port site could result in a decrease in the electrical demand to EdD, or at least in a slowing down of the rate of growth of sales to medium voltage customers. Thus, the impact of the new port on load, both in magnitude and timing is uncertain.
- The implementation of new policies to increase access to electric power, particularly to the poor could have a significant impact on the power demand and, therefore, the investments required meeting that load.

Potential for the Reduction of costs

Djibouti is characterized by having neither fossil resources nor hydroelectric potential. Such a situation will lead to a strong dependency on imported oil products, thus, to a higher cost of energy. For this reason, the analysis of the cost reduction potential in the short and medium terms has mainly emphasized the increase in efficiency of the generating units through a reduction of fuel consumption.

These measures deal with:

- The classical options for increasing the available capacity with the current generation facilities and according to short-term measures;
- The options for increasing the capacity based on long-term changes, such as importations from neighbouring countries (Ethiopia, Yemen), the development of the geothermal potential, or the purchase of energy from the new port facilities.

Potential to Reduce Current Costs of Operation

The following table summarizes the options identified for cost reductions in the short to medium term in EdD under current conditions

Table 2.1: Potential to Reduce Current Costs of Operation

<i>Measure</i>	<i>Short-term</i>	<i>Long-term</i>
Increase the efficiency of the existing diesel units in Djibouti City	Reduction in fuel consumption, and, therefore, cost of at least 10%, which would also have a positive impact on atmospheric emissions	Reduction in fuel consumption, and, therefore, cost of at least 10%, which would also have a positive impact on atmospheric emissions

<i>Measure</i>	<i>Short-term</i>	<i>Long-term</i>
Changes to the applicable tax regime	EdD has NO control over this issue; however, government action could reduce the unit cost of power (per kWh) by 7% to 10%	EdD has NO control over this issue; however, government action could reduce the unit cost of power (per kWh) by 7% to 10%
Reduction in personnel costs	Possible reductions of 5% to 10%	Possible reductions of 30% to 50%
Reduction in depreciation	No potential cost savings identified	No potential cost savings identified
Reduction in financial provisions	No potential cost savings identified	Potential savings would be a function of the success in the program to reduce outstanding receivables
Increase in the return on Capital	This would involve an increase in tariffs of 5% to 10%	The increases in tariffs would be partially offset by the above reductions in operating costs of EdD

Potential to Reduce Costs of Additional Capacity

Increase in Capacity by Traditional Means

An analysis was carried out to assess the costs of power from the installation of new generation using standard technologies such as diesel generation, gas turbines, combined cycle or steam turbines.

The analysis leads to the proposal that EdD (a) maintain a relatively high reserve margin, equal to the capacity of the two largest units (i.e. the ability to meet the load when one unit is out of service for maintenance and another unit suffers an unforeseen outage) and (b) continue to install medium-speed diesel units with an average-size of about 15 MW.

An alternative was also examined of having a reserve margin of only one unit being out of service. This would reduce the investment costs required but would significantly increase the risk of load shedding.

Increase in Capacity Using Renewable Resources

An analysis was carried out to assess the costs of power from the installation of new generation using renewable resources such as a geothermal power station, a park of windmills or photovoltaic solar systems

- **Geothermal Development:**

The analysis carried out, while confirming the tremendous geothermal potential based on its geological characteristics, establishes that Djibouti has the possibility to become a true exporter of base load energy for several countries of the region, on the basis of the development of its geothermal resources.

Such a geothermal development would not only enable the country to achieve important savings on its fuel imports, but would also reinforce the energy independence of the country and reduce the emission of greenhouse gases into the atmosphere as well.

From an economic standpoint and as far as renewable energies are concerned, the geothermal option appears to be the most interesting one for generating energy.

- **Park of Windmill:**

Based on the analysis, none of the eight wind turbine sites studied is economically viable as far as production of electricity is concerned. Nevertheless, the applications of credits for reductions of greenhouse gas emission, in line with the Kyoto Protocol could be sufficient to make it viable.

For instance, in order to make the most attractive site, namely: Ghoubbet, economically viable it would be necessary to eliminate from the calculation the cost of the transmission (i.e. to assume that such a line would be built for other purposes such as the import of power from Yemen) AND provide a credit of approximately \$US4 per ton- equivalent of CO₂.

- **Photovoltaic Solar Systems:**

With regard to the use of solar photovoltaic system for either the generation of electricity or for the pumping of water; the analyses carried out in the study show that these projects are not economically profitable.

As a preliminary conclusion, it can be said that the geothermal energy has the opportunity to be widely used in Djibouti instead of the current generation using the diesel power stations.

Power Purchases

Power purchases were considered from Ethiopia, from Yemen or from the new Port facilities.

The option of imports from Ethiopia appears to be the most interesting one. The marginal cost of production in Ethiopia, plus the cost of transmission to Djibouti City appears to be lower than the cost of power from standard diesel units, when considered over the period of the analysis. However, the economic viability of this alternative would depend upon the price actually negotiated, which may exceed or be less than the marginal cost of production.

The possibility of imports from Yemen are subject to greater uncertainty; although the cost of production in Yemen is significantly lower than in Djibouti (because of access to low-cost fossil fuels) this option would require an expensive submarine cable. In addition, the distances involved with such a line are near the theoretical maximum length of cable available using existing technologies

The purchase of power from the new port is even more uncertain. Although a port representative has stated that the objective of the port is to be self-contained in terms of water and electricity supply, no firm plans were available at the time the team visited (Spring 2003). There is a possibility that the port may install a power plant that exceeds its needs and sell its surplus power to EdD. However, such a plant is likely to burn fossil fuels, as do the EdD plants. Thus the cost of production from the plant

installed by the port could approximate those of EdD, with some savings due to economies of scale and from the installation of newer machines.

Supply-Demand Balance

This part of the report considers the optimum approach to meeting the load in Djibouti City as well as the two other EdD systems in the country: the Southern Subdivision that consists of the districts of Dikhil and Ali Sabieh and the Northern Subdivision consisting of the areas of Tadjourah and of Obock.

It should be noted that the analysis does not establish the economic level of profitability of each of the solution considered, but rather organizes them on a hierarchical basis, according to a least unit cost criterion, and according to the alternatives allowing EdD to react and to meet the growing energy demand requirements of energy in the long run.

Djibouti City

In spite of the highest capital costs, the results of the analysis ranks the geothermal power station option in first position, with total costs unquestionably lower than the other solutions of extension of the Djibouti City's production capacity.

This conclusion can be understood by the cost-cutting measure brought on by the annual savings in fuels, which rise from the reduction of the annual costs of operation compared to the options with diesel engine units. However, the huge capital investment required for the construction of the geothermal power station can represent a barrier for the realization of the project. The level of necessary investment is about DJF 20 billion (approximately US\$ 1 15 million) for the option with geothermal power station, compared to the DJF 10.2 billion for the option with diesel engines with a 30 MW system reserve.

Other EdD Systems

The other systems currently produce power from small diesel units. The screening curves in Section 5.1 of the report suggest that, of the small units that could be considered, diesels are the lowest cost. In order to meet the expected load in these systems over the period of the analysis (to 2018), an investment of about DJF 820 million would be required; DJF 440 million for the southern subdivision and DJF 380 million for the northern subdivision.

Increased Access to Energy

As far as the increase of access to electricity is concerned, it is clearly uneconomic to extend the existing networks, considering the small size of rural populations and their scattered distribution.

However, it would be possible, if the State or lending organizations accepted to subsidize rural electrification¹, to implement the following measures:

- Extension of Djibouti City network to neighbouring population centres,
- Installation of small diesel units,
- Installation of wind energy systems,
- Installation of solar energy systems.

These measures could be implemented in parallel with a review of the structure and social component of current tariffs, to encourage EdD to supply electricity to clients living outside Djibouti City.

For oil products, more particularly the kerosene used by over 95% of Djibouti households, the tax reduction recently granted by the Government is a positive measure. Without road improvement it would not be feasible to reduce delivery costs of that product to the most remote communities.

As far as firewood is concerned and considering the low efficiency of the three-stone system largely used for cooking food, incentives should be found to develop and spread more efficient techniques, such as the “Gender and Environment” project carried out by CERD in the Hol-Hol and Ali-Addé region.

Institutional Arrangements

The conclusions reached are as follows:

Based on the analysis described in the report, the following institutional changes are recommended:

- Electricity generation should be undertaken by private developers selling power to EdD under long-term contracts. EdD’s existing power plants should be transferred to private owners/operators following a competitive, transparent tender. There is interest from the private sector in this activity.
- In relation to the core functions of EdD (transmission, distribution and buying/selling), the Government should carefully consider a “management buyout” type private concession combined with regulated performance targets.
- A central energy cell should be created to support small-scale energy schemes and should be located within MENR. The central agency would probably be staffed by one person who would operate a small network of perhaps two or three regional people who would, in turn, support part-time town/village managers.
- The central energy cell mentioned above should also be responsible for promoting energy efficiency.

¹ According to terms and conditions to be defined to make sure that target populations will not be forgotten.

Also based from the analysis carried out, the following policies are suggested:

- Changes to electricity tariff policies to:
 - eliminate declining blocks,
 - reduce the size of the lifeline tariff to 50 kWh/month,
 - convert the benefit of subsidised electricity for EdD staff into a one-off salary increase and
 - introduce industrial tariffs that are higher outside of Djibouti Ville.
 - The elimination or reduction of taxes on fuel oil used for power generation appears attractive but consideration should be given to the broader Government budget before this tax is changed.

Djibouti should consider seeking emission credits through the CDM mechanism of UNFCCC. This would help finance some renewable energy schemes that might otherwise be financially unattractive.

1. Introduction

Eléments caractéristiques de Djibouti

Situation géographique

La République de Djibouti, d'une superficie de 23 200 km², est située dans la Corne de l'Afrique et partage ses frontières avec l'Erythrée au nord, l'Éthiopie à l'ouest et au sud et la Somalie au sud-est. Elle possède une façade maritime longue de 370 km qui donne sur la mer Rouge et le Golfe d'Aden (sur l'océan Indien). La République de Djibouti tire profit d'une position stratégique par sa situation à l'entrée de la mer Rouge, en tant que point de carrefour de deux continents (l'Afrique et l'Asie) et d'une voie d'accès vers l'Europe (à travers la mer Rouge et le canal de Suez). La carte de la page suivante donne un aperçu de sa localisation géographique et indique les principales localités du pays.

Régions

La République de Djibouti est divisée en cinq circonscriptions administratives appelées districts. La nouvelle politique du gouvernement en matière de décentralisation a créé des Conseils régionaux aux seins des districts.

Le district de Djibouti concentre environ deux tiers de la population du pays (420 000 habitants). La ville de Djibouti, chef-lieu du district, abrite les principales activités économiques et culturelles du pays.

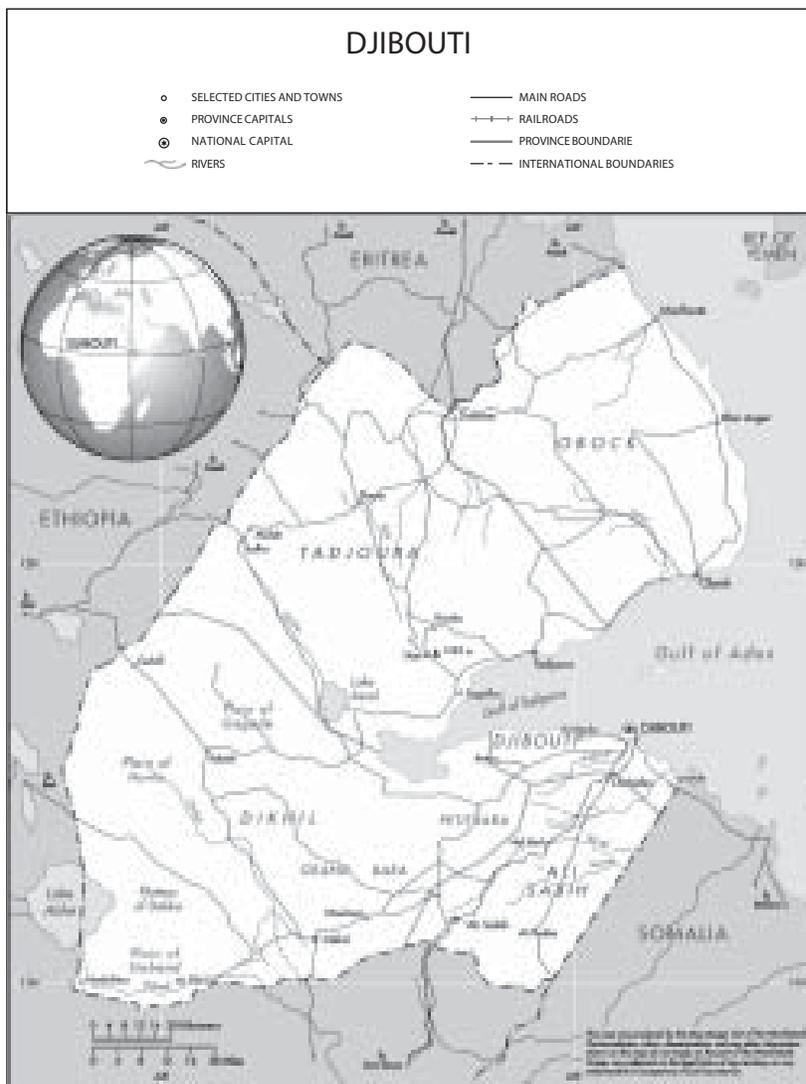
Le district d'Ali-Sabieh est situé au sud-est du pays et est habité par une population estimée à 49 500 habitants. Les perspectives de développement de ce district reposent sur les activités liées au transport par le chemin de fer, à l'exploitation des matériaux de construction (cimenterie) et au stockage des marchandises en transit vers l'Éthiopie.

Le district de Dikhil avec une population estimée à 52 900 habitants, est situé au sud-ouest du pays. Ce district a longtemps bénéficié des retombées du commerce frontalier.

Le district de Tadjourah, avec une population estimée à 45 000 habitants, est situé au centre-nord du pays. Ce district possède des atouts en matière de tourisme. Les principales activités développées à Tadjourah sont l’exportation du sel, l’une des rares ressources naturelles du pays et celles liées à la pêche, qui actuellement connaissent une forte croissance. Le district disposera bientôt d’un port moderne dans la ville de Tadjourah, complémentaire de celui de Djibouti-ville (du district de Djibouti).

Le district d’Obock est situé à l’extrémité nord du pays et compte une population estimée à 20 700 habitants. Le district offre de grandes perspectives dans le domaine de la pêche. Il est aussi prévu qu’une partie des activités du port actuel de Djibouti, comme les transbordements, soient délocalisées à Obock-ville, le chef-lieu de ce district.

Figure 1.1: Carte de Djibouti



Population

La population de Djibouti était estimée en 1998 à 680.000 habitants dont environ deux tiers vivent à Djibouti-ville, la capitale du pays. Le taux d'accroissement de la population est très élevé, soit 6% par an, dont 3% sont dûs aux flux migratoires. Les langues officielles du pays sont le français et l'arabe. Le somali et l'afar sont les langues nationales. La majorité de la population (98 %) est de religion musulmane de rite sunnite. Les jeunes de moins de 20 ans représentent près de 53 % de la population du pays.

En 2002, la population de Djibouti se répartissait comme suit (base de l'enquête EDSF/PAPFAM, données ajustées de la population totale) :

Population urbaine	325 411	72 %
Population rurale	129 724	28 %
Ensemble du pays	455 135	100 %

La disparité entre les données de l'enquête de 2002 et celles qui figurent sur le site Internet officiel du pays s'explique par la raison suivante : les données du site Internet officiel de la République de Djibouti reposent sur les informations de l'année 1998 et tiennent donc compte des déplacements de la population du fait de la guerre civile en Ethiopie à cette période.

Economie

L'économie¹ de Djibouti repose essentiellement sur les activités tertiaires qui assurent près de 83 % du Produit Intérieur Brut. Autour du port de Djibouti-ville ainsi que du chemin de fer djibouto-éthiopien se sont développés le commerce et les activités bancaires et d'assurances. La part de l'Etat dans la formation du PIB reste également très importante. Elle représentait environ 30 % du PIB en 1998.

Les secteurs primaire et secondaire sont très peu développés. Leurs contributions au Produit intérieur brut (PIB) s'élevaient respectivement à 4 % et 13 % en 1998. L'élevage ovin est l'activité principale en milieu rural. Toutefois, la rigueur du climat, le territoire aride et l'absence de traditions agricoles freinent le développement de ce secteur. Les activités reliées à la pêche connaissent une certaine croissance. Cette tendance devrait s'accroître avec l'inauguration récente d'un port de pêche et d'un centre de formation sur les métiers de la pêche. Le développement du secteur secondaire se heurte à plusieurs obstacles, à savoir le manque des ressources naturelles, l'absence de la main d'œuvre qualifiée et les coûts élevés des facteurs de production.

¹ Ces informations proviennent du site officiel de la République de Djibouti.

Après plusieurs années de récession, Djibouti a connu une croissance économique positive de l'ordre de 1,3 % en 1998 et de 3 % en 1999.

Ressources énergétiques

Djibouti ne possède ni ressources énergétiques fossiles ni potentiel hydraulique. L'approvisionnement en ressources énergétiques, essentiellement des produits pétroliers, se fait par importation, principalement de Dubaï, les Emirats Arabes Unis (90 %). Cette forte dépendance énergétique du pays aux produits pétroliers a, bien entendu, un impact négatif sur l'accessibilité des populations locales aux Energies modernes. En outre, l'appel massif à l'importation des ressources énergétiques induit un coût élevé de l'Energie, ce qui constitue, particulièrement dans les zones rurales, un facteur d'aggravation de la pauvreté.

A ce jour, l'essentiel de l'approvisionnement repose sur les formes d'Energie dites 'modernes' (kérosène, électricité et gaz butane), sur la base des prix du marché international. Cet état de fait a comme conséquence des coûts - les prix des produits énergétiques - qui se révèlent élevés par rapport aux ressources de paiement dont disposent les segments les plus pauvres de la population.

Le potentiel en matière d'Energies renouvelables se révèle intéressant aussi bien en ce qui concerne l'Energie solaire que l'Energie éolienne. De surcroît, Djibouti dispose de ressources géothermiques substantielles. Plusieurs zones de développement de cette ressource énergétique ont déjà été identifiées et des puits ont déjà été forés, en particulier dans la zone du lac Assal.

Éléments clés révélés au cours de la mission à Djibouti

Les points importants qui ont été enregistrés lors de la mission de démarrage in situ, et qui sont susceptibles d'avoir un impact certain sur l'étude, sont repris ci-après :

- le ministère de l'Energie et des Ressources naturelles ne dispose pas de données sur l'ensemble de la consommation des diverses formes d'Energie (kérosène, GPL, bois, charbon de bois, etc.) Ce constat vient encore renforcer l'importance des résultats définitifs de l'enquête Ménage – Energie (récemment achevée) pour ce qui est de l'établissement du bilan énergétique global du pays;
- aucune étude n'a été menée jusqu'à ce jour sur la détermination ou l'estimation de l'élasticité de la demande par rapport aux prix (élasticité-prix);
- il y a eu un incendie dans la centrale de Boulaos en 1998 qui a détruit plusieurs machines et a entraîné un certain nombre de délestages sur le réseau de l'électricité dans les années 1998 et 1999. Suite aux anomalies constatées durant lesdites années dans les statistiques de consommation, sur toutes les catégories de consommateurs, la prévision de la demande en Energie pour les prochaines années devrait éviter l'utilisation d'une approche économétrique, approche qui se base sur une continuité entre le passé et le futur (plus de détails au chapitre 3) ;

- d'importantes incertitudes persistent présentement sur les options futures d'approvisionnement en électricité de la ville de Djibouti, soit le plus gros centre de consommation du pays. Une de ces incertitudes touche au développement du nouveau port dont l'objectif principal est d'être autosuffisant en matière d'Énergie pour l'alimentation aussi bien en eau qu'en Énergie. Par conséquent, le transfert de certaines activités du port actuel vers le nouveau site portuaire entraînerait une réduction de la demande d'électricité adressée à EdD. S'il est possible d'estimer cette diminution, il s'avère actuellement difficile d'en connaître la date exacte. En outre, les informations obtenues indiquent que l'Autorité portuaire se propose d'installer dans la centrale qui alimentera le nouveau port, une capacité de production supérieure à ses besoins propres. Il ressort de ce constat que le surplus d'Énergie produit par cette centrale sera susceptible d'être cédé à l'EdD, selon des conditions (volume et prix de cession) qui restent à être précisées ;
- le projet sur l'utilisation des ressources géothermiques n'a pour le moment fixé ni le niveau de puissance et la date de mise en service de la centrale géothermique. De plus, les estimations des coûts de production de cette centrale sont assujetties à un certain nombre d'incertitudes qui doivent être levées avant de décider d'aller de l'avant dans la mise en valeur de la ressource géothermique ;
- un projet d'importation d'Énergie électrique de l'Éthiopie est actuellement au stade des appels d'offre pour la construction de la ligne d'interconnexion. Il reviendra ensuite aux deux parties d'aborder les négociations relatives au prix de cession et aux conditions de livraison de l'Énergie électrique ;
- un projet, encore en stade de définition, vise la possibilité qu'un producteur indépendant s'installe en Éthiopie afin de fournir de l'électricité exclusivement à Djibouti en se servant de gaz naturel provenant de l'importation.

Contenu du rapport

Ce rapport se compose de huit sections :

- Section 1 : Introduction
- Section 2 : Description de la situation qui prévaut actuellement à Djibouti, aussi bien en matière de consommation qu'en approvisionnement en Énergie
- Section 3 : Prévission de la demande en Énergie
- Section 4 : Options de production d'électricité
- Section 5 : Analyse de l'équilibre Offre - Demande
- Section 6 : Potentiel de réduction des coûts de l'Énergie aux consommateurs, à court et à long terme
- Section 7 : Mesures proposées pour améliorer l'accès de la population à l'Énergie
- Section 8 : Propositions de modifications institutionnelles afin d'appuyer et de promouvoir les mesures de réduction des coûts de l'Énergie ainsi que d'une stratégie d'amélioration de l'accès à l'Énergie.

2. Analyse de la situation actuelle des ressources d'énergie à Djibouti

L'Energie électrique

Niveau de la demande

La répartition du nombre d'abonnés au service de l'électricité et de leurs consommations en 2001 est présentée au tableau ci-après :

Localité	Nombre de clients en 2001		Consommation en GWh	
Djibouti-ville ²	32 676	90,6 %	181,5	96,9 %
Ali-Sabieh	1 358	3,8 %	2,1	1,1 %
Dikhil	861	2,4 %	1,9	1,0 %
Obock	448	1,2 %	1,3	0,7 %
Tadjourah	737	2,0 %	0,7	0,4 %
Total :	36 080	100,0 %	187,5	100,0 %

Le tableau 2-1 présente pour Djibouti ville (qui représente plus de 95% de la consommation totale du pays) la production brute, la consommation des auxiliaires, l'Energie livrée au réseau, le montant facturé à la clientèle et le niveau des pertes pour les années 1998 à 2003.

Il ressort des discussions avec la Direction générale de l'EdD que les pertes techniques représentent environ 11 % de l'Energie livrée au réseau. Le solde des quantités non recouvrées correspond à des pertes non techniques, et elles se situent entre 3 % et 6 % de la quantité d'Energie livrée au réseau (à l'exception de l'année 1998 qui est singulière du fait de l'incendie survenu dans la centrale de Boulaos).

² Djibouti-ville inclut Balbata, et Arta

Le tableau 2-2 présente les statistiques de la clientèle par catégories tarifaires pour l'année 2001 pour l'ensemble du pays. Le premier enseignement à en tirer tient au fait que la clientèle se répartit de façon quasi uniforme entre la clientèle spéciale (tous les clients de la moyenne tension et les gros clients de la basse tension), et la clientèle courante (les autres clients de la basse tension). Au cours de cette année, le résultat net financier s'est élevé à 39,4 millions de francs djiboutiens (FD), pour un niveau des capitaux propres du propriétaire d'EdD de 2 181,7 millions FD. Le rendement sur fonds propres pour cette année s'établit ainsi à 1,81%. A titre de comparaison, un rendement satisfaisant dans le secteur privé se situerait entre 12 % et 15 %. Cette analyse rapide relève une divergence entre les besoins financiers et les revenus tarifaires de l'EdD, cela peut se justifier par un niveau peu élevé des tarifs ou des dépenses trop élevées de la compagnie d'électricité. Un rendement effectif de 12 % sur les fonds propres suppose dans le cas présent une augmentation des recettes tarifaires de plus de 550 millions de FD, soit un taux d'accroissement de 7,35 % sur la facturation.

Table 2.1: Production et ventes d'Énergie électrique – Djibouti-ville

		1998	1999	2000	2001	2002	2003
<i>Production brute</i>	MWh	147 468	184 389	226 320	234 310	247 555	260 660
<i>Auxiliaires</i>	MWh	7 757 5,3 %	6 149 3,3 %	10 483 4,6 %	10 367 4,4 %	11 429 4,6 %	11 659 4,5 %
<i>Emissions sur le réseau</i>	MWh	178 240	178 240	215 837	223 943	236 126	249 001
<i>Facturation</i>							
Clientèle spéciale	MWh	61 209	69 168	85 685	89 679	97 556	104 392
dont Cercles	MWh				1 164	1 515	1 729
Clientèle courante	MWh	62 452	78 334	93 649	98 983	102 105	107 516
dont Cercles	MWh				4 864	4 843	6 279
Total Djibouti-ville	MWh	123 661 69,4 %	147 502 82,8 %	179 334 83,1 %	187 497 83,1 %	193 302 81,9 %	203 900 81,9 %
<i>Pertes</i>	Total	54 579	30 738 17,2 %	36 503 16,9 %	37 882 16,9 %	42 824 18,1 %	45 101 18,1 %
Techniques			11,0 %	11,0 %	11,0 %	11,0 %	11,0 %
Non-techniques			6,2 %	5,9 %	5,9 %	7,1 %	7,1 %

Table 2.2: Analyse des ventes d'Énergie électrique - 2001

	Contrat actifs (unités)	Énergie facturée (MWh)	Consommation moyenne* (kWh/abonné)	Facturation (Millions FD)	Prix moyen (FD/kWh)
<i>Clientèle courante</i>					
Tarif social	12 463	15 797	1 267	572	36,21
Tarif domestique	10 874	52 945	4 869	2 141	40,44
Agents EdD	1 106	7 968	7 204	41	5,15
Autres	3 135	17 408	5 553	879	50,49

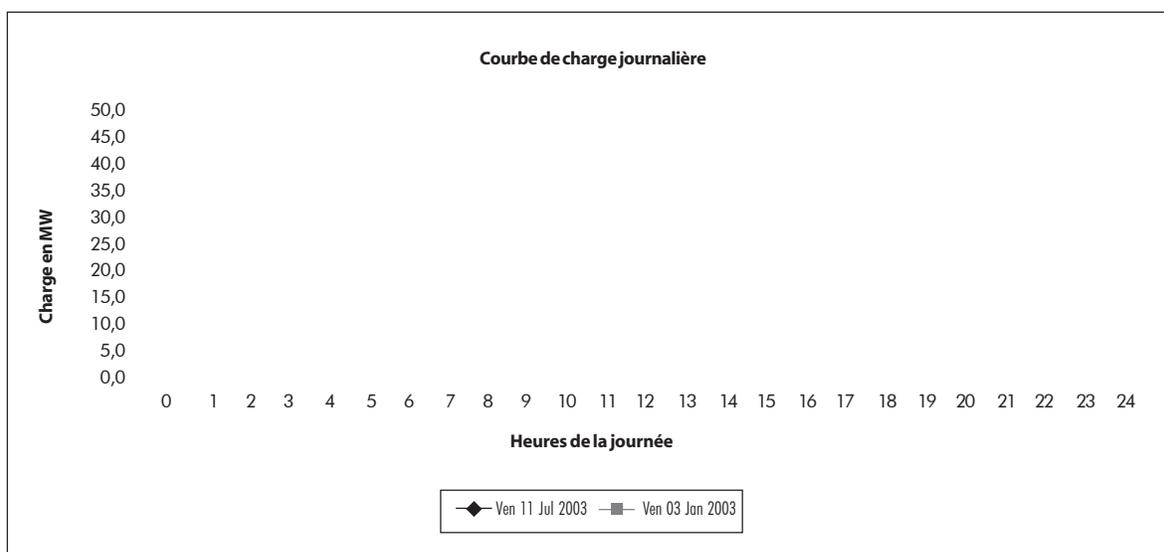
	Contrat actifs (unités)	Energie facturée (MWh)	Consommation moyenne* (kWh/abonné)	Facturation (Millions FD)	Prix moyen (FD/kWh)
SOUS-TOTAL :	27 578	94 118	3 413	3 633	38,60
Clientèle spéciale					
Tarifs chantiers	71	745	10 493	41	55,03
Eclairage public	170	1 417	8 335	51	35,99
Autres	109	18 426	169 046	1 086	58,94
MT Djibouti-ville	116	66 763	575 543	2 437	36,50
SOUS-TOTAL :	466	87 351	187 448	3 615	41,38
Total - Djibouti-ville	28 044	181 469	6 471	7 248	39,94
Cercles					
Basse tension	2 344	4 864	2 075	215	44,20
Moyenne tension	9	1 164	129 333	62	53,26
SOUS-TOTAL :	2 353	6 028	2 562	277	45,95
Total - Pays	30 397	187 497	6 168	7 525	40,13

*Energie facturée durant l'année rapportée aux contrats actifs à la fin de l'année
Source : Rapport d'activité EdD – 2001

Il ressort des discussions avec les dirigeants de l'EdD que la réfrigération, qui se compose de la climatisation et de la ventilation, représente le principal usage de l'électricité. En effet la forme atypique de la courbe de charge journalière à Djibouti trouve son explication dans les modes d'utilisation des équipements domestiques liés à la réfrigération³.

La figure ci-après fournit des exemples de courbes de charge caractéristiques de la saison chaude (qui dure de mai à septembre), de même que de la saison fraîche (qui s'étend d'octobre à avril). La saisonnalité de la courbe de charge se passe de commentaires puisqu'il en ressort nettement une différence de niveau d'appel de l'ordre de 20 à 25 MW entre les deux saisons.

³ Les résultats préliminaires de l'enquête Ménages-Energie (EDAM Energie 2004) conduite et réalisée actuellement par la DISED, n'ont toutefois pas permis d'affiner ce constat dans la mesure où ils ne procèdent pas à l'étude des corrélations entre la possession d'appareils de réfrigération (climatiseurs, ventilateurs) et le niveau de revenus des ménages urbains.



Parc existant de production d'électricité

Le parc de production existant se compose entièrement de groupes diesels de type semi-rapide. Une des principales raisons qui a limité à ce jour l'emploi exclusif de groupes diesels, est la disponibilité restreinte des types de combustibles. En effet, le pays ne dispose ni de ressources d'hydrocarbures, ni de possibilités d'approvisionnement en combustible par des pays voisins. Les seuls combustibles fossiles disponibles à des prix raisonnables dans la région sont le gasoil (appelé encore fuel léger ou huile diesel, ou distillat) et le fuel-oil (appelé encore mazout lourd ou huile n° 6 ou huile résiduelle).

Capacités installées et notions de disponibilité

Tel que mentionné au début du présent chapitre, cinq localités sont électrifiées à Djibouti : Djibouti-ville, Ali-Sabieh, Dikhil, Obock et Tadjourah. Deux centrales alimentent Djibouti-ville, à savoir : la centrale de Boulaos, située dans la partie sud de la capitale, et la centrale de Marabout, située à l'entrée du port de Djibouti. La description des groupes qui composent ces deux centrales est présentée ci-après :

Centrale de Boulaos

Groupe	Année d'installation	Type groupe	Puissance installée (MW)	Heures de fonctionnement	Puissance disponible (MW) (Données de 2002)
G1	1976	Alsthom Pielstick 18PC2-2	5,5	108 153	4,5
G12	2004	Caterpillar	7,45		
G13	2001	Wartsilla GMT 16VA32	5,5	12 632	5,2
G14	2001	Wartsilla GMT 16VA32	5,5	12 952	5,2

Groupe	Année d'installation	Type groupe	Puissance installée (MW)	Heures de fonctionnement	Puissance disponible (MW) (Données de 2002)
G15	2001	Wartsilla GMT 16VA32	5,5	13 432	5,2
G16	2001	Wartsilla GMT 16VA32	5,5	10 025	5,2
G17	2003	Caterpillar	7,45	2 434	
G18	2004	Caterpillar	7,45		
G21	1984	Grandi Motore TriesteB550/18	15,2	95 996	10
G22	1985	Grandi Motore TriesteB550/18	15,2	69 242	10
G23	1988	M.A.N.9L52/55A	5,5	79 953	4,5
G24	1988	M.A.N.9L52/55A	5,5	77 052	4,5
G25	1999	Wartsilla 18v46	15	21 603	14

Centrale de Marabout 2

Groupe	Année d'installation	Type groupe	Puissance installée (MW)	Heures de fonctionnement	Puissance disponible (MW) (Données de 2002)
M1	1999	Wartsilla Type 16V25	3	1 505	2,3
M2	1999	Wartsilla Type 16V25	3	13 658	2,3
M3	1999	Wartsilla Type 16V25	3	10 325	2,3
M4	1999	Wartsilla Type 16V25	3	14 316	2,3
M5	1999	Wartsilla Type 16V25	3	11 759	2,3
M6	1999	Wartsilla Type 16V25	3	12 932	2,3

Du point de vue de l'état de vieillissement des équipements, la centrale de Boulaos peut se diviser en deux parties :

- la partie ancienne, comportant des groupes diesels antérieurs à l'année 1988, dont le plus ancien date depuis 1976. La capacité nominale de ces équipements totalise 46,9 MW, et
- la partie récente, comportant des groupes diesels installés en 1999, 2001, 2003 et 2004. La capacité nominale installée depuis 1999 atteint 59,3 MW.

Par conséquent, la capacité totale installée en 2004 sur le site s'élève à 106,2 MW. Toutefois, la puissance disponible est moins élevée. La valeur annoncée en 2002 (nette sur le site) était de 68,3 MW (sur un total installé de 83,9 MW à l'époque). En outre, suite à une grave avarie survenue au mois de mai 2003, le

groupe G22 de 15,2 MW à été retiré du service. Compte tenu de l'âge du moteur (environ 20 ans) et des coûts de réhabilitation prohibitifs, l'EdD ne prévoit plus sa remise en service.

Qui plus est, les quatre groupes Wartsilla de 5,5 MW installés en 2001 sont présentement pratiquement indisponibles et ce pour des défauts intrinsèques aux moteurs. Le problème devient sérieux au point de devoir déposer une demande d'arbitrage contre le constructeur Wartsilla Italie.

Quant aux équipements de la centrale de Marabout 2, ils ont été tous installés en 1999. Composée de 6 groupes d'une capacité nominale de 3 MW chacun, la centrale de Marabout 2 a atteint en 2002 une puissance effective de 13,8 MW.

Un premier constat porte sur la capacité du parc de production à répondre aux besoins des consommateurs : la puissance disponible des deux centrales s'est élevée en 2002 à 82,1 MW, soit presque le double de la demande maximale du réseau (la pointe historique observée en 2002 -au 16 juin- est de 42,7 MW). Suite aux défaillances observées en 2003 et 2004, et même avec l'ajout de trois nouveaux groupes (G12, G17 et G18), la réserve du système a diminué de 39,4 MW en 2002 à 25,8 MW en 2004.

Le deuxième constat porte sur la grande disparité des modèles de groupes diesels installés. Suivant un inventaire des groupes de production des deux centrales, on dénombre sept modèles différents issus de cinq fabricants différents ! Cet aspect constitue un obstacle majeur dans l'optique d'une exploitation et d'un entretien efficaces. Cela nécessite en effet un parc de pièces de rechanges très important et difficile à gérer, en plus de requérir des opérateurs chevronnés, qui possèdent une connaissance de plusieurs modèles de machines, chacune ayant ses équipements auxiliaires et contrôles distincts.

L'analyse de disponibilité de la puissance installée comporte deux notions de base :

- *la disponibilité* d'un groupe diesel est une notion temporelle qui se réfère à la période de fonctionnement de la machine. Elle se définit comme le pourcentage du nombre d'heures durant lesquelles le groupe est en état de fonctionnement (disponible) à plein régime ou à régime réduit, par rapport au nombre total d'heures de la période considérée. La notion contraire, d'indisponibilité, reflète la période de temps pour laquelle le groupe est hors de fonctionnement;
- *la disponibilité effective de la puissance* est une notion qui se réfère tant à la période de fonctionnement qu'au niveau du travail délivré par la machine. Elle est donc définie comme le pourcentage de la puissance moyenne effective disponible durant la période considérée, par rapport à la puissance installée. La notion contraire reflète donc le manque de puissance de la machine ainsi que son indisponibilité temporelle.

Par exemple, un groupe diesel d'une capacité nominale de 10 MW capable de fournir uniquement 5 MW sur seulement six mois de l'année aurait une disponibilité de 50% et une disponibilité effective de la puissance de 25%.

Les données statistiques relatives à l'analyse de disponibilité des groupes et utilisées aux fins de cette présentation figurent dans le Rapport d'activité de l'année 2002 obtenu de l'EdD.

- **Centrale de Boulaos :**

La disponibilité des groupes de la centrale de Boulaos est relativement faible (67%). Les arrêts programmés sont estimés à 14,9% et les arrêts fortuits (pannes) à 18,1%. Normalement, dans une centrale à groupes diesels moderne et bien gérée, les équipements de production présentent des disponibilités de 85% à 94%.

Cette faible disponibilité des groupes diesels de la centrale de Boulaos semble liée à deux facteurs:

- d'une part, la présence de plusieurs groupes vieux et peu fiables qui datent d'avant 1988, et
- d'autre part le manque de pièces de rechange disponibles aux centrales.

Ces deux facteurs combinés provoquent des périodes anormalement longues de non-disponibilité des groupes qui, lorsqu'ils sont arrêtés pour cause de pannes ou d'entretien, présentent de très longs délais de remise en service. Les visites des centrales ont révélé des délais de remise en service de deux à trois fois plus élevés que la norme.

- **Centrale de Marabout 2 :**

Quant à la centrale de Marabout 2, mise en service en mars 1999 et donc assez récente, elle a affiché en 2002 une disponibilité moyenne de ses groupes de 81,8%. Les arrêts programmés étaient estimés à 10,4% et les pannes à 7,8%. En outre, il faut noter que quatre des six groupes de cette centrale ont affiché des disponibilités très satisfaisantes, proches ou supérieures des moyennes attendues (entre 86 et 94%).

Ces bons résultats sont liés aux facteurs identifiés précédemment, soit des groupes assez récents (1999) et d'un modèle identique (ce qui facilite l'exploitation et l'entretien par la gestion d'un stock adéquat de pièces de rechange).

- **Ensemble des deux centrales :**

Pour l'ensemble des deux centrales, le rapport d'activité de 2002 présente les valeurs mensuelles suivantes pour les puissances installées, disponibles et de pointe. On précise que le groupe G17 Caterpillar de 7,4 MW était en cours d'installation à cette époque (il a été mis en fonctionnement en 2003) et par conséquent il n'est pas inclus dans la capacité disponible de l'année 2002.

An 2002	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Moyenne
Puissance installée (MW)	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9	101,9
Puissance disponible (MW)	60,5	56	60,5	65	59,5	55	69,5	64	64	64	64	59,5	61,8
Disponibilité effective de la puissance %	59,4	55	59,4	63,8	58,4	54	68,2	62,8	62,8	62,8	62,8	58,4	60,6
Pointe max. atteinte (MW)	23,6	23,71	28,17	31,91	40,73	42,70	41,71	41,06	41,96	36,44	31	28,10	

Il est à noter que la disponibilité effective de la puissance est inférieure aux disponibilités horaires annoncées séparément pour les deux centrales (67% pour Boulaos et 81,8% pour Marabout 2). Cela prouve que certains groupes n'étaient parfois disponibles qu'à puissance réduite, ce qu'illustre la puissance dite «effective» (annoncée à 84 MW) qui se révèle inférieure à la puissance réellement disponible sur le réseau. On peut supposer de façon légitime que l'addition à la centrale de Boulaos de trois groupes neufs de Caterpillar (G17 en 2003, G12 et G18 en 2004) viendra améliorer sensiblement la disponibilité effective de la puissance.

Par ailleurs, on remarque que même si la puissance disponible en 2002 (54 MW) était faible par rapport à la puissance totale installée (101,9 MW), elle était tout de même amplement suffisante pour couvrir la pointe maximale de la demande (42,7 MW). La réserve du système a varié au cours des 12 mois de l'année de 2002 de 26% (en pointe, en juin) à 51% (pendant la saison sèche). Ceci prouve que l'abondance de la puissance installée du système compense très largement la faible disponibilité des groupes, ce qui sera encore plus confirmé à partir de 2003 par l'addition des groupes G12, G17 et G18.

Finalement, on note qu'en 2002 la centrale de Boulaos a fourni 94% de l'électricité produite, alors que celle de Marabout 2 n'en a fourni que 6%.

Consommations spécifiques et rendements de production

- **Consommations spécifiques :**

Le rapport d'activités de 2002 présente les consommations de combustibles gasoil (huile diesel) et fuel-oil (mazout lourd), tant en valeurs absolues (tonnes par an) que relatives (consommations spécifiques, en g/kWh). Il est à noter que les consommations spécifiques présentées pour chacun des combustibles doivent être replacées dans leur contexte. En effet, comme le rapport fait référence à la consommation (en tonnes par an) d'un seul combustible pour caractériser la production totale d'électricité réalisée à partir d'une combinaison des deux combustibles (gasoil et fuel-oil), seules les valeurs de la consommation spécifique globale de combustible sont représentatives et ont donc été prises en considération dans la présente étude.

On constate que les valeurs moyennes annuelles de la consommation spécifique globale pour les années 2001 et 2002 s'élevaient à 218 g/kWh et 231 g/kWh respectivement. Les chiffres obtenus pour 2003 in situ à Djibouti indiquent une consommation spécifique globale de 237 g/kWh, comme le montre le tableau qui suit.

Consommation spécifique	Les deux centrales ensemble	Centrale de Boulaos ¹	Centrale Marabout 2 ²
2001	218 g/kWh	Non disponible	Non disponible
2002	231 g/kWh	230,6 g/kWh (gasoil + fuel)	238,9 g/kWh (gasoil)
2003	237 g/kWh	Non disponible	Non disponible

1. Combustibles utilisés : gasoil et fuel-oil;

2. Combustible utilisé : uniquement du gasoil.

Pour l'année 2003 les deux centrales ont consommé un total de :

- 6 982 tonnes de gasoil, soit 237g/kWh
- 54 790 tonnes de fuel, soit 210 g/kWh
- 119 tonnes d'huile de graissage (T40, T30 et X 40) soit 4,3 g/kWh

Les résultats présentés ci-dessus mènent à plusieurs remarques :

Les consommations spécifiques sont légèrement supérieures à celles rencontrées dans la plupart des centrales à groupes diesels. A titre de comparaison, le « Journal of Institution of Diesel and Gas Turbine Engineers » du mois de mai 2003 (qui porte sur la période de 2002) donne des statistiques de consommation de plusieurs centrales munies du même type d'équipement de production à travers le monde (groupes diesels semi-rapides) où les consommations spécifiques varient entre 200 et 215 g/kWh.

La centrale de Marabout 2 a enregistré en 2002 une consommation spécifique supérieure à celle de Boulaos, malgré le fait qu'elle n'utilise que du gasoil, soit un combustible supérieur. L'explication de ce fait ne se trouve pas dans la qualité du combustible utilisé, mais plutôt dans le niveau de chargement des équipements. Comme la centrale de Boulaos a produit 94% de l'Énergie totale, ses installations ont fonctionné à une charge rapprochée de celle optimale, tandis que les équipements de la centrale de Marabout 2 ont fonctionné à charge partielle très basse en plus d'être souvent arrêtés et redémarrés.

La consommation spécifique globale (sur les deux centrales) a augmenté chaque année depuis 2001, ce qui est lié à une utilisation plus étendue à charge partielle des équipements de la centrale de Marabout 2 du fait des problèmes d'indisponibilités prolongées des groupes de la centrale de Boulaos.

• **Rendements de production de l'Énergie :**

A des fins de comparaison entre les groupes diesels existants dans les centrales de Djibouti et d'autres types de groupes générateurs disponibles au monde, nous avons effectué une conversion des consommations spécifiques en rendements nets. Cette conversion a été appliquée à chaque centrale pour l'année 2002, soit la seule année où des données détaillées sont disponibles, en utilisant des contenus calorifiques moyens des combustibles suivants :

- Fuel-oil : 17 750 Btu/lb (PCI⁴) = 9 725 kcal/kg
- Gasoil : 18 250 Btu/lb (PCI) = 10 001 kcal/kg

Le contenu calorifique du gasoil s'applique directement à la consommation spécifique de la centrale de Marabout 2, alors qu'une moyenne pondérée a été utilisée pour la consommation spécifique de la centrale de Boulaos, cela en fonction des pourcentages de fuel-oil et de gasoil consommés en 2002.

Les résultats de cette conversion sont les suivants :

Année 2002	Centrale de Boulaos	Centrale de Marabout 2
Consommation spécifique	230,6 g/kWh	238,9 g/kWh
Rendement net équivalent (sur PCI)	37,8%	35,5%

Les rendements présentés ci-dessus sont exprimés en valeurs nettes, c'est-à-dire relatives à la production nette d'électricité après la soustraction de la consommation de tous les auxiliaires. Par conséquent, ils ne doivent pas se comparer aux rendements bruts annoncés par les fabricants d'équipements. Pour les fins d'une telle comparaison il faudrait extraire du rendement brut annoncé par les fabricants la partie correspondant aux auxiliaires. Par exemple, Wartsilla annonce un rendement brut de 41,7% pour le groupe 16V25 qui équipe la centrale de Marabout 2, de 43,7% pour le groupe 16V32 et de 44,3% pour le groupe 18V46 qui équipent la centrale de Boulaos. En considérant une valeur moyenne usuelle de 8% pour la consommation des auxiliaires, il résulte les valeurs nettes suivantes pour lesdits groupes Warstillia :

- 38,4% pour le groupe 16V25 de la centrale de Marabout 2, par rapport à 35,5% effectif moyen annuel ;
- 40,2% pour le groupe 16V32 et 40,8% pour le groupe 18V46 de la centrale de Boulaos, par rapport à 37,8% effectif moyen annuel pour l'ensemble de la centrale.

⁴ Pouvoir calorifique inférieur.

Réseaux de transport et de distribution

Au 31 décembre 2002, les réseaux en service représentaient une longueur totale de 636 528 m et se répartissaient comme suit selon les niveaux de tension :

- Réseau 63 kV (Haute Tension) : 4 800 m entièrement souterrains
- Réseau 20 kV (Moyenne Tension) : 241 223 m, dont
 - 118 423 m souterrains
 - 122 800 m aériens
- Réseau Distribution (220 / 380 Volts) : 327 640 m, dont
 - 88 169 m souterrains
 - 239 471 m aériens
- Réseau Eclairage Public (220 / 380 Volts) : 62 865 m, dont
 - 43 369 m souterrains
 - 19 496 m aériens

Produits pétroliers

La totalité des approvisionnements en produits pétroliers se fait par l'intermédiaire de trois entreprises multinationales :

- La société **SHELL** qui détient 66 % du marché de Djibouti;
- La société **MOBIL**, avec 17 % du marché, et
- **TOTAL/FINA/ELF**, avec 17 % du marché.

Il est à noter que :

- les trois entreprises achètent leurs produits de la même raffinerie à Dubaï et que, de surcroît, les produits achetés sont importés dans les mêmes navires;
- la compagnie Shell fournit la totalité des besoins en fioul et les trois quarts des besoins en lubrifiants, ce qui explique sa part de marché plus élevée;
- il ressort des entretiens et discussions que nous avons eus avec la compagnie Shell que la capacité d'entreposage des produits pétroliers permet de satisfaire toute la demande de ces produits en temps réel et sans retard. Toutefois, le transport de ces produits vers certains consommateurs présente des difficultés. Ce problème est relativement mineur dans le sud du pays où il existe un réseau de routes de bonne qualité qui permet la livraison aux villages de leurs besoins en carburant et en kérosène. Il n'est pas de même de la partie nord du pays, dont le réseau moins développé, entraîne des décalages dans les livraisons.

Autres ressources d'Énergie

Le bois est utilisé par les nomades pour leurs besoins quotidiens de cuisson et de chauffage, et par les populations sédentaires dans les occasions de fêtes. Le bois consommé à Djibouti-ville est importé d'Éthiopie et vendu par de petits négociants. Pour ce qui est des résidents des autres localités, ils assurent eux-mêmes le ramassage et la collecte de leur bois⁵.

Même si l'enquête EDAM Énergie 2004, qui s'est finalisée par la DISED a permis d'avoir des estimations plus précises de la répartition des consommations des ménages pour cette forme d'Énergie, elle ne fournit malheureusement pas plus d'informations en matière de prix ou de quantités consommées. Les résultats de l'enquête viennent simplement confirmer les évaluations selon lesquelles il existe une corrélation positive entre la faiblesse des revenus et l'utilisation du bois et encore plus, du charbon de bois.

La situation du marché djiboutien en matière de combustibles énergétiques s'avère assez particulière. L'indisponibilité du bois, en tant que ressource locale, traduit le fait que la population urbaine n'a quasiment pas le choix, pour ce qui est de l'Énergie à utiliser pour la cuisson. Les consommateurs doivent en effet opter soit pour l'électricité en tant que service dérivé d'un produit pétrolier, ou alors directement pour un produit pétrolier (le kérosène ou le GPL). Ce qui revient à un choix entre une ressource onéreuse et une ressource alternative encore plus onéreuse !

L'accès à l'Énergie est restreint par les caractéristiques physiques du pays. L'insuffisance quantitative de biomasse et autres formes ligneuses, oblige les populations à consacrer un temps excessif à la recherche de cette ressource naturelle, ou alors à se rabattre sur les combustibles issus des Énergies commerciales importées.

⁵ Il en est de même pour populations nomades.

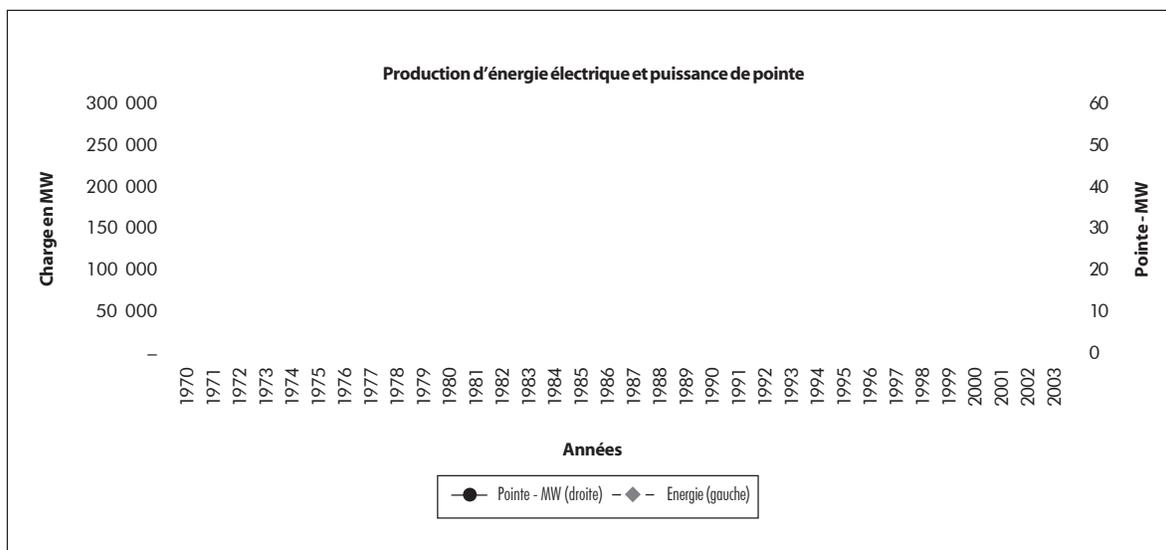
3. Prévision de la demande d'énergie électrique

Evolution de la demande en Energie

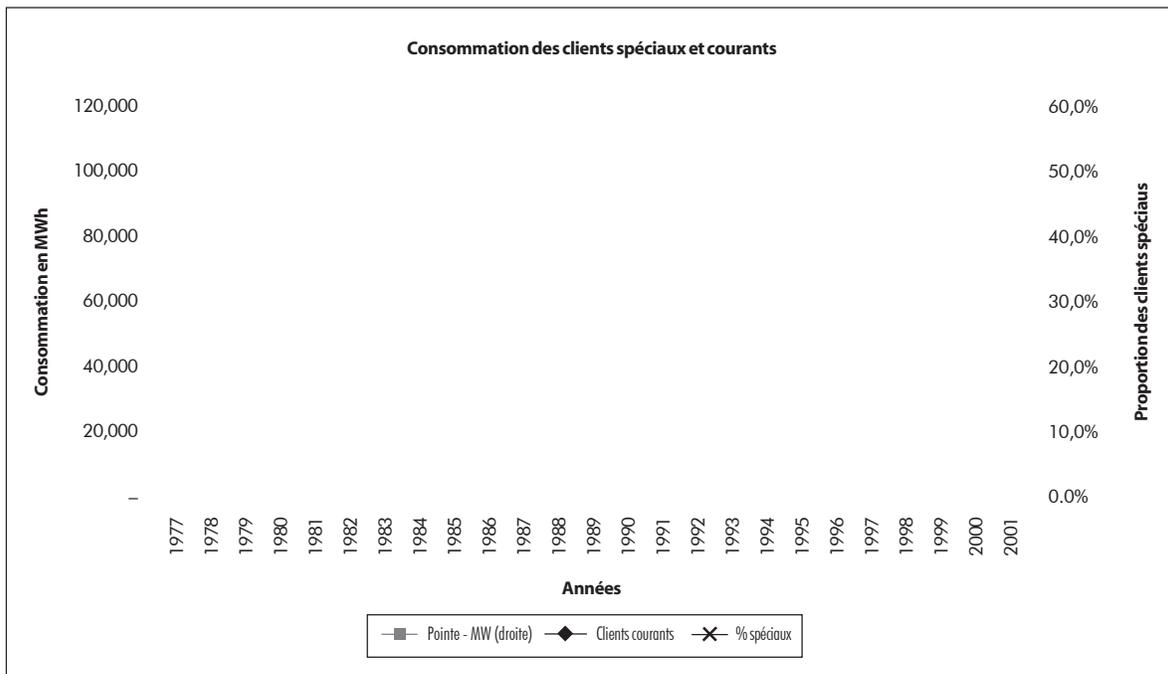
La figure ci-après présente l'évolution de 1970   2003 de la production d'énergie électrique et de la demande de puissance à la pointe du système pour la ville de Djibouti. Dans la mesure où la consommation d'électricité de cette ville représente plus de 95% du total du pays, même si les développements qui suivent se concentrent en particulier sur cette ville, la légitimité des remarques s'étend à l'ensemble du secteur de l'électricité de Djibouti.

Il ressort de l'examen des quantités d'énergie produites annuellement que :

- l'impact de l'incendie survenu à la centrale de Boulaos à la fin de l'année 1997 s'est révélé considérable : on distingue très nettement sur la figure ci-dessous les délestages intervenus suite à cet  v nement;
- la croissance de la demande a connu des rythmes différents durant la période analysée avec :
 - un rythme soutenu et continu, de 1970 à 1988, où le taux moyen de croissance était de 8,7% ;
 - un rythme moins vigoureux entre 1989 et 1995, où le taux moyen de croissance était de 3,1% ;



- une relance de la croissance de la demande après les événements de 1997, avec un taux moyen de croissance de l'ordre de 4-5%. L'analyse suivante se penche sur la participation des diverses catégories de clients à la consommation d'Énergie à Djibouti. Bien que les tarifs d'électricité comportent plusieurs catégories d'abonnés, les statistiques de vente d'Énergie d'EdD ne regroupent les clients qu'en deux catégories : les consommateurs spéciaux (soit la totalité de la clientèle en moyenne tension ainsi que les gros clients en basse tension) et les consommateurs courants (tous les autres consommateurs). La figure qui suit présente, pour les deux catégories de clients citées ci-dessus, l'évolution de leur consommation d'Énergie de 1977 à 2001, ainsi que le rapport entre ces catégories.



En analysant ces variations, on observe que :

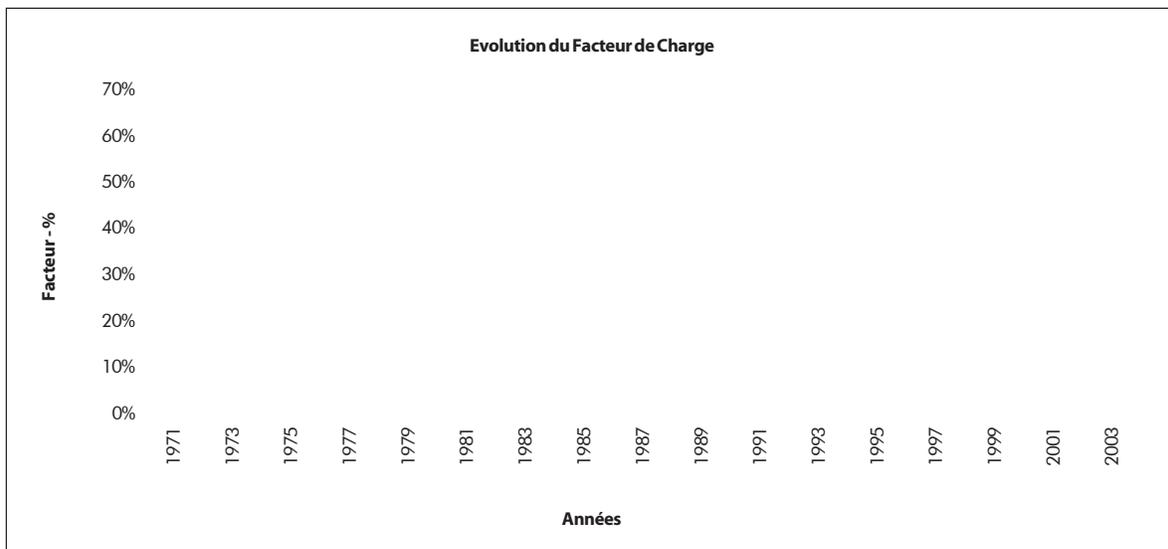
- les clients spéciaux consommaient à la fin des années soixante-dix environ 55% de l'Énergie totale. Cette proportion s'est ensuite légèrement amenuisée pour se stabiliser depuis 1997 aux alentours de 50% de la consommation totale ;
- les deux catégories de clients mentionnées ci-dessus ont été affectées de façon identique par les délestages en 1998 et 1999 ;
- la demande d'Énergie de la catégorie des clients courants présente entre 1977 et 1992 un taux de croissance prononcé, de 6,9%, pour afficher ensuite une certaine stagnation ;
- la demande d'Énergie de la catégorie des clients spéciaux présente entre 1977 et 1988 un taux de croissance de 5,8%, pour tomber à 2,9% de 1988 à 1994 ;
- les deux catégories de clients ont retrouvé en 2001 leurs niveaux de consommation antérieurs aux délestages de la fin des années quatre-vingt-dix.

Il s'avère que la construction du port de Djibouti est engagée. Ce port se veut une zone franche de la région et essaie d'attirer de nouveaux clients internationaux. Dans ce sens, les autorités locales prévoient

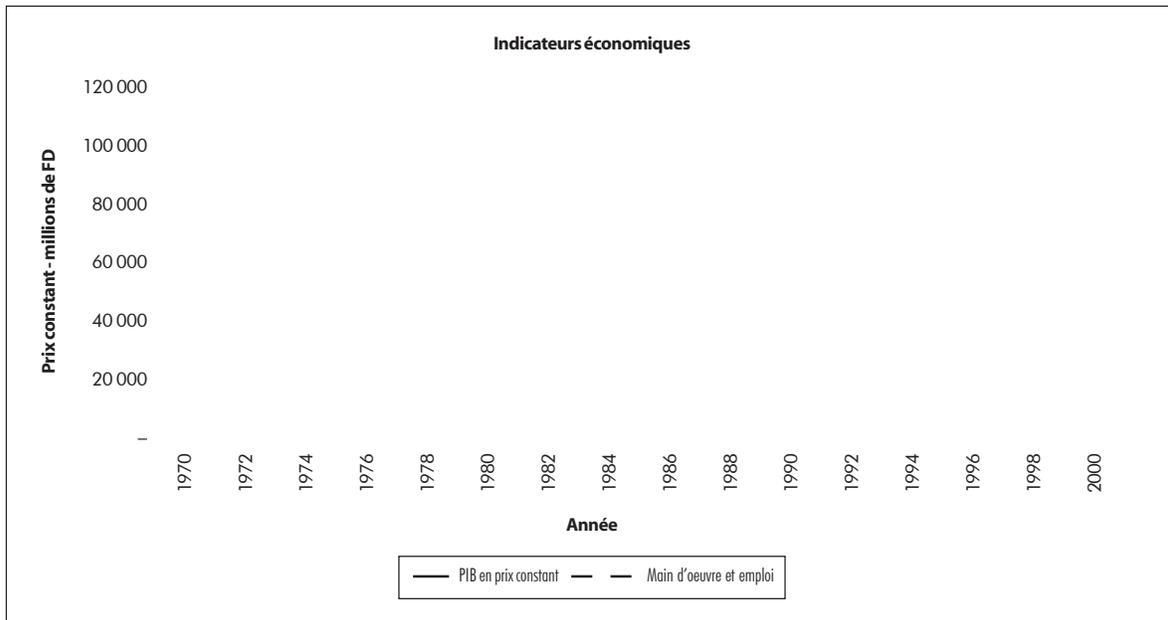
la construction d'une nouvelle centrale afin qu'elle rende ces nouvelles infrastructures autosuffisantes en matière d'Énergie électrique. Il est fort probable que certains des clients d'EdD situés dans le port existant, comme les entreprises pétrolières qui s'occupent de l'entreposage de combustibles, déplacent leurs activités vers le nouveau port. Il résulte de cela que les administrateurs du port existant auront tout intérêt à accepter des nouveaux clients. Par conséquent, l'impact sur EdD de ces réaménagements (en terme de demande en Énergie et en puissance) reste à préciser.

La figure suivante présente l'évolution du facteur de charge du réseau djiboutien d'électricité entre 1971 et 2003. Il ressort de l'analyse de cette figure que cette évolution a connu quatre phases distinctes :

- une première phase, de 1971 à 1984, de légères fluctuations autour du même niveau (environ 55%);
- une deuxième phase, de 1984 à 1995, d'accroissement important, soit d'une valeur initiale avoisinant les 50% (1984) à plus de 60% (1995) ;
- une troisième phase, de 1995 à 1998, de décroissance à des niveaux avoisinant les 50%. Cette période inclut les délestages observés à la centrale de Boulaos ;
- une quatrième phase, depuis 1999, de hausse significative : la valeur moyenne du facteur de charge des dernières quatre années s'est élevée à 65,2%.



La figure suivante présente la variation de 1970 à 2000 de deux indicateurs macroéconomiques communément utilisés pour l'évaluation de la croissance économique d'un pays. Le premier indicateur, exprimé en monnaie constante de l'année 1990, est l'agrégat de base qui permet de mesurer l'activité économique de l'économie, soit le Produit intérieur brut (PIB). La variation de cet indicateur indique clairement une période quinquennale d'expansion de l'économie djiboutienne qui va de 1971 à 1976, à laquelle succède un déclin régulier et continu jusqu'en 1996 et une légère reprise de l'économie au cours de la dernière période qui précède l'année 2003.



Le deuxième indicateur analysé, exprimé aussi en monnaie constante de l'année 1990, concerne la main d'œuvre et l'emploi. Cet indicateur fournit une mesure des revenus distribués par les entreprises privées et les organismes publics. L'examen de l'évolution des revenus d'emploi montre clairement une chute radicale au cours de la période allant de 1972 à 1979, suivie par une décroissance moins prononcée mais continue et régulière jusqu'en 1998. Les années postérieures à 1998 affichent quant à elles une quasi-reprise, bien que faible, de cet indicateur.

Méthodologies de prévision de la demande en Energie

De façon générale, l'élaboration d'une prévision de la demande en Energie repose sur une analyse statistique gouvernée par certains principes et lois qui servent de cadre de référence. On est ainsi conduit à formaliser les relations qui existent entre l'évolution de la demande et les facteurs qui l'expliquent, à l'aide des modèles. Ces modèles sont classés suivant les variables explicatives qu'ils retiennent pour rendre compte de la demande d'électricité. Les modèles de prévision de la demande les plus couramment utilisés reposent en général sur les trois méthodes décrites ci-après.

L'approche économétrique

L'approche économétrique s'attache à l'ordre de succession des événements plus qu'à la tendance moyenne qu'ils épousent. On cherchera la relation mathématique qui donne la meilleure approximation des évolutions de la demande d'une année sur l'autre, en fonction du lien, proposé et vérifié, qui existe entre la consommation de l'électricité et des paramètres démographiques et économiques.

Cette approche, qualifiée aussi de globale, suppose une certaine continuité (entre le passé et le futur) dans les changements de structure de la demande. Il est, par exemple, supposé que les pondérations respectives

de la demande résidentielle et de la demande industrielle se maintiendront dans l'avenir. En d'autres termes, cela revient à énoncer que la dynamique d'évolution de la demande d'électricité ne change pas, ou à tout le moins que les changements de rythme qui l'affectent se compensent mutuellement.

A la lumière de ce qui précède, deux difficultés sont à considérer dans l'application de cette méthode dans le cas de Djibouti :

- les années 1997 et 1998 se caractérisent par des délestages importants, conséquences de l'incendie survenu dans la centrale de Boulaos, lequel a détruit plusieurs groupes électrogènes. Il apparaît pour le moins évident de souligner que pendant cette période, les ventes d'électricité ne reflétaient pas les besoins de l'activité économique du pays;
- il ressort de l'examen des courbes du PIB et du niveau des revenus, qu'elles présentent une nette tendance de décroissance. Les données historiques font ainsi état d'une situation dans laquelle les ventes d'électricité affichent une augmentation, tandis que l'économie affiche un recul.

A la lumière de ces deux constats, il apparaît pour le moins difficile d'utiliser l'approche économétrique dans le cas de Djibouti.

L'approche analytique (utilisation finale)

Dans cette approche, la consommation d'Energie est fonction de la totalité du parc d'équipements et d'appareils électroménagers utilisés par les ménages, et pour l'ensemble des utilisateurs. Cette méthode requiert ainsi les projections du nombre de clients et de l'évolution du parc d'équipements électroménagers pour chacune des années de la prévision.

Cette approche réclame une bonne, voire excellente, connaissance des caractéristiques de consommation des utilisateurs pour être en mesure de disposer d'une évaluation du parc d'équipements et d'appareils électroménagers en début de chaque période d'étude. Cette étape est suivie d'un sondage annuel (ou à tout le moins bisannuel) pour être en mesure d'estimer la consommation théorique qui découle du sondage, et la comparer aux résultats des ventes de l'année. Pour effectuer la prévision, il s'avère nécessaire de juger du niveau de saturation des équipements dans les ménages, ainsi que de l'année d'atteinte de ce niveau.

Cette approche nécessite donc une masse importante d'informations détaillées qui ne peuvent être obtenues que par des enquêtes auprès des consommateurs. Compte tenu des données disponibles actuellement et de l'état actuel des moyens qui permettraient le déroulement de telles enquêtes à Djibouti, il paraît difficile de bâtir pour la présente étude un modèle de ce type et de procéder aux vérifications et aux validations nécessaires⁶.

⁶ Bien que l'enquête réalisée récemment fournisse une bonne partie des données requises par cette approche, il ne donne que le point de départ de l'analyse. Il serait nécessaire d'en mener au moins une autre pour être en mesure de déterminer le taux de croissance requis selon la méthode analytique.

L'approche tendancielle

La méthode de projection tendancielle suppose que la demande d'électricité évolue autour d'une tendance observée. Dans ce type de modèle, chacune des années analysées pèse autant que n'importe quelle autre et cela, dans la mesure de la tendance générale.

Cette approche repose sur l'idée que les tendances observées dans le passé peuvent être utilisées pour procéder à une extrapolation des données historiques dans le futur.

C'est l'approche retenue dans la présente étude, compte tenu des statistiques disponibles et des informations complémentaires obtenues lors des discussions avec les dirigeants rencontrés à Djibouti. En effet, les données disponibles comportent :

- une période historique assez longue pour déterminer les tendances de base de la consommation d'Énergie;
- une appréciation des anomalies observées dans les séries longues, ainsi qu'une compréhension en extension des dites anomalies;
- une appréciation des facteurs récents qui peuvent avoir un impact sur les tendances observées.

Scénarios de croissance de la demande en Énergie

Les scénarios de croissance de la demande en Énergie sont présentés pour les trois régions électrifiées du pays, soit la région de Djibouti, la Subdivision Sud et la Subdivision Nord.

La région de Djibouti-ville

Une revue de la situation qui prévaut actuellement met en exergue deux incertitudes majeures liées à la prévision de la demande :

- l'impact de la construction du nouveau port sur la demande d'EdD, et
- l'impact d'une politique volontariste d'accroissement de l'accès à l'Énergie sur la tranche démunie de la population du pays.

Devant cette situation, trois scénarios de croissance de la demande en Énergie seront alors proposés :

- un scénario de base, fondé sur les tendances historiques de la demande d'Énergie et une revue de la situation actuelle;
- un scénario optimiste, qui tient compte de l'impact d'une politique volontariste d'accroissement de l'accès à l'Énergie électrique sur la demande adressée à EdD;

- un scénario pessimiste, qui intègre une croissance ralentie de la consommation des clients spéciaux et qui tient compte de l'impact négatif de la demande sur les équipements de production de l'EdD.

Hypothèses de travail communes aux trois scénarios

Suite à une analyse des tendances historiques et une revue de la situation actuelle du secteur djiboutien de l'électricité, les hypothèses suivantes ont été adoptées pour l'ensemble des trois scénarios :

- la prévision de la demande couvre uniquement la Région de Djibouti;
- la période de la prévision s'étend de 2004 à 2018;
- les pertes techniques du réseau de l'électricité sont réduites de deux points, de 11 % à 9 %, de façon graduelle et continue tout au long de la période de la prévision;
- les pertes non-techniques sont réduites de moitié, de 7 % à 3,5 %, de façon graduelle et continue tout au long de la période de la prévision;
- la consommation annuelle d'Energie des auxiliaires est maintenue à 4,5 % de la production brute sur toute la période de la prévision;
- le facteur de charge du réseau est maintenu à 65 % sur toute la période de la prévision.

Hypothèses de travail retenues par le scénario de base

- **Prévision de la demande pour les clients courants**

L'examen de la courbe de croissance historique de la consommation des clients courants pour la période antérieure à 1998 indique que la tendance structurelle s'établissait aux alentours de 6% à 7% par année. Ce rythme a été ensuite bouleversé, pendant les dernières années de la décennie quatre-vingt-dix, suite aux délestages résultant de l'incendie de la centrale de Boulaos. Une fois ces effets résorbés (à partir l'année 2000), le taux de croissance de la demande de ces consommateurs affiche une tendance à rattraper le niveau avant les délestages. Toutefois, la maturation du réseau de Djibouti-ville induit, à un certain moment, une réduction du taux de croissance de la demande. Dans ces conditions, une hypothèse réaliste portant sur l'évolution de la consommation des clients courants tient à ce que :

- le taux de croissance à court terme (2005 à 2010) de la demande des clients courants s'élève au niveau structurel de 6% par année ;
- le ralentissement de la croissance provoqué par la maturation du réseau mène à la réduction du taux de croissance de 6% à 5% par année, de 2011 à 2018.

- **Prévision de la demande pour les clients spéciaux :**

L'examen de la courbe de croissance historique de la consommation des clients spéciaux pour la période antérieure à 1988 indique que la tendance structurelle s'établissait aux alentours de 5% à 6% par année, pour ralentir ensuite (de 1988 à 1995) vers 3% par année. Les événements mentionnés de la fin de la décennie quatre-vingt-dix introduisant une rupture dans l'évolution 'normale' de la courbe de

croissance et influencent l'analyse tendancielle ultérieure. Il faut aussi noter que suite à la construction du nouveau port, une partie de la clientèle spéciale d'EdD sera possiblement attirée par la nouvelle centrale qui va s'y installer. En tenant compte de ces éléments, une hypothèse réaliste portant sur la prévision de la demande des clients spéciaux de l'EdD considère que :

- pour les prochaines années (de 2005 à 2010), la demande des clients spéciaux augmentera à un rythme de 3% par année, ce qui correspond à la moyenne de la période de 1988 à 1994;
- à long terme (de 2011 à 2018) le taux de croissance augmentera vers le niveau de la tendance structurelle; soit 4% par année.

Hypothèses de travail retenues pour le scénario optimiste

Le Gouvernement de Djibouti, appuyé par la Banque Mondiale, vise à entreprendre à court terme certaines mesures afin de faciliter l'accès à l'Energie électrique pour une plus grande partie de la population non encore électrifiée. Il est à noter que présentement l'EdD dessert à peu près 40% des ménages du district de Djibouti. Dans ces conditions, une augmentation du taux de desserte de 50% (soit de 30 000 clients présentement à 45 000 dans une période de cinq ans) peut être considérée raisonnable, bien qu'optimiste. En considérant une consommation mensuelle de 50 100 kWh pour ces nouveaux clients, la demande d'Energie pour les clients courants augmente de l'ordre de 15 GWh par an. Dans ces conditions, le scénario optimiste considère que le taux de croissance de la demande en Energie pour les clients courants pour les cinq prochaines années serait supérieur de 2% à celui du scénario de base.

Hypothèses de travail retenues pour le scénario pessimiste

Tel que mentionné ci-dessus, la construction du nouveau port (et de sa centrale électrique) s'ajoute aux incertitudes liées à l'estimation des besoins en électricité des clients de l'EdD. D'une manière positive pour la compagnie d'électricité, le nouveau port attirera certaines activités économiques qui produiront des retombées favorables à l'économie locale. Ces effets économiques mèneront à une croissance de la demande d'Energie, tant au niveau résidentiel (augmentation de la population dans la région) que tertiaire (hausse des activités commerciales). D'une manière négative pour l'EdD, le nouveau port attirera la clientèle du port existant (les entreprises pétrolières seront les premières intéressées à se déplacer dans une zone franche), ce qui entraînera des pertes de clientèle pour EdD. Si le scénario de base considère que ces deux éléments se compensent, le scénario pessimiste se fonde sur l'hypothèse que l'effet négatif l'emporte que celui positif.

Les discussions à Djibouti-ville, que le transfert de clientèle du port actuel vers celui des nouvelles installations portuaires se matérialiserait au cours des cinq prochaines années. L'impact de ces transferts sur la demande en Energie de l'EdD est toutefois difficilement quantifiable des l'être actuel des disponibles quantifié de façon précise ni soutenable. Dans cet univers complexe, l'hypothèse retenue par le scénario pessimiste considère que le taux de croissance de la consommation d'Energie des clients spéciaux restera nul durant ces cinq prochaines années, soit la consommation d'Energie desdits clients restera quasi-constante jusqu'en 2010.

Prévision de la demande en Energie et en puissance

Les tableaux 3-1 A, B et C présentent la prévision de la demande pour Djibouti-ville pour la période de 2003 à 2018 selon les trois scénarios décrits ci-dessus, et incluent :

- les ventes d'Énergie aux clients spéciaux;
- les ventes d'Énergie aux clients courants;
- le niveau des pertes techniques et non-techniques;
- l'Énergie livrée au réseau;
- la production brute d'Énergie;
- le facteur de charge du réseau, et
- la demande maximale pour les groupes de production.

La figure 3-1 présente les éléments-clés de la prévision de la demande en Énergie selon le scénario de base, tandis que la figure 32 montre la prévision de la demande en Énergie et en puissance des trois scénarios étudiés pour la région de Djibouti.

Les autres régions électrifiées du pays

La prévision de la demande pour les deux autres régions électrifiées du pays, soit la Subdivision Sud (qui comporte certaines régions des districts de Dikhil et d'Ali Sabieh) et la Subdivision Nord (qui comporte certaines régions des districts de Tadjourah et d'Obock) se base sur les hypothèses suivantes :

- la période de la prévision s'étend de 2004 à 2018;
- les taux de croissance de la consommation d'Énergie et de la puissance en pointe sont les mêmes que ceux du scénario de base de la région de Djibouti-ville;
- tant les pertes techniques que celles non-techniques gardent leurs niveaux actuels sur toute la période de la prévision;
- la consommation annuelle d'Énergie des auxiliaires pour la Subdivision Sud est maintenue à 6,4 % de la production brute sur toute la période de la prévision;
- la consommation annuelle d'Énergie des auxiliaires pour la Subdivision Nord diminue de façon graduelle de 13,4% de la consommation brute en 2004 à 10,2% en 2013, pour rester à ce niveau jusqu'à la fin de la période de prévision. Cette hypothèse prend en compte la réduction de la consommation des auxiliaires grâce à l'installation des nouveaux groupes diesels dans les centrales de Tadjourah et d'Obock;
- le facteur de charge est maintenu à 66 % sur toute la période de la prévision, tant pour la Subdivision Sud que pour celle du Nord;
- la consommation spécifique de combustible pour la production d'électricité diminue graduellement de 12% durant la période analysée pour la Subdivision Nord, et reste constant à la valeur de 2004 pour la Subdivision Sud. Le remplacement progressif des vieux groupes diesels des centrales de la Subdivision Nord par des machines plus performantes rend possible cette hausse du rendement de production.

Les éléments-clés de la prévision de la demande pour les deux régions analysées ci-dessus sont présentés au Tableau 3-1 D.

Tableau 3.1-A : Prévion de la demande – Djibouti de base – Scénario de base

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ventes																
Clients spéciaux	101	104	107	110	114	117	121	124	128	132	136	140	144	148	153	157
Taux de croissance		3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Clients courants	103	109	116	123	130	138	146	155	163	171	179	188	198	208	218	229
Taux de croissance		6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Somme	204	213	223	233	244	255	267	279	291	303	315	328	342	356	371	386
Taux de croissance		4,5%	4,5%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,2%	4,2%	4,2%
Pertes																
Techniques	27	29	29	30	31	32	33	33	34	35	36	36	37	38	38	39
	11,0%	11,0%	10,9%	10,7%	10,6%	10,4%	10,3%	10,1%	10,0%	9,8%	9,7%	9,5%	9,4%	9,2%	9,1%	8,9%
Non-techniques	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	17	17	17	16	16	15
	7,1%	7,0%	6,8%	6,5%	6,3%	6,0%	5,8%	5,5%	5,3%	5,0%	4,8%	4,5%	4,3%	4,0%	3,8%	3,5%
Total	45	47	48	48	49	50	51	52	52	53	53	53	54	54	54	55
	18,1%	18,0%	17,6%	17,2%	16,8%	16,4%	16,0%	15,6%	15,2%	14,8%	14,4%	14,0%	13,6%	13,2%	12,8%	12,4%
Emis au réseau	249	260	270	281	293	305	318	331	343	355	368	381	325	410	425	441
Taux de croissance		4,4%	4,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Auxiliaires	12	12	13	13	14	14	15	16	16	17	17	18	19	19	20	21
% de production		4,6%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Production Brute	261	272	283	295	307	319	332	346	359	372	385	399	414	429	445	462
Faceur de charge	64,8%	64,9%	65,0%	65,1%												
Pointe maximale (production)	46,0	47,9	49,7	51,7	53,8	56,0	58,3	60,7	62,9	65,2	67,6	70,0	72,6	75,3	78,1	85,6
Taux de croissance		4,2%	3,9%	3,9%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%

Tableau 3.1-B : Prévion de la demande – Djibouti ville – Scénario élevé

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ventes																
Clients spéciaux	101	104	107	110	114	117	121	124	128	132	136	140	144	148	153	157
Taux de croissance		3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Clients courants	103	109	118	127	138	149	160	170	179	187	197	207	217	228	239	251
Taux de croissance		6,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	6,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Somme	204	213	225	238	251	266	281	294	306	319	333	347	361	376	392	409
Taux de croissance		4,5%	5,6%	5,6%	5,7%	5,7%	5,8%	4,7%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%
Pertes																
Techniques	27	29	30	31	32	33	34	35	36	37	37	38	39	40	41	42
	11,0%	11,0%	10,9%	10,7%	10,6%	10,4%	10,3%	10,1%	10,0%	9,8%	9,7%	9,5%	9,4%	9,2%	9,1%	8,9%
Non-techniques	18	18	18	19	19	19	19	19	18	19	18	18	18	17	17	16
	7,1%	7,0%	6,8%	6,5%	6,3%	6,0%	5,8%	5,5%	5,3%	5,0%	4,8%	4,5%	4,3%	4,0%	3,8%	3,5%
Total	45	47	48	49	51	52	54	54	55	55	56	56	57	57	58	58
	18,1%	18,0%	17,6%	17,2%	16,8%	16,4%	16,0%	15,6%	15,2%	14,8%	14,4%	14,0%	13,6%	13,2%	12,8%	12,4%
Emis au réseau	249	260	273	287	302	318	335	349	361	375	389	403	418	433	450	466
Taux de croissance		4,4%	5,0%	5,1%	5,2%	5,2%	5,3%	4,2%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Auxiliaires	12	12	13	14	14	15	16	16	17	18	18	19	20	20	21	22
% de production		4,6%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Production Brute	261	272	286	301	316	333	350	365	378	392	407	422	438	454	471	488
Faceur de charge	64,8%	64,9%	65,0%	65,1%	65,1%	65,1%	65,1%	65,1%	65,1%	65,1%	65,1%	65,1%	65,1%	65,1%	65,1%	65,1%
Pointe maximale (production)	46,0	47,9	50,2	52,7	55,4	58,3	61,4	64,0	66,4	68,8	71,3	74,0	76,7	79,6	82,6	85,6
Taux de croissance		4,2%	4,9%	4,9%	5,2%	5,2%	5,3%	4,2%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Hypotheses:																
Accès à l'énergie électrique poussée																
Croissance de 2% plus courants que le scénario de base de 2005 à 2009 pur les clients.																

Tableau 3.1-C : Prédiction de la demande – Djibouti – ville – Scénario bas

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ventes																
Clients spéciaux	101	104	104	104	104	104	104	107	110	114	117	121	124	128	132	136
Taux de croissance		3,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Clients courants	103	109	116	123	130	138	146	155	163	171	179	188	198	208	218	229
Taux de croissance		6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Somme	204	213	220	227	234	242	250	262	273	284	296	309	322	335	350	365
Taux de croissance		4,5%	3,2%	3,2%	3,2%	3,3%	3,4%	4,8%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%
Pertes																
Techniques	27	29	29	29	30	30	31	31	32	33	33	34	35	36	36	37
	11,0%	11,0%	10,9%	10,7%	10,6%	10,4%	10,3%	10,1%	10,0%	9,8%	9,7%	9,5%	9,4%	9,2%	9,1%	8,9%
Non-techniques	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	16	16	16	15	15	15
	7,1%	7,0%	6,8%	6,5%	6,3%	6,0%	5,8%	5,5%	5,3%	5,0%	4,8%	4,5%	4,3%	4,0%	3,8%	3,5%
Total	45	47	47	47	47	47	48	48	49	49	50	50	51	51	51	52
	18,1%	18,0%	17,6%	17,2%	16,8%	16,4%	16,0%	15,6%	15,2%	14,8%	14,4%	14,0%	13,6%	13,2%	12,8%	12,4%
Émis au réseau	249	260	267	274	281	289	298	310	322	334	346	359	373	387	401	416
Taux de croissance		4,4%	2,6%	2,7%	2,8%	2,8%	2,9%	4,3%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,8%	3,8%
Auxiliaires	12	12	13	13	13	14	14	15	15	16	16	17	18	18	19	20
% de production		4,6%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Production Brute	261	272	279	287	295	303	312	325	337	350	363	376	390	405	420	436
Faceur de charge	64,8%	64,9%	65,0%	65,1%												
Pointe maximale (production)	46,0	47,9	49,0	50,3	51,7	53,1	54,7	57,0	59,1	61,3	63,6	65,9	68,4	71,0	73,6	76,4
Taux de croissance		4,2%	2,4%	2,5%	2,8%	2,8%	2,9%	4,3%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,8%	3,8%
Hypothèses:																
Accès à l'énergie électrique poussée																
Croissance de 2% plus courants que le scénario de base de 2005 à 2009 pur les clients.																

Tableau 3.1-D: Prévion de la demande – Subdivision Sud et Subdivision Nord

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Subdivision Sud																
Émis au réseau (MWh)	6123	6394	6652	6921	7204	7499	7808	8132	8426	8732	9050	9381	9725	10082	10454	10841
Taux de croissance	4,4%	4,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Auxiliaires (MWh)	416	435	452	470	490	510	531	553	573	594	615	638	661	685	711	737
% de production	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%
Production brute (MWh)	6540	6829	7104	7392	7693	8009	8339	8685	8999	9326	9665	10019	10386	10768	11165	11578
Taux de croissance	4,4%	4,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Facteur de charge	65,3%	65,5%	65,6%	65,7%	65,7%	65,7%	65,7%	65,7%	65,7%	65,7%	65,7%	65,7%	65,7%	65,7%	65,7%	65,7%
Pointe maximale (production) (kW)	1143	1190	1236	1285	1337	1392	1449	1509	1564	1621	1680	1741	1805	1871	1940	2012
Taux de croissance	4,2%	3,9%	3,9%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Subdivision Nord																
Émis au réseau (MWh)	4654	4859	5055	5284	5525	5778	6044	6323	6581	6851	7132	7393	7664	7945	8239	8543
Taux de croissance	4,4%	4,0%	4,0%	4,5%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,1%	4,1%	4,1%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Auxiliaires (MWh)	719	751	781	788	795	801	807	812	812	811	808	838	869	901	934	968
% de production	13,4%	13,4%	13,4%	13,0%	12,6%	12,2%	11,8%	11,4%	11,0%	10,6%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%
Production brute (MWh)	5373	5610	5836	6073	6320	6579	6851	7135	7393	7661	7940	8231	8532	8846	9172	9512
Taux de croissance	4,4%	4,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Facteur de charge	65,4%	65,6%	65,7%	65,8%	65,8%	65,8%	65,8%	65,8%	65,8%	65,8%	65,8%	65,8%	65,8%	65,8%	65,8%	65,8%
Pointe maximale (production) (kW)	937	976	1014	1054	1097	1141	1189	1238	1283	1329	1378	1428	1480	1535	1591	1650
Taux de croissance	4,2%	3,9%	3,9%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%

Figure 3.1: Consommation des clients spéciaux et courants

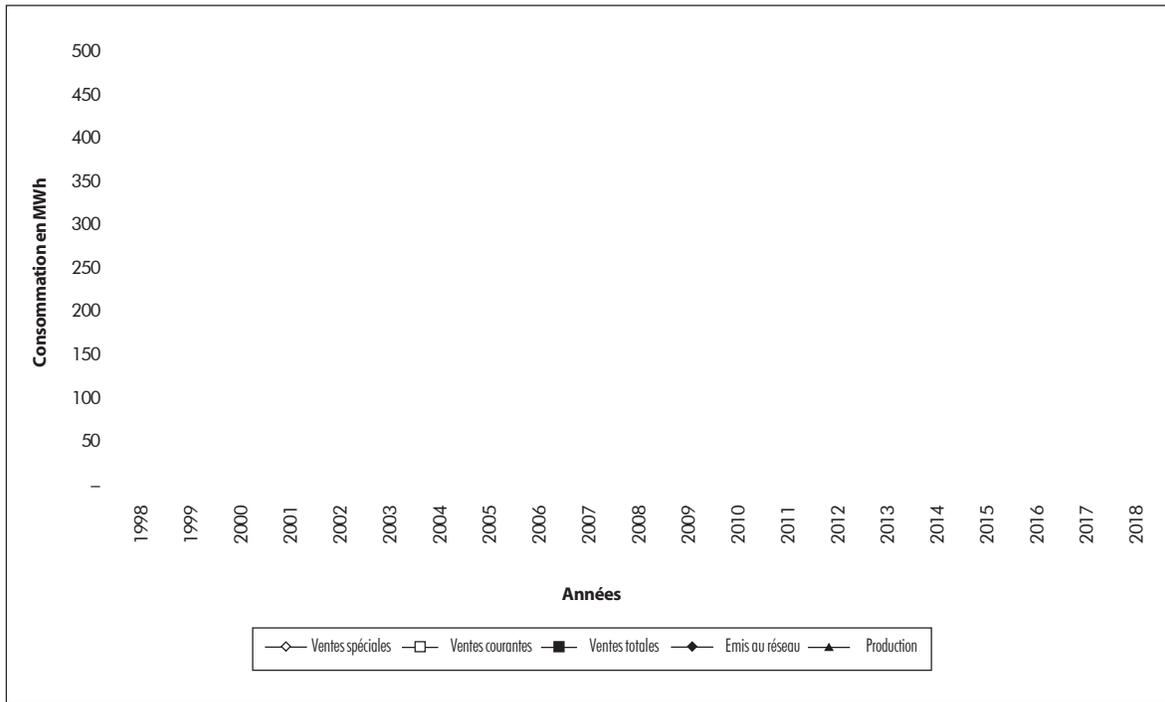
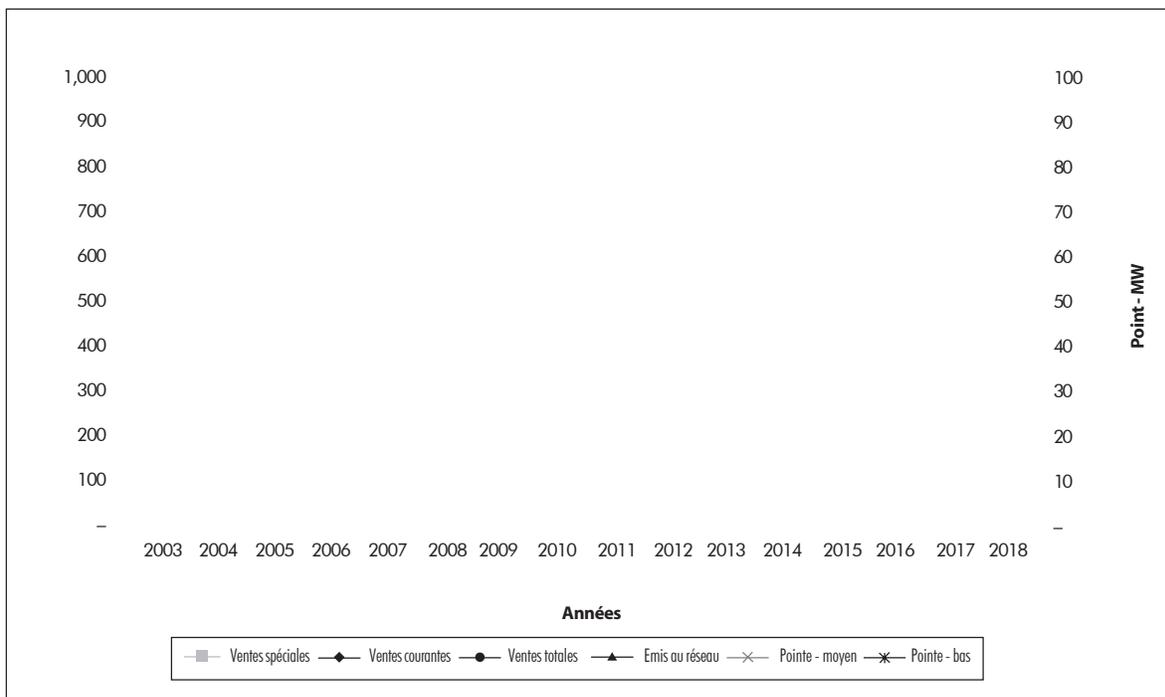


Figure 3.2: Prévion de la demande à Djibouti-ville - Sommaire



4. Options d'augmentation de la production d'électricité

Niveau requis d'augmentation de la production d'électricité

Même si présentement le parc de production actuel répond aux besoins en électricité des régions électrifiées, les arguments suivants démontrent clairement la nécessité d'installer des nouvelles capacités de production à Djibouti :

- afin de répondre à une puissance de pointe de l'ordre de 85 MW (selon le scénario le plus optimiste retenu pour la prévision de la demande) avec une réserve raisonnable, la puissance effectivement disponible (à tout moment) du réseau électrique djiboutien devrait se situer aux alentours de 95 MW. En tenant compte d'une possible indisponibilité simultanée des deux plus gros groupes de production⁷, la puissance installée qui aurait fait face à cette situation devrait se situer à un minimum de 125-130 MW;
- l'état de vieillissement de certains équipements actuels de la centrale de Boulaos nécessite leur déclassement dans un futur proche. La puissance installée dans la partie ancienne de la centrale totalise 46,9 MW;
- Le groupe G22 de 15,2 MW de la centrale de Boulaos est hors fonctionnement depuis mai 2003 et, vu les coûts prohibitifs de sa réhabilitation, EdD ne prévoit plus de le remettre en service;
- les quatre groupes Wartsilla de 5,5 MW de la centrale de Boulaos sont en permanence pratiquement indisponibles du fait des défauts intrinsèques aux moteurs.

Par conséquent, on peut considérer que l'envergure des puissances additionnelles qui pourraient être requises est de l'ordre de 20 MW à court terme, de 40 MW à 75 MW à moyen terme, et pourrait atteindre les 100 MW avant 2018.

En fonction de ces constatations, il est logique de limiter l'examen des technologies disponibles à des centrales de puissances comprises entre 20 MW et 100 MW. Cependant, quelques références seront faites à des puissances légèrement supérieures (150 à 200 MW) pour certaines technologies qui sont

⁷ Cette hypothèse prend en compte le fait qu'un groupe peut tomber en panne en même temps que le plus gros groupe de production est hors fonctionnement du fait d'un arrêt d'entretien planifié.

normalement plus applicables à des centrales de ces dimensions, telles que les cycles combinés et les centrales à turbines à vapeur. Toutefois, Il est à noter que les technologies mentionnées ne sont pas vraiment recommandées pour des puissances inférieures à 40 MW. En effet, même si des centrales de 40 MW utilisant un cycle combiné peuvent théoriquement être construites, leur prix prohibitif ou leur complexité d'exploitation les rend non concurrentielles ou non recommandées dans le contexte de Djibouti.

Options analysées

Les options d'augmentation du parc de production à Djibouti sont reliées (i) aux combustibles disponibles sur le territoire national à des prix raisonnables, (ii) aux technologies faisant appel aux Energies renouvelables, ou (iii) à d'autres solutions commerciales, comme l'achat d'Energie.

Dans ce contexte, les options suivantes d'augmentation de la capacité de production ont été identifiées lors de la visite de démarrage à Djibouti :

Augmentation de la capacité installée par des centrales thermiques classiques :

- à groupes diesels;
- à turbines à gaz;
- à cycle combiné;
- à turbine à vapeur.

L'option d'une centrale au charbon n'a pas été considérée puisque des infrastructures nouvelles très importantes seraient requises pour l'importation, le déchargement, le stockage et le transport du combustible, ce qui rendrait cette option clairement économiquement non rentable par rapport aux autres solutions.

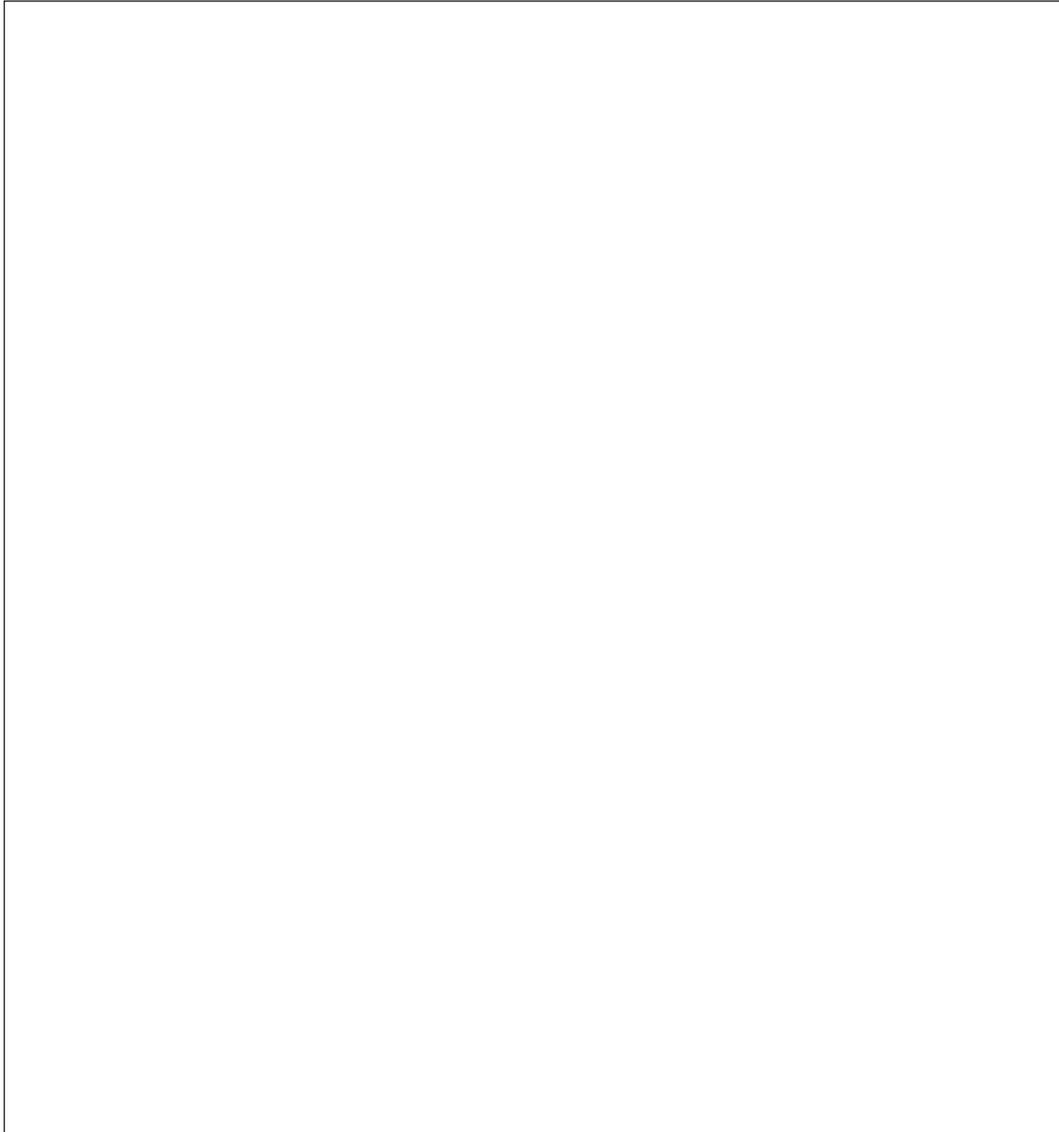
Augmentation de la capacité installée par des centrales qui utilisent de l'Energie renouvelable:

- centrale géothermique;
- parc d'éoliennes;
- système solaire photovoltaïque.

Achat d'Energie :

- importation de l'Ethiopie;
- importation du Yémen;
- achat d'Energie du nouveau port de Djibouti.

La présentation de ces options est schématisée à la figure suivante. Le chapitre 4 porte ainsi sur la description des technologies et l'analyse des coûts afférents, tandis que le chapitre 5 présente, dans une analyse de l'équilibre offre-demande, une comparaison basée sur des critères économiques entre l'option de base et les autres options analysées.



L'option d'une centrale thermique classique

Groupes diesels

Sur la base de l'expérience accumulée à Djibouti suite à l'exploitation courante de ce type d'installations, l'extension du parc de production à l'aide des groupes diesels similaires à ceux existants doit tenir compte des aspects suivants :

- **Taille des installations :**

Un meilleur rendement étant obtenu à partir de groupes diesels semi-rapides de 7 MW et plus chacun, il est recommandé qu'à l'avenir tout agrandissement des centrales existantes ou toute construction de nouvelle centrale à Djibouti-ville soient basés sur des groupes de puissance supérieure à 7 MW. Il convient de souligner que l'installation en cours de deux nouveaux groupes Caterpillar de 7,4 MW à la centrale de Boulaos est conforme à ce principe.

- **Charge technique des installations :**

Afin de diminuer la consommation spécifique globale de combustible et donc d'augmenter la rentabilité de la production d'Énergie, les groupes diesels doivent être chargés en ordre décroissant de leur rendement. Cela correspond au démarrage des moteurs à haut rendement en premier lieu, suivis ensuite par ceux à rendement moins élevé.

- **Uniformisation des modèles utilisés :**

Les agrandissements futurs des centrales à groupes diesels devraient se faire autour d'un seul modèle qui serait sélectionné en fonction des résultats d'exploitation obtenus des groupes actuels. En effet, si on se limite aux six modèles en place à la centrale de Boulaos (en écartant ceux de Marabout 2, trop petits et pas suffisamment efficaces), l'expérience en exploitation (disponibilité, fiabilité, rendement, entretien, temps d'arrêt requis, soutien du fabricant, disponibilité des pièces) devrait permettre de choisir la meilleure option.

En respectant ce principe d'uniformité des modèles, les coûts d'immobilisation et de gestion des pièces de rechange seront réduits et l'exploitation et l'entretien seront améliorés grâce à une connaissance accrue et par conséquent une meilleure maîtrise de ces machines par le personnel de la centrale.

Turbines à gaz

Pour les futurs projets d'agrandissement des centrales existantes, une alternative aux groupes diesels serait l'utilisation des turbines à gaz (aussi appelées turbines à combustion).

Les turbines à gaz sont disponibles en deux catégories :

- type aviation (appelées aussi «Aeroderivatives»), ayant des puissances de quelques MW à 50 MW, et
- type industriel (appelées aussi «Heavy Duty» ou «Frame»), ayant des puissances de 25 MW à 330 MW.

Généralement, le combustible utilisé par ces turbines est le gaz naturel, mais toutes peuvent aussi brûler du gasoil (appelé aussi fuel léger ou distillat). Par contre, leur capacité de brûler du fuel lourd est limitée à quelques modèles, la plus grande expérience accumulée avec ce combustible étant concentrée sur une machine, soit le modèle «Frame 5» de 25 MW de General Electric. L'expérience internationale a montré que l'utilisation du gasoil permettrait une exploitation acceptable des turbines à gaz, avec cependant une

disponibilité plus faible et des coûts d'entretien plus élevés que la solution au gaz naturel. En effet, les statistiques ont montré que les turbines à gaz brûlant du gasoil nécessitaient un entretien entre 50% et 100% plus fréquent et plus coûteux par rapport aux turbines brûlant du gaz naturel. Cette remarque s'applique aussi bien aux turbines de type aviation qu'aux turbines industrielles.

Il est à noter que, à la différence des autres options techniques classiques de production d'électricité, les turbines à gaz sont très sensibles aux températures ambiantes, et subissent une baisse importante de puissance avec la hausse de la température. Des corrections sont possibles par l'ajout de systèmes d'évaporation d'eau dans les entrées d'air, mais généralement elles ne sont pas économiquement recommandées pour les turbines de petites et moyennes tailles. Compte tenu des valeurs moyennes très élevées de la température dans la région de Djibouti (par exemple durant la saison chaude les températures se situent couramment entre 35 et 45 degrés Celsius), la diminution de la puissance effective disponible d'une turbine à gaz est de l'ordre de 12% de la valeur annoncée pour les conditions ISO.

Les coûts de construction d'une centrale à turbines à gaz sont généralement inférieurs à ceux d'une centrale de même taille à groupe diesels grâce à une densité de production supérieure. En ce qui concerne l'exploitation, une centrale à turbines à gaz aurait une disponibilité supérieure aux groupes diesels puisque l'entretien planifié des turbines se fait plus rapidement. Si les turbines sont de type industriel, l'entretien s'effectue sur place par le personnel de la centrale, avec l'assistance des techniciens du fabricant.

Cycle combiné

Une centrale à cycle combiné est constituée essentiellement d'un îlot de puissance («Power Island») comprenant une ou plusieurs turbines à gaz ainsi que d'une ou plusieurs turbines à vapeur. Le reste de la centrale (ou «Balance of Plant») est constitué des systèmes auxiliaires pour l'alimentation en combustible, le traitement de l'eau d'appoint, le refroidissement du condenseur de la turbine à vapeur, les systèmes mécaniques, électriques, etc.

Tous les éléments précisés antérieurement pour les turbines à gaz restent donc valables dans le cas d'une centrale à cycle combiné.

La technologie des cycles combinés génère les meilleurs rendements énergétiques parmi toutes les solutions thermiques (classiques ou nucléaires) de production d'électricité. A titre d'exemple, les plus récentes centrales à cycles combinés de grande taille (300 MW et plus) utilisant un combustible supérieur (le gaz naturel) atteignent des rendements de 56 à 58%, comparativement à des valeurs à peine supérieures à 40% pour les autres solutions thermiques équivalentes.

Cependant, par le fait qu'un cycle combiné met en œuvre une technologie complexe (puisqu'il s'agit de l'association d'un cycle «turbine à gaz» et d'un cycle «turbine à vapeur»), ce type de centrale se révèle trop coûteux et trop délicat pour être exploité dans des petites tailles (inférieures à 80100 MW). De plus,

L'utilisation d'un cycle combiné mène à un manque de flexibilité dans le suivi des variations de charge importantes. Pour ces raisons, auxquelles s'ajoute surtout l'indisponibilité à Djibouti du combustible de base d'une centrale à cycle combiné (le gaz naturel), nous ne recommandons pas l'emploi d'un cycle combiné comme solution d'augmentation du parc de production à Djibouti.

Turbines à vapeur

Etant donné que le combustible disponible au meilleur prix à Djibouti est le fuel-oil (ou mazout lourd) qui ne se prête pas bien à une utilisation dans des turbines à gaz (en cycle simple ou combiné), l'option d'une centrale thermique conventionnelle «chaudière-turbine à vapeur» pourrait être intéressante. Cependant, cette filière présente des coûts d'investissements beaucoup plus élevés et surtout des rendements plus faibles par rapport non seulement aux cycles combinés mais aussi aux centrales à groupes diesels.

De plus, cette filière est normalement utilisée pour des puissances bien supérieures aux puissances requises dans le cas présent, son champ d'application allant normalement de 50 MW à 600 MW et plus. Pour les plus grosses de ces centrales, les cycles thermiques utilisés sont très élaborés et incluent des systèmes de préchauffage du condensat par soutirages de vapeur en cascades, systèmes de resurchauffe de la vapeur, et même des installations à des niveaux de pressions très élevés (centrales dites «super-critiques»). Dans ces cas, les cycles thermiques peuvent atteindre des rendements de 40 à 45%.

Les centrales à turbines à vapeur de faible puissance envisagées dans le présent contexte (25 MW à 50 MW) comporteront des cycles thermiques simplifiés avec des rendements se situant entre 27% et 35%. Notons que le niveau de puissance de 25 MW représente le minimum raisonnable (en terme de rendement, coûts d'investissements, coûts d'exploitation et flexibilité en exploitation) pour ce genre de centrale.

Coûts d'investissements et d'exploitation dans les options de centrales classiques

Le tableau ci-après présente les résultats de l'évaluation des coûts d'investissements et d'exploitation, ainsi que des valeurs typiques de performances (disponibilité et rendements) des centrales classiques qui ont été décrites dans les paragraphes précédents. Cette évaluation a été faite en considérant les critères suivants :

- **Niveau de puissance installée :**

La puissance installée dans chacune des variantes de centrales classiques analysées prend en compte le niveau requis dans le contexte de Djibouti et la limite technique et économique que la technologie permet. Ainsi, les centrales à turbines à gaz et celles à groupes diesels semi-rapides permettent l'installation d'une puissance aussi faible que 5 MW, alors que les autres types de

centrales classiques ne devraient pas logiquement mettre en œuvre des groupes inférieurs à 10 ou 20 MW selon le cas.

- **Corrélation performances - taille des équipements :**

Pour fins de référence seulement, nous avons ajouté dans ledit tableau des variantes de centrales classiques ayant une puissance installée supérieure aux besoins du Djibouti. Cela permet d'illustrer les différences de coûts et de performances entraînées par la taille des installations. Le but recherché est de montrer l'effet d'échelle sur les coûts d'investissements et d'exploitation, ainsi que sur les performances techniques de certaines technologies (turbines à gaz, cycles combiné, turbines à vapeur).

- **Coûts des centrales nouvelles :**

Les coûts mentionnés correspondent à la construction d'une nouvelle centrale sur le continent africain et incluent tous les systèmes auxiliaires et les infrastructures connexes nécessaires. Par conséquent, ces coûts ne sont pas exploitables dans le cas de l'ajout d'un groupe à une centrale existante.

- **Nature du combustible :**

Alors que les groupes diesels peuvent fonctionner de façon tout aussi satisfaisante au fuel lourd ou au gasoil, les autres types de centrales sont soit plus exigeantes (fuel lourd non recommandé pour les turbines à gaz et les cycles combinés), soit économiquement non rentables (les centrales à turbines à vapeur qui utilisent du gasoil). Le tableau d'évaluation reflète les performances des centrales en fonction de la nature du combustible.

- **Coûts du propriétaire :**

Les coûts d'investissements ont été évalués d'abord pour l'aspect construction, puis ont été ajustés pour obtenir les coûts totaux en rajoutant un pourcentage pour couvrir les coûts du propriétaire, comme il est expliqué dans les notes de référence du tableau.

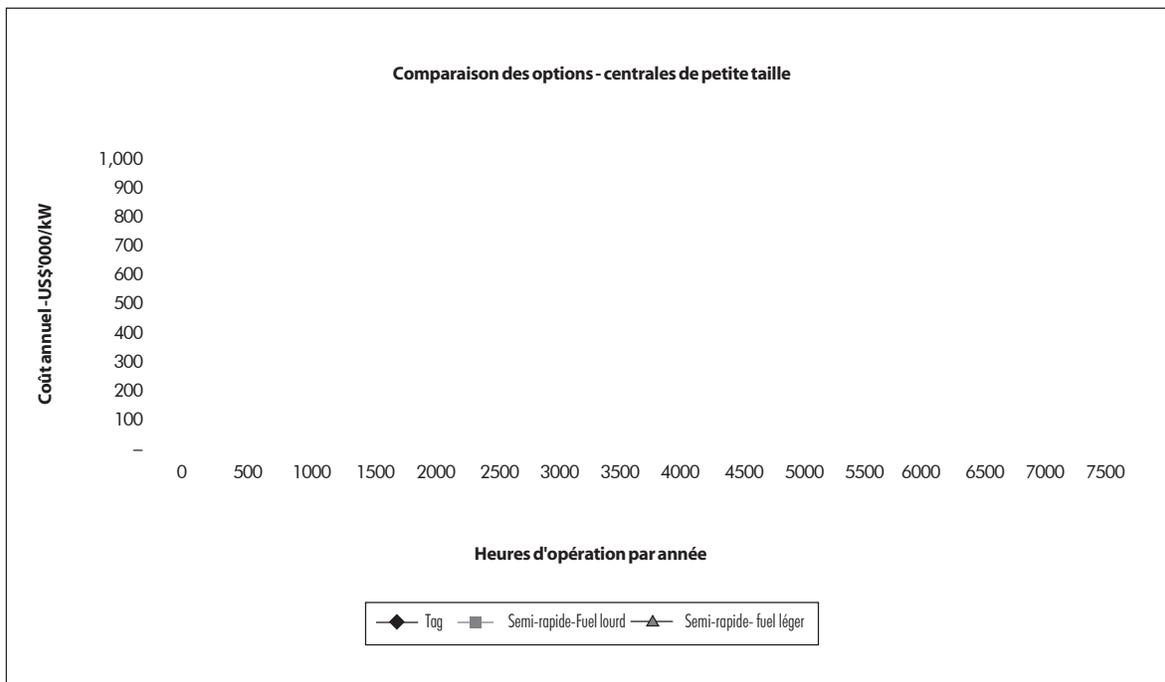
- **Base d'évaluation :**

Cette évaluation a été effectuée sur la base de données statistiques disponible et de l'expérience accumulée par le consultant sur d'autres projets similaires.

Selon les résultats des analyses antérieures, les options qui figurent au tableau suivant ont été retenues comme moyens pour satisfaire les besoins en Energie du Djibouti. Elles sont ventilées en deux groupes selon la taille de la centrale. Le niveau de la puissance installée correspond à l'emplacement des équipements à Djibouti (les valeurs ISO sont corrigées en fonction des conditions locales de pression et de température).

Options de production	Combustible utilisé
<i>Centrales de petite taille</i>	
Turbines à gaz - 10,6 MW	Diesel (huile légère #2)
Moteurs diesels semi-rapides 10 MW	Diesel (huile légère #2)
Moteurs diesels semi-rapides 10 MW	Fuel lourd #6
<i>Centrales de grande taille</i>	
Turbines à gaz – 22 MW	Diesel (huile légère #2)
Moteurs diesels semi-rapides – 30 MW	Diesel (huile légère #2)
Moteurs diesels semi-rapides – 30 MW	Fuel lourd #6
Moteurs diesels lents – 22 MW	Diesel (huile légère #2)
Moteurs diesels lents – 22 MW	Fuel lourd #6
Cycle combiné – 22.5 MW	Diesel (huile légère #2)
Turbines à vapeur – 20 MW	Fuel lourd #6

La figure qui suit détaille, dans le cas des centrales de petite taille, les résultats de l'analyse des coûts annuels de production, en tenant compte des coûts d'investissement, de combustible, d'exploitation et d'entretien.



Résumé de l'évaluation des coûts
Coûts typiques d'investissement et d'exploitation pour centrales thermiques

Combustibles : Fuel (mazout lourd) ou diesel/gasoil

Tous les coûts sont en dollars US de 2004, pour des nouvelles centrales en Afrique. Les taxes et droits de douance sont exclus.

Type de centrale (Nouvelle centrale, complète)	Puissance installée totale-MW		Vieufille Yrs.	Coûts d'investissement		Combustibles		Disponibilité		Coûts typiques E&E&A (Note 3)			Rendements et Consommations spécifiques							
	ISO	Local		Coûts unitaires \$/kW	Coûts de constr (Note 1) million US\$	Coût total (Note 2) million US\$	Pannes	Entretien	Disponib.	Puissance effective garantie MW	Coûts totaux \$/MWh	Coûts variable \$/MWh	Portion fixe \$/MWh	Coût fixe équiv. par \$/MW par an	Rendement %	Rendements et cons. sp.-machines neuves kJ/kWh LHV	Sp. dégradation moyenne kJ/KWh (LHV)			
Centrales turbines a gaz (Cycle simple)	12	10,56	20	750	9	11	Fuel lourd Diesel/Gasoil	N/A	4%	N/A	92%	9,7	10,00	4,00	6,00	48,36	28,8%	12 500	4%	13 000
	25	22	20	700	17,5	21	Fuel lourd Diesel/Gasoil	N/A	4%	N/A	92%	20,2	10,00	4,00	6,00	48,36	28,8%	12 500		13 000
	50	44	20	650	32,5	39	Fuel lourd Diesel/Gasoil	N/A	4%	N/A	92%	40,5	9,00	3,60	5,40	43,52	30,0%	12 000		12 480
	100	88	20	600	60	72	Fuel lourd Diesel/Gasoil	N/A	5%	N/A	92%	81,0	8,00	3,20	4,80	38,68	30,0%	12 000		12 480
Centrales Cycles combinés	25	22,5	20	1200	30	36	Fuel lourd Diesel/Gasoil	N/A	5%	N/A	90%	20,3	11,00	4,40	6,60	52,03	41,4%	8 700	3%	8 961
	60	54	20	900	54	65	Fuel lourd Diesel/Gasoil	N/A	5%	N/A	90%	48,6	10,00	4,00	6,00	47,30	42,4%	8 500		8 755
	120	108	20	850	102	122	Fuel lourd Diesel/Gasoil	N/A	5%	N/A	90%	97,2	9,00	3,60	5,40	42,57	42,9%	8 400		6 652
	160	144	20	800	128	154	Fuel lourd Diesel/Gasoil	N/A	5%	N/A	5%	129,6	8,50	3,40	5,10	40,21	43,4%	8 300		8 549
(2 TAG del 60 MW)	250	225	20	700	175	210	Fuel lourd Diesel/Gasoil	N/A	5%	N/A	90%	202,5	8,00	3,20	4,80	37,84	44,4%	8 100		8 343

Type de centrale (Nouvelle centrale, complète)	Puissance installée totale-MW		Vieutiles	Coûts d'investissement		Disponibilité			Combustibles		Coûts typiques E&EA (Note 3)			Rendements et Consommations spécifiques			
	ISO	Local		Années	Coûts unitaires \$/kW	Coûts de constr million US\$ (Note 1)	Coût total million US\$ (Note 2)	Pannes	Entrtiten	Disponib,	Puissance effective garantie MW	Coûts totaux \$/MWh	Portion variable \$/MWh	Portion fixe \$/MWh	Coût fixe \$/MWh par an	Rendements et Consommations s neuves	Rendement %
Centrales Diesel Semi-rapides	10	10	20	950	9,5	11	Fuel oil %6 Diesel/Gasoil	7%	7%	86%	8,6	7,20	10,80	81,36	41,4	8700	8787
	(2x5 MW-750 tpm)							5%	5%	90%	9	6,80	10,20	80,42	41,9%	8600	8686
	30	30	20	950	28,5	34	Fuel oil %6 Diesel/Gasoil	6%	6%	88%	26,4	6,80	10,20	78,63	42,4%	8500	8585
	(2x15 MW-500 tpm)							4%	4%	92%	27,6	6,40	6,60	77,37	42,9%	8400	8484
	60	60	20	850	51,0	61	Fuel oil %6 Diesel/Gasoil	6%	6%	88%	52,8	6,20	9,30	71,69	42,4%	8500	8585
	(4x15 MW-500 tpm)							4%	4%	92%	55,2	5,80	8,70	70,12	42,9%	8400	8484
Centrales Diesel Basse vitesse - 2 temps	90	90	20	800	72,0	86	Fuel oil %6 Diesel/Gasoil	6%	6%	88%	79,2	6,00	9,00	69,38	42,4%	8500	8585
	(6x15 MW-500 tpm)							4%	4%	92%	82,8	5,60	8,40	67,70	42,9%	8400	8484
	22	22	30	1700	37,4	45	Fuel lourd Diesel/Gasoil	3%	2%	95%	20,9	5,20	7,80	64,91	43,4%	8300	8342
	(2x11 MW-120 tpm)							3%	2%	95%	20,9	4,80	7,20	59,92	43,9%	8200	8241
	45	45	30	1300	58,5	70	Fuel lourd Diesel/Gasoil	3%	2%	95%	42,75	4,80	7,20	59,92	43,9%	8200	8241
	(3x15 MW-106 tpm)							3%	2%	95%	42,75	4,40	6,60	54,93	44,4%	8100	8141
Centrales Chaudière-turbine à vapeur	60	60	30	1250	75,0	90	Fuel lourd Diesel/Gasoil	3%	2%	95%	57	4,40	6,60	54,93	43,9%	8200	8241
	(3x20 MW-106 tpm)							3%	2%	95%	57	4,00	6,00	49,93	44,4%	8100	8141
	80	80	30	1200	96,0	115	Fuel lourd Diesel/Gasoil	3%	2%	95%	76	4,00	6,00	49,93	43,9%	8200	8241
	(4x20 MW-106 tpm)							3%	2%	95%	76	3,60	5,40	44,94	44,4%	8100	8141
	20	20	30	1600	32,0	38	Fuel lourd	2%	2%	96%	19,2	5,60	8,40	70,64	27%	13500	13568
	(1x20 MW)							2%	2%	96%	48	4,80	7,20	60,55	28%	13000	13065
50	50	30	1300	65,0	78	Fuel lourd	2%	2%	96%	48	4,80	7,20	60,55	28%	13000	13065	
(2x25 MW)																	

Type de centrale (Nouvelle centrale, complète)	Puissance installée totale-MW		Vieutiles Années	Coûts d'investissement		Combustibles		Disponibilité		Coûts typiques E&E&A (Note 3)		Rendements et Consommations spécifiques					
	ISO	Local		Coûts unitaires \$/kW	Coûts de constr (Note 1) million US\$	Coût total (Note 2) million US\$	Pannes	Entrtretien	Puissance effective garantie MW	Coûts totaux \$/MWh	Portion variable \$/MWh	Portion fixe \$/MWh	cons. sp.-machines neuves	Coûts. Sp. dégradation moyenne kJ/KWh (LHV)			
	100	100	30	1200	120.0	144	Fuel lourd	2%	2%	96%	10.00	4.00	6.00	50.46	30%	12,000	12,060
	(2x25 MW)																
	150	150	30	1100	165.0	198	Fuel lourd	2%	2%	96%	9.00	3.60	5.40	45.41	33%	11,000	11,055
	(2x75 MW)																
	200	200	30	1050	210	252	Fuel lourd	2%	2%	96%	8.00	3.20	4.80	0.02	36%	10,000	10,050
	(2x100 MW)																

(1) Les coûts de construction (EPC ou clé-en-main) n'incluent pas les coûts du Propriétaire tels que : développement du projet, études préliminaires, direction et surveillance du projet par le Propriétaire, permis, frais légaux et financiers, intérêt pendant la construction, frais initiaux et marges du Propriétaire. Tous ces coûts se montent habituellement à entre 20% (pour les gros projects) et 30% (petits projects) des coûts de construction.

(2) Coûts du Propriétaire ajoutés : 20% des coûts de construction EPC

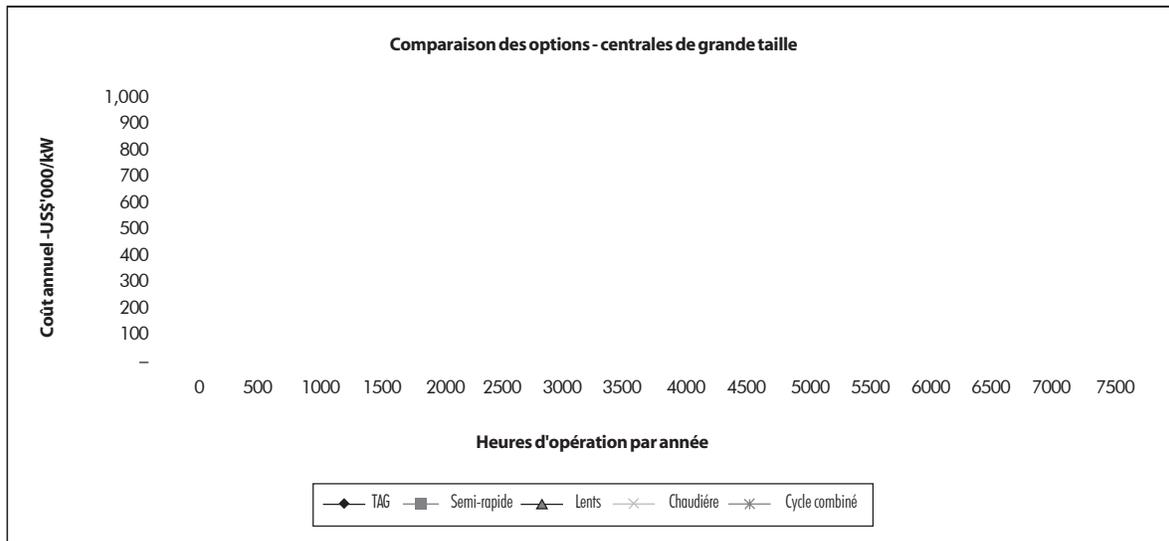
(3) E&E&A représentent les coûts d'exploitation, entretien et administration.
Portion fixe typique : 60 Portion variable : 40% des coûts totaux E&E&A.

Pour les conditions de l'étude, ces résultats mènent aux conclusions suivantes :

- les moteurs au fuel lourd sont économiquement plus efficaces que les moteurs au combustible léger quelle que ce soit la durée annuelle d'utilisation du groupe;
- les turbines à gaz sont économiquement plus efficaces que les moteurs diesels semi-rapides uniquement si la durée de leur utilisation ne dépasse pas 1 000 heures par an, ce qui correspond à un facteur de charge inférieur à 12%.

Selon ces résultats on peut conclure que, pour les centrales électriques de petite taille, les turbines à gaz sont mieux placées pour couvrir la pointe du réseau et pour constituer la réserve du système, tandis que les moteurs diesels semi-rapides se révèlent adéquats pour une utilisation continue.

Les résultats d'une analyse similaire sur les coûts de production des centrales de grande taille sont présentés à la figure qui suit. Cette analyse tient compte de la compatibilité entre le type de combustible et la technologie de production employée. Ainsi, les options des turbines à gaz et cycle combiné utilisent l'huile légère, tandis que celles des moteurs diesels et turbines à vapeur utilisent le fuel lourd.



Pour les conditions de l'étude, il résulte que les turbines à gaz demeurent la plus rentable solution de production d'Énergie si la durée de fonctionnement reste inférieure à 1 000 heures par an. Pour une durée de fonctionnement supérieure à 1 000 heures par an, ce sont les moteurs diesels semi-rapides qui deviennent économiquement plus rentables.

Afin de rendre équitable la comparaison entre les options de production, l'analyse des coûts d'exploitation et d'entretien doit considérer des conditions identiques de fonctionnement des équipements. Ainsi, les valeurs doivent être uniformes par rapport aux conditions qui prévalent à Djibouti, tout en restant cohérentes les unes par rapport aux autres. Le prochain tableau présente les coûts annuels fixes et variables pour les options étudiées.

<i>Option de production</i>	<i>Coûts variables (FD/MWh)</i>	<i>Coût fixes (% de l'investissement)</i>	<i>Remplacements intérimaires et assurances (% de l'investissement)</i>
Moteurs diesels lents	982	1,8	0,3
Diesels semi-rapides	1 767	3,2	0,4
Turbines à gaz	982	1,2	0,3
Cycle combiné	803	1,0	0,4

Filière retenue de production classique d'Énergie

Les arguments suivants conduisent à proposer qu'EdD continue d'installer des groupes diesels semi-rapides ayant une taille de l'ordre de 15 MW :

- la nature des combustibles disponibles à des prix raisonnables à Djibouti;
- le niveau de la puissance requise et l'échéancier de la croissance de la demande, conformément à la prévision de la demande;
- le type des installations du parc de production existant et l'expérience locale accumulée en exploitation des groupes diesels; mais surtout
- les résultats des analyses présentés ci-dessus.

L'option de base retenue dans la présente analyse considère que la réserve du système énergétique djiboutien est suffisamment élevée pour faire face à la mise hors de fonctionnement simultanément des deux plus gros groupes de production. Selon cette hypothèse, même dans la situation où le plus gros groupe diesel serait en arrêt planifié et le deuxième plus important moteur tomberait en panne, les autres sources de production doivent couvrir la demande maximale des consommateurs. Étant donné que la taille de chacun des deux plus gros groupes diesels à Djibouti est de 15 MW la réserve du système doit s'élever dans le cas de l'option de base à 30 MW.

Un critère moins exigeant en terme de fiabilité d'alimentation en Énergie des consommateurs permettrait à EdD de diminuer la taille de la réserve du système énergétique. Selon cette option, pour pallier les risques certains liés à l'alimentation continue des abonnés, la réserve pourrait correspondre à une marge équivalant uniquement au plus gros des groupes de production installés dans le système. Bien que cette option prévoie une diminution de la puissance installée et donc des coûts liés à l'investissement inférieurs à l'option de base, il est important de rappeler que la fiabilité d'alimentation en Énergie est fortement diminuée et que le risque d'interruption du service est plus important. Les nombreuses avaries et périodes hors service des différents groupes de production au cours des années précédentes illustrent parfaitement cet état de fait.

Les deux options précisées ci-dessus seront analysées au chapitre suivant du point de vue des coûts de production de l'Énergie et comparées ensuite aux autres solutions d'augmentation de la production d'électricité à Djibouti (sources renouvelables et achat d'Énergie).

L'option d'une centrale faisant appel aux ressources renouvelables

La construction d'une centrale géothermique

- **Éléments de géologie du pays :**

Djibouti est situé à la jonction de trois grands centres d'extension côtière actifs, soit :

- le rift d'Afrique de l'Est qui s'étend d'une part vers le sud sud-ouest à partir de Djibouti, traverse le Kenya et continue jusqu'en Tanzanie, et d'autre part vers le nord nord-ouest en traversant l'Erythrée jusqu'à la mer Rouge ;
- le rift de la mer Rouge qui s'étend vers le Nord sous la mer Rouge, le golfe d'Aqaba et la mer Morte pour se terminer dans le nord de la Syrie ; et
- le golfe d'Aden et ses extensions à l'ouest de Djibouti, dans le golfe de Tadjoura et Ghoubbet el Kharab.

Cet agencement de structures est unique, et constitue le point de convergence de très grands flux thermiques. Bien qu'on ne dispose pas d'une mesure exacte de ces flux de chaleur, ils sont sans contredit parmi les plus élevés du monde (ENEL/DPT, 1990). La zone du rift continue de prendre de l'expansion à raison d'environ un millimètre par année. La dernière éruption volcanique a eu lieu en 1978 ; il s'agit de celle du volcan Ardoukoba.⁸

- **Ressources géothermiques :**

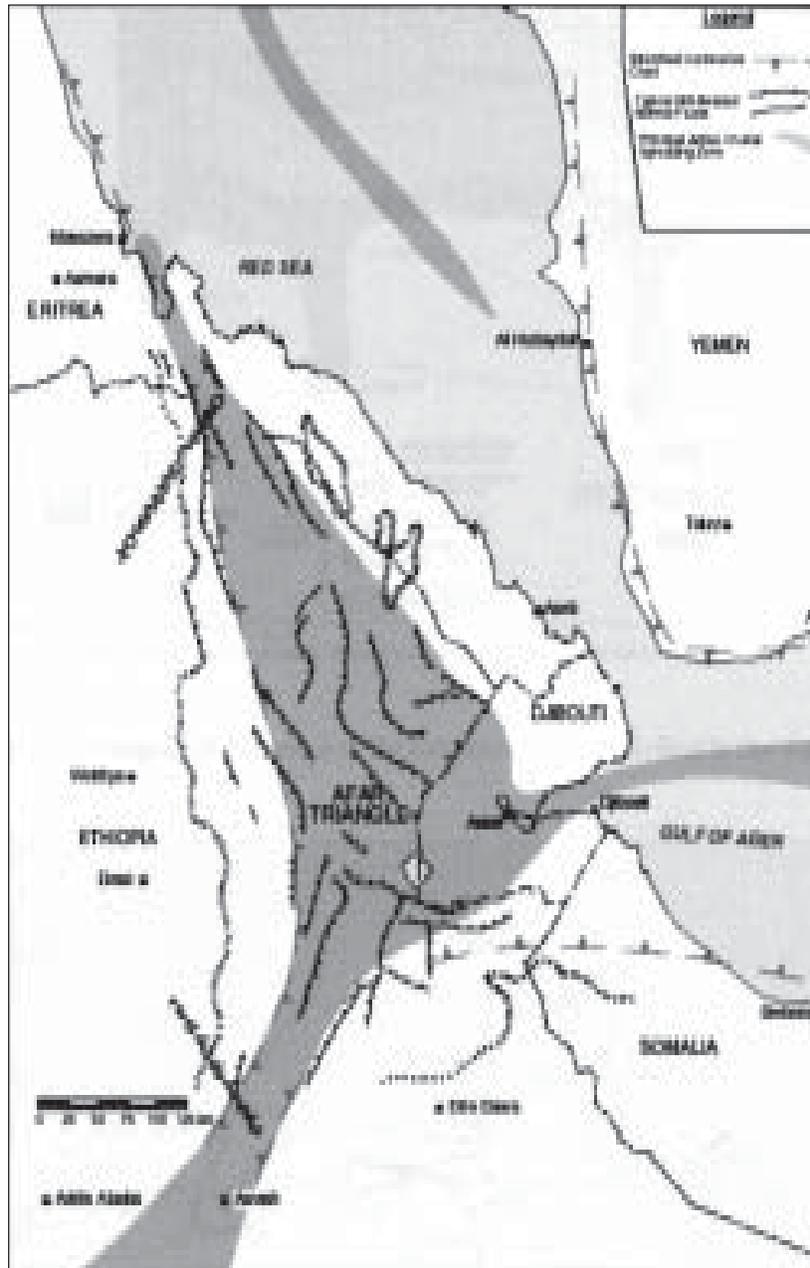
D'après une étude récente menée par la Geothermal Energy Association (Redd, 1999), le potentiel d'Énergie géothermique de Djibouti se chiffre entre 230 MW et 860 MW si l'on tient compte des zones de développement potentiel suivantes⁸ :

- la région d'Assal, entre le lac Assal et la baie de Tadjoura sur la zone de rift actif qui s'étend vers le nord-ouest à travers les dépressions d'Alol ;
- la région du lac Abbe, à la frontière du Djibouti avec l'Éthiopie ;
- la plaine de Hanle, près de la ville de Yobiki ;
- la plaine de Gaggade, à environ 20 km au nord-est de Hanle, de l'autre côté des monts Baba Alou ;
- la région d'Arta, au nord des monts Arta ;
- la région de Tadjoura, sur la côte nord de la baie de Tadjoura ;
- la région d'Obock, près de la ville d'Obock ;
- la région de Dorra, dans les montagnes situées à environ 40 km du lac Assal.

Les trois dernières régions n'ont pratiquement pas été explorées. Les explorations qui ont été faites dans les autres régions sont décrites dans les paragraphes qui suivent.

⁸ Rapport d'évaluation du marché, 2003.

Figure 4.1 Relation de la structure thermique régionale entre le Triangle des Afars et la zone de ressources géothermiques d'Assal



La région d'Assal

Le potentiel géothermique le plus important de Djibouti, soit celui de la région d'Assal, est situé sur une zone active de rift qui part de Ghoubbet al Kharab, traverse le lac Assal et la chaîne de montagnes au nord-ouest du lac pour remonter les dépressions d'Alol. Le rift est aussi actif sur la côte nord de Ghoubbet al Kharab. Du fait que le lac Assal est situé à 154 mètres sous le niveau de la mer (le point le plus bas de l'Afrique), un écoulement constant d'eau de mer s'engouffre dans la zone volcanique de 10 km de

largeur entre Ghoubbet al Kharab et le lac Assal. Cet écoulement, qui traverse principalement la partie nord de la zone, là où les mouvements tectoniques sont les plus fréquents, est estimé à environ 20 m³/seconde. Malgré cela, on peut observer plusieurs fumerolles et la température sous cet épanchement d'eau froide est probablement très élevée.

Le premier effort concerté pour évaluer et explorer les ressources géothermiques de Djibouti a été mené entre 1970 et 1983 dans la région d'Assal, sous l'égide du gouvernement français. Il comprenait surtout des levés et des études géologiques ainsi que le forage de deux puits : Assal 1 (A1) – un producteur potentiel, et Assal 2 (A2). Les résultats des forages et des essais ont permis de découvrir un réservoir très salin, d'une profondeur modérée à profonde, où la formation de tartre semble constituer un problème d'importance. Un réservoir potentiel peu profond a aussi été identifié, mais l'écoulement n'y a jamais été déterminé.

L'étape suivante s'est déroulée entre 1984 et 1992 sous l'égide du gouvernement italien, de la Banque africaine de développement (AfDB), du fonds de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), du Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD) et de la Banque mondiale. Elle a d'abord eu lieu autour de la zone géothermique de Hanle-Gaggade située à 35 km au sud-ouest. Après n'y avoir testé que les fluides à faible enthalpie, l'attention s'est de nouveau tournée vers Assal. Au cours de cette étape, les bailleurs de fonds ont financé le forage des puits d'Assal 3 (A3) – un producteur potentiel, d'Assal 4 (A4) et d'Assal 5 (A5). Des températures élevées ont été constatées dans tous ces puits.

Avant même que les zones les plus prometteuses aient été testées, la majeure partie des fonds disponibles avait été dépensée. Bien que les résultats des forages aient été très encourageants, la suite du financement reposait sur la découverte d'un autre puits productif. Le dernier puits foré, soit celui d'Assal 6 (A6), situé entre les puits producteurs A1 et A3, a été financé par le gouvernement de Djibouti. Malgré les problèmes mécaniques qui se sont produits au cours des opérations de forage, ce puits a néanmoins été jugé producteur.

En octobre 1989 un consultant islandais, Virkir-Orking, a entrepris sur un financement du gouvernement italien une étude localisée sur la formation de tartre et la corrosion dans l'eau sursaturée en profondeur. La dernière phase de travail à Assal, réalisée sous l'égide du gouvernement italien et de la Banque mondiale, n'a mis l'accent que sur la mise en valeur et la production des ressources d'Assal, situées à une grande profondeur. Bien que, de manière générale, les parties aient convenu d'un plan ambitieux de travaux supplémentaires comprenant l'étude et l'atténuation de la formation de tartre, les bailleurs de fonds ne se sont jamais entendus sur les questions clés concernant les priorités et l'implantation. Par conséquent, l'étape de développement suivante n'a pas été entreprise, ce qui signifie qu'aucune exploration ni mise en valeur n'ont eu lieu à Assal depuis 1993.

Une seule nouvelle étude sur le potentiel géothermique de la région a été menée par GDA en août 2002. Il s'agit de l'étude de faisabilité technique et économique de la construction d'une première centrale géothermique de 30 à 35 MW.

La région du lac Abbe

La région du lac Abbe est située à la frontière du Djibouti avec l'Ethiopie. Une exploration de surface a été faite des deux côtés de la frontière, principalement par des scientifiques italiens. On estime que cette région possède un réservoir à faible salinité et une température de formation estimée entre 120 et 175 °C. Aucun forage n'a été fait dans la région pour mesurer la température exacte.

La région de la plaine de Hanle

La plaine de Hanle a été explorée par des scientifiques italiens. Elle a été choisie comme premier site d'un projet d'exploration géothermique à grande échelle à Djibouti. Trois forages ont été effectués; le premier en 1982 supervisé par les Italiens et deux autres en 1984, dans le cadre de la première phase du projet géothermique. Quatre puits ont été creusés dans la plaine de Hanle en 1985 et 1986 à des profondeurs de 1500 à 2000 mètres; on prévoyait faire de même à Gaggade si les premiers puits profonds de Hanle donnaient de mauvais résultats. La température la plus élevée mesurée à Hanle est de 129 °C à 445 mètres, dans le puits de Garrabays-1 foré en 1982 à proximité des fumerolles s'échappant des flancs de la montagne. La température des autres puits était plus basse. Les trois puits ont une profondeur d'environ 450 mètres. Le gradient thermique dans les trois puits était très bas; en effet, il n'était que de 1,3 à 30 °C aux 100 mètres. On estimait la température du réservoir de Hanle entre 160 et 250 °C.

La région de la plaine de Gaggade

La plaine de Gaggade est parallèle à celle de Hanle. Elle a aussi été explorée par des scientifiques italiens. Un programme supplémentaire d'exploration de surface devait commencer en février 1985 afin de choisir le site des premiers puits profonds (200 m) qui devaient être forés en 1986 si les forages exécutés à Hanle ne donnaient pas les résultats escomptés. On a estimé que la température du réservoir de Gaggade était légèrement plus élevée que celle de Hanle, soit entre 210 et 275 °C. Aucun puits n'a toutefois été foré dans la plaine de Gaggade.

La région d'Arta

Arta est une petite région qui comporte quelques fumerolles s'échappant du flanc nord du mont Arta. On n'y a fait que des explorations préliminaires. Cette région est intéressante du point de vue de la construction d'une centrale géothermique car elle est située à proximité de la ligne électrique reliant Djibouti et Arta. Une petite centrale pourrait s'avérer rentable dans cette région.

Centrale géothermique de 30 MW dans la région du lac Assal

Electricité de France (EdF) et le Centre d'études et de recherche de Djibouti (CERD) ont été les principaux

partisans du développement des ressources géothermiques du pays à des fins de production d'électricité. En octobre 1997, le directeur d'EdF s'est rendu aux Etats-Unis pour intéresser les compagnies américaines spécialisées en Energie géothermique au développement du champ géothermique d'Assal. Deux ans plus tard, EdF et la société nord-américaine Geothermal Development Associates (GDA) ont signé un protocole d'entente. En août 2000, GDA terminait une étude de faisabilité sur la construction d'une centrale géothermique de 30 MW dans la région du lac Assal, à l'ouest de la ville de Djibouti, étude qui établissait la rentabilité d'une telle installation de production. L'accès aux installations portuaires de Djibouti facilitera l'approvisionnement en équipement et les activités de construction de la centrale. Une route pavée relie la ville de Djibouti à l'emplacement proposé pour la centrale géothermique d'Assal, à une centaine de kilomètres de la capitale.¹²

Ce projet de 85 millions de dollars US pourrait être construit selon un protocole de financement de type construction, propriété et exploitation (BOO). En 2000, le Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM) a approuvé une subvention au montant de 287 000 \$US, obtenue par le canal du PNUD, afin de permettre au gouvernement et à GDA de négocier l'entente de principe nécessaire à la réalisation du projet. Toutefois, à ce jour, le PNUD n'a effectué aucun décaissement. Des fonds ont aussi été offerts par d'autres donateurs, ce qui porte le total des fonds disponibles pour cette phase du projet à environ \$600 000 US⁹.

Le Président de la République, le Ministre de l'Energie et des Ressources naturelles et d'autres intervenants du gouvernement actuel de Djibouti ont exprimé leur soutien indéfectible au développement du projet Assal et au travail de GDA. Le projet devrait avancer en 2003, avec la coopération d'EdD et de GDA⁹.

Estimation des coûts sur la base d'une centrale géothermique de référence

A des fins d'analyse comparative avec les estimations de Djibouti, on emploie les principaux critères et les estimations les plus fiables pour un projet géothermique de 66 MW qui est actuellement mis en œuvre au Nicaragua, soit celui de Jacinto-Tizate. Les estimations ont été ajustées pour être en mesure d'obtenir les coûts de référence pour une centrale de 33 MW, soit une centrale géothermique de taille équivalente à celle envisagée à Djibouti.

Critères de base de l'estimation des coûts :

- **Coûts des investissements :**

Les principaux coûts de développement d'un champ géothermique sont :

- la centrale,
- le champ de vapeur, et
- les forages.

⁹ Rapport d'évaluation du marché, 2003.

L'estimation du coût de développement du champ de vapeur est basée sur des données historiques récentes pour des centrales outre-mer ainsi que sur des estimations récentes de projets semblables.

L'estimation du coût de construction de la centrale est basée sur les prix obtenus des fabricants. Les coûts de réalisation du contrat sont grandement influencés par les conditions du marché au moment de la commande.

- **Coûts du génie civil et des forages :**

Le coût de l'infrastructure est basé sur les valeurs récentes des frais locaux. Les coûts des constructions routières ont été établis pour des routes de 6 mètres de largeur à revêtement de gravier seulement. La longueur totale de la route est basée sur les nouvelles routes à construire entre les plates-formes d'exploration des puits de production, le poste de séparation et les plates-formes d'exploration des puits d'injection.

- **Préparation et remise en état des puits :**

Le coût des plates-formes d'exploration des puits varie en fonction des particularités de chaque site, plus particulièrement du terrain. Les estimations sont basées sur la construction de plates-formes à puits unique, de plates-formes multi-puits et sur la conversion des plates-formes actuelles à puits unique en plate-formes multi-puits.

Les coûts indiqués incluent le terrassement, le nivellement de chaque site et l'élimination des matériaux, la construction de caves avant-puits et l'excavation d'un puisard. Aucune provision n'a été prévue pour le revêtement des puisards de forage.

L'injection des plates-formes n'est pas incluse dans l'estimation, car on considère qu'elle n'est pas nécessaire à cet emplacement.

Le travail géologique au cours du forage des puits comprendra les services d'un géologue possédant de l'expérience dans le domaine de la pétrologie. Les résultats des forages seront consignés dans un rapport qui servira à mieux cibler l'emplacement de futurs puits.

- **Champs de vapeur au-dessus du système au sol :**

Dans la mesure du possible, la tuyauterie des champs de vapeur sera placée de manière à suivre la topographie du terrain. Le coût de cette tuyauterie est basé sur une combinaison du coût en dollars US par pied et par pouce de diamètre et du coût en dollars US par kg de tuyau en acier carbone (A53, nuance B) obtenus pour des projets réalisés récemment au plan international.

L'épaisseur des parois est basée sur une pression nominale de 20 bars pour la tuyauterie de production à deux phases et la tuyauterie d'injection de saumure à l'aval des pompes d'injection ainsi que sur une pression nominale de 10 bars pour les récipients de séparation et la tuyauterie de vapeur. Une épaisseur supplémentaire de 3 mm a été ajoutée pour la corrosion admissible.

Bien que l'estimation du coût des divers composants puisse atteindre un niveau élevé de précision, les coûts réels sont fonction du site. Cela se reflète dans le niveau modéré d'exactitude de l'ensemble de l'estimation.

- **Centrale électrique :**

Le coût de la centrale a été estimé à l'aide des renseignements obtenus des fabricants qui ont soumis une estimation budgétaire montrant la relation entre la dimension de la centrale et son coût. Il comprend l'aménagement du terrain, les bâtiments et les services.

Bien que l'estimation préliminaire du coût de la centrale soit considérée comme une approche raisonnable, le prix peut considérablement varier au moment des soumissions et de la négociation des contrats d'approvisionnement. Cette variation devrait se traduire par un coût moindre par rapport à l'estimation de départ.

- **Alimentation électrique :**

Une estimation au montant de 2,5 millions de dollars US a été préparée pour :

- une ligne à 138 kV de 10,5 km de longueur montée sur des pylônes biternes;
- un transformateur de 25 MVA pour élever la tension de l'alternateur de 4,16 kV à 138 kV;
- un disjoncteur à 138 kV et ses appareillages de commutation.

- **Services de gestion de projet et d'ingénierie :**

L'estimation des frais de gestion du projet et d'ingénierie a été répartie entre le préfinancement et le post-financement. Cette répartition reflète les dépenses prévues pour ces activités, quelle que soit la stratégie de passation de marché employée.

- **Frais d'exploitation et d'entretien :**

- Pour couvrir les frais d'exploitation et d'entretien, à l'exclusion du remplacement et de la fabrication des puits, nous avons prévu ce qui suit :
- des frais fixes de 55 \$/kW/an, ce qui correspond à environ 12 % du revenu brut;
- aucuns frais variables n'ont été prévus, car les centrales géothermiques fonctionnant à la base de la courbe de charge n'ont pas de frais variables d'exploitation et d'entretien importants.

L'élément « frais fixes » représente un montant raisonnable à des fins budgétaires, car il se situe dans la partie supérieure de la fourchette internationale des coûts d'une centrale géothermique. Comme il s'agit d'une estimation prudente, il permet une contribution annuelle au « fonds d'entretien stratégique ». L'objectif d'un tel fonds est de prévoir des sommes qui serviront à payer les frais imprévus d'entretien majeur (le bris d'une pompe ou des ventilateurs d'une tour de refroidissement, par exemple).

Le tableau qui suit confirme que les estimations faites par le développeur pour une centrale géothermique dans la région d'Assal sont en concordance avec les coûts de référence des projets similaires.

Coûts d'immobilisation de référence : Amérique centrale par rapport à Djibouti

Estimation des coûts d'immobilisation pour un projet de centrale géothermique de l'ordre de 30 MW

Description	Amérique centrale	Djibouti	Amérique centrale	Djibouti
Gestion de projet et ingénierie (Propriétaire)	5,192,400	5,239,083	157	159
Gestion du projet et ingénierie	865,400		26	
Gestion du projet et ingénierie	4,327,000		131	
Forage de puits	18,189,760	26,186,000	551	794
Frais de forage	16,930,000	21,736,000	513	
Frais de géologie	859,760	1,245,000	26	
Mobilisation / démobilisation	400,000	3,205,000		75
Réseau collecteur	7,006,700	2,460,000	212	
Tuyauterie aux têtes de puits	960,000		29	
Tuyauterie longue distance a deux phases	1,065,000		32	
Usine du gisement de vapeur	1,632,000		49	
Tuyauterie de vapeur	188,400		6	
Tuyauterie d'injection	1,071,750		32	
Tuyauterie d'injection	270,000		8	
Ouvrages de génie civil au gisement de vapeur	1,426,550		43	
Services au gisement de vapeur	393,000		12	
Centrale (33 MW)	33,805,200	33,640,298	1,024	1
Lignes de transport d'électricité et postes	2,450,000	20,108,500	74	609
Imprévus par suite de l'analyse de risque	6,665,000	8,699,521	202	264
Total	73,309,060	96,333,402	2,221	2,919
Total moins Transport	70,859,060	76,224,902	2,147	2,310
Frais de pré-production	3,736,000			
Frais de développement		4,417,194		134
Frais de financement		4,483,755		136
Intérêts D/C	4,853,839	3,272,206		99
Commission pour prêt	1,763,561			
Fonds de roulement		500,000		15
Réserves pour le service de la dette		2,350,000		71
Remboursement de la dette de rang inférieur		4,876,491		148
Total	83,662,460	116,233,048	2,535	3,522

Il ressort de l'analyse comparative des deux projets que l'estimation des coûts d'investissements de la centrale géothermique démontre une bonne cohérence : l'écart obtenu entre les deux projets est de 7%. En outre, le coût total qui résulte de la centrale de Djibouti (116 millions \$US) est en parfaite cohérence avec une estimation récente mentionnée dans un rapport de la Banque africaine de développement.¹⁰

Quant à la comparaison entre les coûts reliés aux lignes de transport, elle n'est pas très significative car les conditions de calcul diffèrent pour les deux projets :

- la longueur de la ligne de transport du projet en Amérique centrale est de 10,5 km, contrairement à environ 100 km à Djibouti ;
- le poste de transformation du projet de Djibouti est plus complexe (et donc plus coûteux), tandis que celui d'Amérique Centrale ne comporte qu'un transformateur de 25 MVA, un disjoncteur et ses appareillages de commutation.

Les coûts de réalisation de la ligne de transport pour le projet à Djibouti nous semblent néanmoins, pour le moins élevés et gagneraient à être réexaminés. En effet, un investissement spécifique de ce type se fait sur la base de coûts moyens d'environ 85 000 \$US par km, ainsi que des coûts de réalisation du poste de transformation d'à peu près 1 million \$US. Ces chiffres conduisent à des coûts totaux de la ligne de transport qui se situent aux alentours de 910 millions \$US, soit moins de la moitié des coûts estimés dans le tableau ci-dessus.

Conclusions

Djibouti possède un énorme potentiel géothermique en raison de ses caractéristiques géologiques. Les résultats obtenus pour le projet géothermique du lac Assal établissent, sans l'ombre d'un doute, l'existence d'importantes ressources géothermiques. La production des puits Assal 3 et Assal 6 l'atteste également.

Djibouti pourrait devenir un exportateur d'Énergie de base pour plusieurs pays de la région. La mise en œuvre de la première centrale géothermique de l'ordre de 30 MW est d'une importance cruciale pour le pays en raison des aspects suivants :

- réalisation d'importantes économies sur les importations de combustible utilisé pour la production d'électricité.
- renforcement de l'indépendance énergétique du pays;
- diminution des rejets dans l'atmosphère des gaz à effet de serre.

¹⁰ Le coût total de la centrale géothermique de 30 MW est estimé à 115 millions US \$. Source: *Projet multinational d'interconnexion électrique Ethiopie – Djibouti. Rapport d'évaluation – Département des Infrastructures, Région Nord, Est et Sud – Banque africaine and développement, Août 2004.*

Dans quelques années, l'Energie géothermique pourrait remplacer à Djibouti la production actuelle des centrales à groupes diesels.

La décision définitive de poursuivre la mise en œuvre de la centrale géothermique du lac Assal doit être prise le plus tôt possible afin de commencer les essais recommandés dans le rapport de l'étude de faisabilité préparé par GDA en août 2000.

La construction d'un parc de groupes éoliens

La présente étude a pour but de déterminer, à partir des données recueillies de mars 2003 jusqu'en février 2004, l'impact économique et environnemental de la mise en fonction d'un parc de groupes éoliens pour la production de l'électricité. L'étude révèle aussi les barrières actuelles ainsi que les moyens envisageables pour encourager la production d'électricité éolienne à Djibouti.

L'étude de préfaisabilité technique et économique visant l'implantation d'un parc de groupes éoliens à Djibouti est réalisée à l'aide du logiciel *RETScreen International*.

Le logiciel d'analyse de projets d'Energies renouvelables *RETScreen International* est un outil d'aide à la décision développé au Canada en collaboration avec de nombreux experts du gouvernement canadien, de l'industrie et du monde universitaire. Il procure une plate-forme commune pour l'évaluation de propositions de projets et réduit de manière significative les coûts, le temps et les erreurs associés à la préparation d'études préliminaires de faisabilité.

Sites examinés

Un programme mené par le *Centre d'Etudes et de Recherches de Djibouti* et achevé en février 2004 a permis la collecte des données caractéristiques de plusieurs régions du pays. Ces données sont utilisées ensuite pour une analyse technique et économique qui vise l'identification des sites favorables à l'implantation d'un parc de groupes éoliens pour la production d'électricité. Le tableau suivant présente les huit sites analysés par ledit programme.

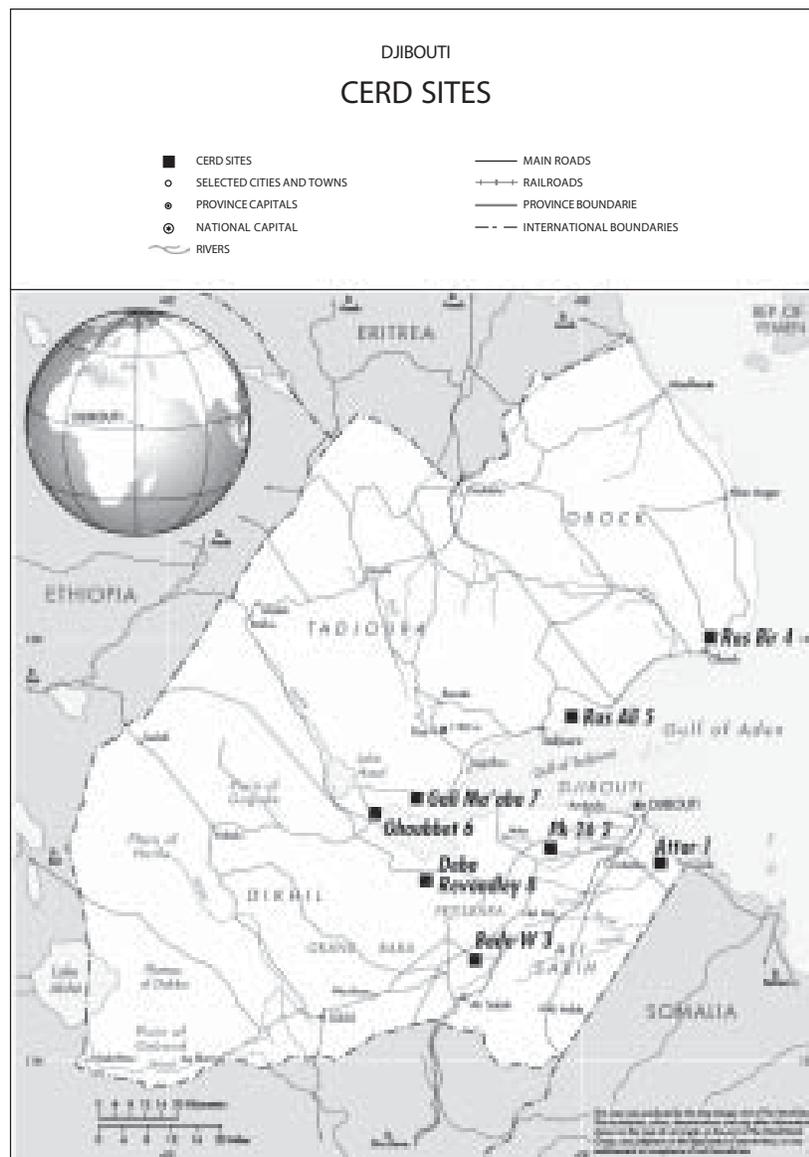
Site	Code	Station éolienne	Altitude (m)	Vitesse du vent ¹
Attar	001	Attar I	34	5,2 m/s
Attar	001	Attar II	186	Mise en service récente ²
PK 26	002	PK 26	113	4,8 m/s
Bada Wein	003	Bada Wein	583	8,1 m/s
Ras Bir	004	Ras Bir	68	6,5 m/s

Site	Code	Station éolienne	Altitude (m)	Vitesse du vent ¹
Ras Ali	005	Ras Ali	49	4,7 m/s
Ghoubbet	006	Ghoubbet	230	9,7 m/s
Gali Ma'aba	007	Gali Ma'aba	540	8,7 m/s
Daba Reyaadley	008	Daba Reyaadley	582	5,2 m/s

¹ Valeur moyenne annuelle mesurée à 30 m de sol.

² 14 septembre 2003.

La répartition géographique des huit sites sur le territoire de Djibouti est présentée à la figure ci-dessous. On remarque ainsi leur disposition le long du Golfe d'Aden, près du littoral de l'océan Indien.



Cinq des huit sites mentionnés ont été choisis pour la présente analyse de préfaisabilité technique et économique:

- les trois premiers sites ont été retenus pour leur potentiel éolien significatif : Ghoubbet, Gali Ma'aba et Bada Wein ;
- les deux autres sites sont retenus pour leurs positions proches des pôles de consommation d'Énergie : Attar et PK26. Dans un contexte très particulier de la structure de consommation d'électricité au pays, l'emplacement d'un parc de groupes éoliens proche de la ville de Djibouti réduirait au maximum l'investissement connexe requis par le réseau de transport de l'électricité.

Hypothèses de travail

Les principales hypothèses de travail prises en compte par la présente étude de préfaisabilité sont énoncées ci-après :

- le parc de groupes éoliens est lié à la ville de Djibouti, la seule charge capable d'absorber la totalité de la production d'électricité ;¹¹
- la capacité totale installée dans le parc de groupes éoliens se situe aux alentours de 9 MW, niveau représentant presque la moitié de la demande minimale du pays ;
- la puissance garantie, soit la puissance minimale que le parc de groupes éoliens s'engage à fournir en tout temps et sur demande au réseau, est nulle.

En d'autres termes, du fait de la nature aléatoire de la vitesse du vent, donc du niveau de la puissance délivrée à tout moment de temps par le parc de groupes éoliens, la capacité installée dans les machines éoliennes a été établie à environ moitié de la demande minimale du pays. A cause du manque de puissance garantie du parc de groupes éoliens, la capacité installée dans les autres centrales du pays doit faire face à la totalité de la pointe du réseau. Par conséquent, le niveau de 9 MW est considéré comme un point d'équilibre entre les coûts d'investissements d'une centrale électrique ayant une puissance garantie nulle est l'apport en Energie de cette centrale, soit l'économie en combustible induite par l'exploitation d'un parc de groupes éoliens.

Données de base

Les données météorologiques prises en compte par l'analyse proviennent de deux sources :

- mesures effectuées sur place, pour les cinq sites analysés : la variation temporelle de la vitesse du vent à différentes hauteurs de sol et la vitesse des rafales;

¹¹ 97 % de la consommation totale d'électricité du pays se concentre dans la seule ville de Djibouti.

- données statistiques provenant de la NASA sur les régions géographiques analysées : la température moyenne annuelle et la pression atmosphérique moyenne annuelle. Ces données sont accessibles à travers l'Internet¹².

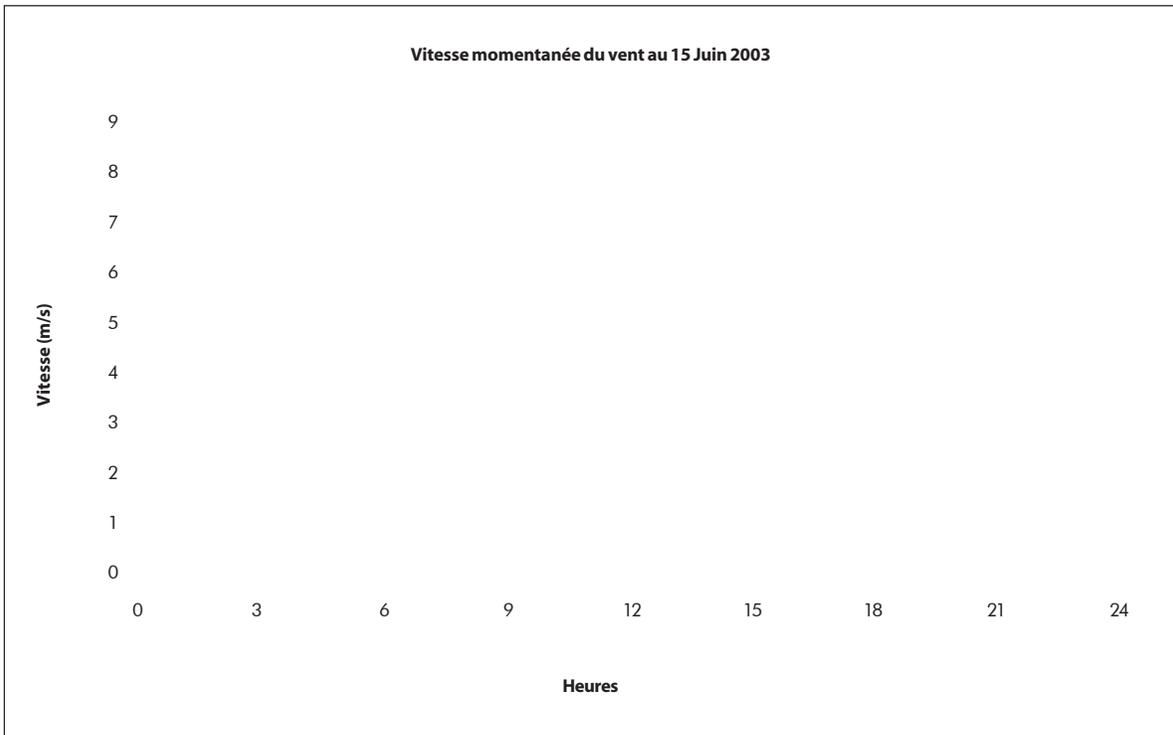
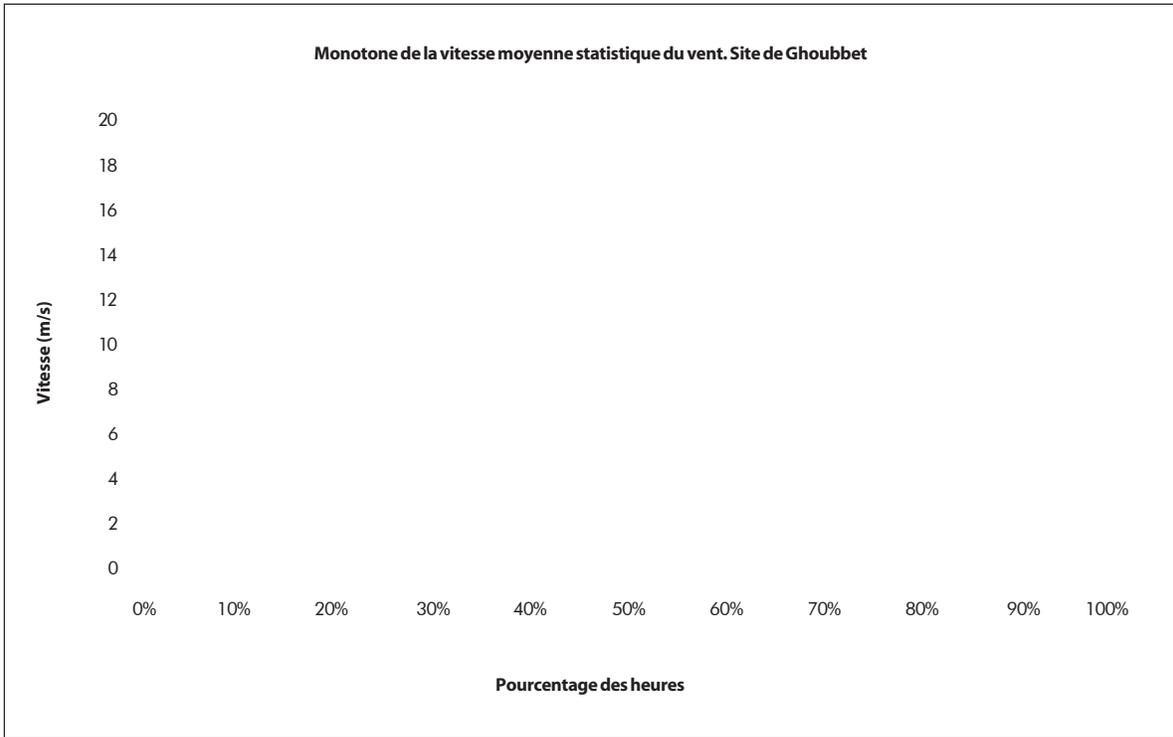
La région de Ghoubbet bénéficie du meilleur potentiel éolien au pays. Située à une altitude de 230 m dans la Baie de Ghoubbet, au Golfe de Tadjoura, la zone est balayée par les vents du golfe qui, à la rencontre de la terre, sont accélérés vers le sud-ouest, ce qui donne une vaste aire avec un bon potentiel éolien.

Les données de la vitesse du vent enregistrées à Ghoubbet pour l'analyse éolienne s'étendent sur une année, soit du 07 mars 2003 au 06 mars 2004. Les échantillons ont été prélevés toutes les 10 minutes, ce qui donne environ 50 000 données d'entrée traitées et analysées statistiquement.

Les figures suivantes présentent pour le site de Ghoubbet la variation journalière moyenne statistique de la vitesse du vent, la courbe monotone sur une année et la variation momentanée de la vitesse du vent pour la journée du 15 juin 2003, jour pour lequel le système énergétique djiboutien a atteint sa pointe annuelle.



¹² <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETSscreen/>.



Les cinq sites éoliens analysés, Attar I, PK 26, Bada Wein, Ghoubbet et Gali Ma'aba respectivement, se distinguent par les données d'entrée présentées au tableau 4.2.1 à la fin de ce chapitre.

Résultats de l'étude

L'étude éolienne porte sur trois volets :

- un volet énergétique, visant à déterminer les productions d'Énergie pour chacune des cinq zones éoliennes étudiées ;
- un volet environnemental, visant à déterminer la réduction des émissions de gaz à effet de serre réalisée par le remplacement de la production d'électricité de nature thermique par la production de l'énergie éolienne. Les réductions sont exprimées en tonnes équivalentes CO₂ par an et se rapportent à un réseau électrique de référence dont le mode principal de production est le mazout (95 %), appuyé par le diesel (5 %) ;
- un volet économique, visant à déterminer la faisabilité économique des projets éoliens. Si plusieurs projets se montrent économiquement intéressants, l'analyse économique doit également présenter une hiérarchie parmi les projets.

Les principaux résultats de l'analyse énergétique, environnementale et économique des cinq sites éoliens retenus pour cette étude sont présentés au tableau 4.2.2.

En résumé, du point de vue économique aucun de ces sites éoliens n'est rentable à la production d'électricité. Toutefois, cette analyse ne tient pas compte des crédits qui pourraient être alloués, suite à l'application du Protocole de Kyoto, pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Le meilleur, du point de vue économique, des sites éoliens, Ghoubbet, deviendra rentable si un crédit d'environ 4 \$US par tonne équivalente de CO₂ pouvait être obtenu pour ce projet.

L'implantation d'un parc de groupes éoliens à Ghoubbet deviendra aussi économiquement rentable s'il existait une ligne de transport reliant la ville de Djibouti au Yémen, ligne qui passerait tout près du site éolien. Le degré de rentabilité du projet éolien dépendrait alors du coût de production évité de l'Énergie provenant du Yémen.

Il est aussi à noter que si le Gouvernement décide de promouvoir ce projet, il faudra fournir au développeur une subvention annuelle de l'ordre de 150 000 \$US sur toute la durée de vie du projet.

Tableau 4.2-1 Caractéristiques des sites éoliens étudiés

Paramètres	Attar	PK 26	Bada Wein	Ghoubbet	Gali Ma'aba
Vitesse moyenne annuelle du vent à 30 m de sol (m/s)	5,2	4,8	8,1	9,7	8,7

<i>Paramètres</i>	<i>Attar</i>	<i>PK 26</i>	<i>Bada Wein</i>	<i>Ghoubbet</i>	<i>Gali Ma'aba</i>
Pression moyenne annuelle (kPa)	93,7	93,7	92,6	92,6	92,6
Température moyenne annuelle (°C)	25,1	25,1	24,0	24,0	24,0
Eloignement du pôle de la consommation (ville de Djibouti) (km)	15	20	55	80	95
Puissance nominale par éolienne (kW)	600	600	1 500	1 500	1 500
Nombre d'éoliennes installées	15	15	6	6	6
Puissance totale installée (MW)	9,0				
Manufacturier d'éoliennes	Windtec				
Modèle d'éolienne	650	650	1 566	1 566	1 566
Vitesse minimale d'enclenchement de l'éolienne (m/s)	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Coefficient de cisaillement du vent	0,13	0,13	0,15	0,11	0,11
Pertes d'Énergie par effet de sillage (%)	8	7	3	3	3
Coût évité en Énergie (cents US) *	6				
Taux d'actualisation (%/an)	10				
Durée de vie du projet (ans)	30				

* Valeur correspondante à la première année du projet.

Tableau 4.2-2 Résultats de l'analyse de préfaisabilité des sites éoliens

<i>Résultats énergétiques</i>	<i>Attar</i>	<i>PK 26</i>	<i>Bada Wein</i>	<i>Ghoubbet</i>	<i>Gali Ma'aba</i>
Production annuelle nette d'électricité (GWh)	14,9	12,5	28,0	42,3	35,4
<i>Résultats environnementaux</i>					
Réduction d'émissions de gaz à effet de serre (milliers de tonnes équivalentes CO ₂ /an)	14,3	12,0	26,9	40,6	34,0
<i>Résultats économiques</i>					
Total des coûts d'investissement (millions \$US), dont :	17,0	17,5	20,3	23,0	24,7
• Equipements énergétiques	60,1 %	58,3 %	49,2 %	43,5 %	40,6 %
• Infrastructures connexes (ligne de transport)	31,8 %	33,7 %	42,8 %	48,6 %	51,5 %
• Autres (développement, ingénierie, divers)	8,1 %	8,0 %	8,0 %	7,9 %	7,9 %

Résultats énergétiques	Attar	PK 26	Bada Wein	Ghoubbet	Gali Ma'aba
Taux de rentabilité interne du projet (%)	-1	-1	4,6	8,7	4,9
Valeur actualisée nette (millions \$US)	- 9,5	- 11,5	- 6,5	- 1,8	- 7,5
Coût moyen ² de revient du kWh produit (cents US)	14,1	17,1	9,6	7,6	9,4

¹ Le flux monétaire cumulé n'est jamais positif sur la durée de vie du projet pour permettre le calcul du taux de rentabilité interne.

² Valeur moyenne sur la durée de vie du projet.

La construction d'un système solaire photovoltaïque

Djibouti se caractérise par un climat chaud, avec des températures élevées toute l'année. Malgré cela, il y existe pourtant deux saisons : une saison fraîche, du mois d'octobre au mois d'avril, avec des petites périodes de pluies et des températures de 21 à 33 °C, et une saison chaude, de mai à septembre, avec des températures de 35 à 45 °C et des vents secs et chargés de poussière. Les mois de mai et septembre sont des périodes de transition pendant lesquelles s'opèrent des renversements des vents, ce qui entraîne une augmentation de l'humidité. Au niveau pluviométrique, les pluies sont rares et irrégulières. Elles tombent essentiellement au début des saisons fraîche et chaude.

Ces conditions climatiques pourraient rendre intéressante l'utilisation de l'Énergie solaire dans des applications énergétiques d'envergure. C'est ainsi que la présente analyse porte sur l'estimation de la rentabilité économique de la construction d'un système solaire photovoltaïque selon deux scénarios :

Scénario n°1 L'alimentation en Energie d'une zone rurale isolée :

L'approvisionnement en électricité dans les régions rurales isolées est un problème d'actualité, en particulier dans les pays en voie de développement. L'extension du réseau pour des demandes relativement faibles et isolées n'est pas rentable pour les sociétés d'électricité. Vu les inconvénients de l'utilisation des groupes électrogènes (fiabilité réduite par rapport aux composants photovoltaïques, difficulté en approvisionnement en combustible, coûts élevés d'exploitation, de réparations et d'entretien), la filière solaire photovoltaïque pourrait constituer une solution pour l'électrification des zones isolées.

Scénario n°2 Le pompage de l'eau afin d'assurer les besoins en consommation d'un village :

L'approvisionnement en eau des régions rurales dans les pays africains est aussi un problème d'actualité, surtout dans les zones où la nappe phréatique est assez profonde. L'amélioration de l'accès à l'eau pourrait se faire à travers l'utilisation d'un système solaire photovoltaïque pour le pompage de l'eau.

La présente étude est réalisée à l'aide du modèle *Installation photovoltaïque* du logiciel

RETScreen International. Ledit modèle peut être utilisé pour évaluer facilement la production énergétique, le coût du cycle de vie et la réduction des émissions de gaz à effet de serre pour trois applications de base : en réseau, hors réseau et le pompage de l'eau.

Hypothèses de travail

Un des éléments-clés de la présente étude porte sur l'envergure de l'application, sa représentativité pour le pays. Dans un contexte où plusieurs petites applications photovoltaïques ont déjà vu le jour à Djibouti¹³ la construction d'une nouvelle installation photovoltaïque s'y prend cette fois aux besoins fondamentaux de la population. C'est ainsi que sa rentabilité économique est analysée à travers les deux scénarios mentionnés ci-dessus. Par conséquent, les principales hypothèses de travail prises en compte par la présente étude sont :

Hypothèses liées à l'alimentation en Energie d'une zone rurale isolée :

L'électricité produite par le système solaire photovoltaïque sert à alimenter un village d'environ 25 ménages. Outre les demeures des villageois, le village comporte un dispensaire où sont conservés des vaccins et qui possède des équipements pour la production de la glace permettant le transport des vaccins dans des régions plus éloignées ; et

La production d'électricité est consommée en totalité sur place. Il n'y a pas de transport d'Energie à distance ni apport d'Energie de l'extérieur.

Hypothèses liées au pompage de l'eau :

Les applications du pompage de l'eau sont constituées par :

- la consommation domestique d'un village d'environ 100 personnes ;
- les besoins en eau d'un troupeau de 50 bétails et 25 chameaux ; et
- les besoins en irrigation d'environ un hectare de jardins individuels.

Afin de corrélérer les besoins en eau pour l'irrigation avec le régime pluviométrique naturel, l'utilisation du système photovoltaïque diminue de 50 % durant les périodes humides (les mois de mai et septembre).

Hypothèses valables pour les deux scénarios :

- la technologie du module photovoltaïque est celle utilisant le silicium monocristallin ; et
- le système de positionnement du champ photovoltaïque est installé sur la terre, sur une structure fixe qui ne suit pas la position du soleil sur le ciel. L'inclinaison du champ photovoltaïque correspond à la latitude du site d'emplacement du système solaire.

¹³ Capacité totale installée : environ 12 kW-crête. Source : Plan Energétique National, Juillet 1987.

Données de base

Les données locales disponibles sur le rayonnement solaire global pour Djibouti datent depuis les années quatre-vingts, période dont l'Institut Supérieur d'Études et de Recherches Scientifiques et Techniques a mené une campagne de mesurages de la radiation solaire globale pour sept régions du pays : Ali Sabieh, Dikhil, ville de Djibouti, Hol-Hol, Obock, Tadjourah et Yoboki. Étendue sur deux ans (1983 et 1984), la campagne de mesurages a révélé les éléments suivants :

- le rayonnement solaire global annuel se situe aux alentours de 20 MJ/m²/jour, étant uniformément distribué sur les douze mois de l'année ;
- la distribution du rayonnement solaire est uniforme sur l'ensemble du territoire du pays (variations de l'ordre de 5 % à 10 % entre les sept régions analysées) ; et
- les variations du rayonnement solaire moyen annuel pour une même région sont relativement importantes, pouvant dépasser les 30 %.

Dans ce contexte et afin d'accroître la précision des résultats, la présente étude fait appel aux données climatiques de la NASA pour la région de Djibouti. Outre la bonne concordance avec les valeurs observées pendant la campagne de mesure des années quatre-vingts, ces données présentent deux avantages incontestables :

- elles sont périodiquement revues et mises à jour ; et
- elles représentent des valeurs moyennes statistiques sur une longue période de temps, ce qui les rend plus appropriées à de telles analyses.

Les éléments composants du système solaire photovoltaïque dépendent du scénario analysé. Ainsi, dans le scénario traitant de l'alimentation en électricité d'une zone isolée, le système solaire photovoltaïque comporte :

- **Le module photovoltaïque :**

Il est composé de plusieurs cellules PV interconnectées.

- **La batterie d'accumulateurs :**

Elle est intégrée au générateur photovoltaïque, qui permet le stockage de l'électricité et sert de conditionneur de puissance. Pendant la nuit elle restitue le courant accumulé durant la journée. Afin de pallier l'inconvénient lié à l'intermittence de l'ensoleillement, la batterie est dimensionnée pour une autonomie en fonctionnement d'un jour. Cependant, cet équipement présente plusieurs inconvénients. Ainsi, la batterie réduit l'efficacité du système photovoltaïque car son rendement énergétique est faible. En outre, son prix est très élevé et sa durée de vie correspond à la moitié de celle de l'ensemble du système solaire photovoltaïque, ce qui mène à des coûts de remplacement dispendieux.

- **Le régulateur :**

Il maintient la tension de sortie entre deux seuils et protège la batterie de surcharges et décharges excessives.

- **L'onduleur :**

Il permet la conversion du courant continu (et de la tension) en courant alternatif avec la fréquence souhaitée.

Le deuxième scénario, traitant du pompage de l'eau, permet quelques simplifications de la structure du système solaire photovoltaïque. Ces allègements mènent à des importantes réductions du coût d'investissement. Ainsi, le rôle de stockage joué par la batterie dispendieuse est pris par un bassin d'eau qui constitue un tampon entre la variation momentanée de la demande en eau et le débit pompé à l'aide du système solaire photovoltaïque. En plus, le système solaire photovoltaïque devient moins encombrant par l'élimination de l'onduleur grâce à l'utilisation d'un moteur alimenté en courant continu pour faire entraîner la pompe d'eau. L'alimentation en courant continu permet non seulement la réalisation d'économies en matière d'investissements, mais aussi l'amélioration du fonctionnement à charge partielle du moteur.

Les données d'entrée utilisées pour l'estimation de la rentabilité économique du système solaire photovoltaïque dans les deux scénarios mentionnés sont présentées au tableau 4.23.

Tableau 4.2-3 Données d'entrée

<i>Données générales pour les deux scénarios</i>	<i>Données d'entrée</i>
Rayonnement solaire moyen annuel sur l'horizontale	2,1 MWh/m ²
Inclinaison du champ photovoltaïque	12 degrés
Rayonnement solaire moyen annuel sur surface inclinée	2,2 MWh/m ²
Type de modules photovoltaïques	Silicium monocristallin
Manufacturier de modules photovoltaïques	BP Solar / Solarex
<i>Scénario no.1 : Alimentation en électricité d'un village isolé</i>	
Demande annuelle énergétique en courant alternatif	55 MWh/an
Charge de pointe en courant alternatif	18 kW
Corrélation entre la charge et l'Energie solaire	Négative*
Degré et période annuelle d'utilisation du système solaire photovoltaïque	100 % sur toute l'année
Nombre de jours d'autonomie requis pour la batterie d'accumulateurs	1
Tension nominale de la batterie	120 V

<i>Données générales pour les deux scénarios</i>	<i>Données d'entrée</i>
Capacité nominale de la batterie d'accumulateurs	2 000 Ah
Surface du champ photovoltaïque	315 m ²
<i>Scénario no.2 : Pompage de l'eau</i>	
Total besoin quotidien en eau, dont :	58 m ³ /jour
• Consommation domestique (100 personnes)	5 m ³ /jour
• Troupeau de bétails (50 têtes)	2 m ³ /jour
• Troupeau de 25 chameaux	1 m ³ /jour
• Irrigation des jardins individuels (1 ha)	50 m ³ /jour
Hauteur de refoulement de l'eau	50 m
Demande annuelle énergétique équivalente	3 MWh/an
Degré et période annuelle d'utilisation du système solaire photovoltaïque	50 % en mai et septembre, 100 % sur les mois restants
Surface du champ photovoltaïque	20 m ²

* «Négative» correspond à la situation où les besoins en électricité ont très peu de chance d'être en phase avec l'ensoleillement, par exemple, un éclairage utilisé la nuit. L'analyse considère alors que ce sont les accumulateurs qui sont entièrement sollicités pour répondre aux besoins.

Résultats de l'étude

L'étude de construction d'un système solaire photovoltaïque porte sur trois volets :

- un volet énergétique, visant à estimer les productions d'électricité pour chacun des deux scénarios analysés;
- un volet environnemental, visant à estimer la réduction des gaz à effet de serre (GES) réalisée par le remplacement d'une source conventionnelle par celle solaire. Les réductions sont exprimées en tonnes équivalentes CO₂ par an. En fonction du scénario analysé, l'élément de référence est :
 - pour le scénario traitant de la production d'électricité : un réseau électrique dont le mode de production est le diesel;
 - pour le scénario traitant du pompage de l'eau : un moteur diesel qui aurait effectué le même travail que le moteur électrique alimenté par le système solaire photovoltaïque;
 - un volet économique, visant à estimer la faisabilité économique du projet solaire photovoltaïque.

Les principaux résultats de l'analyse énergétique, environnementale et économique des deux scénarios d'utilisation du système solaire photovoltaïque sont présentés au tableau 4.24.

Tableau 4.2-4 Résultats de l'étude sur la rentabilité du système solaire photovoltaïque

<i>Résultats énergétiques</i>	<i>Production d'électricité</i>	<i>Pompage de l'eau</i>
Puissance nominale du champ PV	45 kW-crête	3 kW-crête
<i>Résultats environnementaux</i>		
Réduction d'émissions de GES	56 tonnes CO ₂ /an	2 tonnes CO ₂ /an
<i>Résultats économiques</i>		
Total des coûts d'investissement	850 mille \$US	40 mille \$US
Taux de rentabilité interne du projet	—*	—*
Valeur actualisée nette (VAN)	- 780 mille \$US	- 50 mille \$US
Coût moyen de revient de l'Energie	1,8 \$US/kWh	1,8 \$US/kWh

* Le flux monétaire cumulé n'est jamais positif sur la durée de vie du projet.

En résumé, l'utilisation d'un système solaire photovoltaïque pour des projets d'envergure, tels que la production d'électricité ou pour le pompage d'importantes quantités d'eau, n'est pas économiquement rentable.

Des possibilités judicieuses d'encouragement de la filière photovoltaïque (crédits pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre, subventions gouvernementales pour la production propre d'électricité ou autres) ne rendent pas le projet d'envergure économiquement rentable.

Dans le cas de la production d'électricité, l'utilisation d'un système photovoltaïque s'avère inefficace de plusieurs points de vue : investissement total requis, coût de revient du kWh produit, structure des coûts du service¹⁴.

L'utilisation d'un système photovoltaïque pour le pompage de l'eau est aussi économiquement inefficace. Cependant, sous certaines conditions, les systèmes photovoltaïques peuvent se révéler plus rentables pour le pompage de l'eau que les moteurs diesels. C'est surtout le cas d'abreuvement du bétail dans des régions où la nappe d'eau se trouve à des profondeurs assez importantes. Ces applications, qui requièrent quelques dizaines de watts pour pomper de faibles quantités d'eau, sont particulièrement inappropriées à l'utilisation

¹⁴ La structure des coûts de service (qui a un impact sur les tarifs des abonnés) d'un réseau électrique dont le seul mode de production est le solaire photovoltaïque serait fortement disproportionnée avec une prime fixe exorbitante correspondant aux investissements réalisés très onéreux.

des moteurs diesels. Ainsi, aux inconvénients reliés à l'exploitation et l'entretien courant des moteurs, s'ajoute une forte consommation spécifique de combustible¹⁵.

Il faut aussi noter que si la source d'Énergie remplacée par le système PV n'est pas reliée à l'électricité ou à un combustible fossile (cas des pompes à main ou à force animale), la construction d'un système photovoltaïque deviendrait encore plus désavantageuse du point de vue économique.

La filière photovoltaïque d'utilisation de l'Énergie solaire doit atteindre sa phase de maturité pour devenir économiquement rentable dans les applications terrestres d'envergure. À l'heure actuelle c'est probablement dans le secteur spatial, où les questions de coûts sont secondaires, que le photovoltaïque est le plus adapté à la problématique et le plus compétitif, en particulier au niveau de la fiabilité et de l'autonomie. Le rendement des cellules photovoltaïques et leur coût de production sont les principaux aspects qui doivent être améliorés pour les rendre concurrentiels par rapport aux sources traditionnelles d'Énergie pour des applications d'envergure.

Options d'achat d'Énergie

Deux types d'options d'achat d'Énergie seraient disponibles pour EdD : l'importation d'Énergie d'un pays voisin (l'Éthiopie ou le Yémen) ou l'achat d'Énergie de la future centrale planifiée dans le nouveau port de Djibouti. Les deux types d'options se différencient principalement par les quantités annuelles d'Énergie achetées et l'impact pour ce qui est de l'accroissement du parc de production de EdD.

Dans le cas des options d'importation d'Énergie, la compagnie djiboutienne d'électricité n'investirait plus dans l'accroissement de son parc de production mais ferait plutôt appel à des sources d'Énergie de l'extérieur du pays pour combler les besoins en électricité de ses clients. Par conséquent, cette option présente quelques caractéristiques bien particulières pour ce qui est :

- *du volume d'Énergie achetée, par rapport aux besoins totaux du pays.* En dehors d'une décision politique portant sur le niveau d'indépendance du système énergétique du pays, le volume d'Énergie achetée de l'extérieur doit être significatif. En effet, comme Djibouti doit mettre en place, et donc investir dans, une infrastructure de transport capable de transférer l'Énergie produite à l'extérieur vers les points intérieurs de consommation, la rentabilité économique de l'option d'achat d'Énergie est fortement liée aux quantités d'Énergie véhiculées : plus le volume d'Énergie achetée est important, plus la rentabilité du projet s'accroît. En d'autres termes, la construction d'une ligne de transport à haute tension se justifie uniquement si les quantités d'Énergie véhiculées sont importantes. Dans ce contexte et en concordance avec la récente étude de la Banque africaine de développement¹⁶, les solutions d'importation d'Énergie présentées ci-dessous considèrent les quantités annuelles d'Énergie présentées au tableau suivant :

¹⁵ Les fortes consommations spécifiques de combustibles reflètent le cas des petits moteurs (quelques dizaines de watts) à bas coûts dont le rendement n'est pas la première qualité recherchée.

¹⁶ *Projet multinational d'interconnexion électrique Éthiopie – Djibouti. Rapport d'évaluation – Département des Infrastructures, Région Nord, Est et Sud – Banque Africaine de Développement, Août 2004.*

Année	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Importation (GWh)	150	318	328	338	348	358	369	380	391	403

- *de l'utilisation du parc de production existant.* Les installations de production existantes seront utilisées en appoint, afin de faire face à la demande momentanée des consommateurs, ou en cas d'interruption du service du vendeur (causée par une panne sur la ligne de transport ou sur les moyens de production de ce dernier). L'ordre de chargement des groupes diesels serait alors fonction des performances techniques des machines, en commençant par celles ayant les rendements les plus élevés.

Dans le cas de l'achat d'Énergie de la centrale prévue au sein du nouveau port de Djibouti, les quantités d'Énergie sur lesquels EdD peut se fier dépendent fortement du niveau de surdimensionnement de la centrale. En considérant la pointe de la demande du nouveau port aux alentours de 20 MW et en s'appuyant sur l'hypothèse selon laquelle la capacité installée serait environ le double des propres besoins, on estime à 115 GWh la quantité annuelle d'Énergie que EdD pourrait acheter du nouveau port de Djibouti.¹⁷ Quant à l'impact sur le développement du parc de production de EdD, l'achat d'Énergie du nouveau port permet d'alléger d'environ 20 MW la capacité à être installée par EdD d'ici 2018.

Importation d'électricité de l'Éthiopie

Le réseau interconnecté de l'Éthiopie est alimenté par des installations hydroélectriques dont la puissance totalise 720 MW. L'entreprise nationale d'électricité d'Éthiopie, (EEPCo)¹⁸ construit actuellement et d'ici l'année 2010, 900 MW de projets hydroélectriques additionnels. Il faut rajouter à cela la réalisation de 60 MW d'éoliennes, ainsi que 100 MW en groupes diesels. Cette dernière capacité installée en groupes diesels s'avère nécessaire pour être en mesure de combler le déficit prévu pour la période qui précède l'entrée en service des aménagements hydroélectriques.

Avec ces réalisations énergétiques, l'Éthiopie disposera de suffisamment de capacité installée non seulement pour répondre à ses propres besoins, mais également pour exporter vers les pays voisins, soit le Soudan et Djibouti.

EEPCo est en position de transporteur et d'acheteur unique en Éthiopie. Cela signifie qu'elle est la seule entreprise qui a le droit d'acheter ou de vendre l'électricité sur le territoire national éthiopien. Toute l'Énergie produite dans le pays doit impérativement transiter par le réseau national sous le contrôle de EEPCo.

Du fait que les centrales en Éthiopie sont presque toutes hydroélectriques, le réseau produira toujours de l'Énergie secondaire et cela, même dans les années de déficit. En effet, le débit des fleuves pendant la

¹⁷ Le facteur de charge du réseau Djiboutien est estimé à 61% sur toute la période de l'étude.

¹⁸ Ethiopian Electric Power Company.

moisson est tel que les apports et la quantité d'eau disponible excèdent aussi bien les besoins que la capacité d'accumulation des réservoirs. Cela revient à dire qu'une quantité considérable d'eau est alors déversée et donc gaspillée chaque année. Du fait que la période de moisson en Ethiopie correspond à la période chaude à Djibouti, une mise en commun des ressources par les deux pays permettrait d'envisager de rentabiliser cette eau déversée, grâce à l'exportation d'électricité vers Djibouti.

Même si cette Energie n'est disponible que sur un laps de temps restreint (de l'ordre de quelques semaines), la période en question peut se révéler assez longue pour contribuer à réduire le coût de production à Djibouti pendant la saison chaude. Le coût de production de cette Energie à EEPCo est en effet quasiment nul, et même si le prix de cession de cette Energie ne reflète pas entièrement ce dernier aspect, il se révélera forcément plus intéressant que les coûts de production des centrales thermiques de Djibouti.

En ce qui a trait à l'estimation de l'effort financier à consentir par Djibouti pour ses importations d'Ethiopie, le coût marginal de l'électricité pourrait s'appliquer. Des études faites en Ethiopie suggèrent que le coût marginal de production et de transport à l'intérieur du pays est estimé à 9,18 ¢ US / kWh¹⁹. Toutefois, l'exportation d'Energie de l'Ethiopie vers Djibouti nécessite la construction d'une ligne de transport entre les deux pays, et donc un coût marginal de transport qui va se rajouter au coût marginal de production et de transport à l'intérieur de l'Ethiopie Ce coût supplémentaire²⁰, s'élèvera à 1,95 ¢ US / kWh (3,5 FD/kWh) :

- longueur de la ligne : 283 km, dont 201 sur le sol éthiopien et 82 en territoire djiboutien;
- trajet de la ligne de transport : de Dire Dawa (Ethiopie) à PK 12 (Djibouti), en suivant le chemin de fer djibuto-éthiopien;
- caractéristiques de la ligne de transport : tension 230 kV, simple circuit triphasé à deux conducteurs type AAAC ASH²¹ par phase, câble optique OPGW²² pour communications;
- facteur d'utilisation de la capacité maximale de la ligne, 75%;
- investissement spécifique de la ligne de transport, 85 000 \$US / km;
- nombre de postes de transformation : 3 [extensions des postes existants à Dire Dawa (Ethiopie) et PK12 (Djibouti)], construction d'un nouveau poste à la frontière des deux pays servant au mesurage des quantités d'Energie échangées entre les deux pays);
- coûts d'investissements des postes de transformation : 8,33 millions \$US;
- coûts de gestion et de supervision des travaux : 12,5% de l'investissement du projet;
- coûts des impondérables : 10% de l'investissement du projet;
- coûts annuels d'entretien et d'exploitation de la ligne électrique : 2 % de l'investissement total;
- durée de vie du projet : 30 ans;
- taux d'actualisation : 10 %;

¹⁹ La récente étude faite par la Banque africaine de développement indique un coût marginal à long terme pour la période de pointe du réseau éthiopien de 14 ¢ US / kWh et un prix moyen de vente de l'Energie en heures creuses de 6 ¢ US / kWh

²⁰ Ces hypothèses sont reposent sur l'étude de la Banque africaine de développement sur l'interconnexion Ethiopie - Djibouti

²¹ All-Aluminium Alloy-Conductors, section de 150 mm².

²² Optical ground wire.

Par conséquent, ces éléments indiquent que le coût global de l'Énergie livrée à Djibouti-ville pourrait s'élever à 11,13 ¢ US / kWh. Il faut néanmoins souligner que le prix que Djibouti devra supporter pour l'Énergie importée d'Éthiopie pourrait être supérieur à la valeur estimée ci-dessus car l'analyse présentée ne tient pas compte :

- des négociations entre les deux pays concernant le droit de construction de la ligne ainsi que les conditions d'exportation/importation de l'Énergie;
- du prix de cession de l'électricité suite aux négociations entre les deux entreprises responsables de la production, du transport et de la commercialisation de l'électricité dans les deux pays envisagés : EdD et EEPCo.

Importation d'électricité en provenance du Yémen

Contrairement à Djibouti, qui importe la totalité de ses besoins en combustible, le parc de production d'électricité du Yémen utilise essentiellement du gaz naturel provenant des gisements nationaux. Cet avantage comparatif en ressources naturelles a bien évidemment un impact sur le coût de production de l'électricité et aboutit au fait que le kWh produit au Yémen se révèle moins onéreux que celui produit à Djibouti.

Il en résulte donc que, dans une optique de réduction de ses coûts d'exploitation, EdD pourrait considérer l'importation d'électricité du Yémen pour l'approvisionnement de ses clients. Cette option nécessite toutefois la construction d'une ligne de transport (incluant une portion via un câble sous-marin) entre le Yémen et Djibouti. Selon un raisonnement analogue au cas d'importation d'Énergie de l'Éthiopie, le coût de cette interconnexion doit se refléter dans le prix de l'électricité livrée à Djibouti par le Yémen. En adoptant les hypothèses mentionnées ci-dessous, ce coût supplémentaire s'élèverait à 4,23 ¢ US / kWh (7,5 FD/kWh):

- longueur de la ligne : environ 200 km, dont environ 45 km de câble sous-marin triphasé blindé à 220 kV et 155 km de ligne aérienne à 230 kV (la plus part du trajet terrestre s'étendant sur le territoire djiboutien);
- facteur d'utilisation de la capacité maximale de la ligne, 75% ;
- investissement total (comportant la portion sous-marine, celle terrestre et les postes de transformation, ainsi que la supervision et la gestion des travaux) 87 millions de dollars US ;
- coût annuel d'entretien et d'exploitation de la ligne : 2 % de l'investissement total ;
- durée de vie du projet, 30 ans ;
- taux d'actualisation, 10 %.

Il ressort de l'analyse des états financiers de EdD que pour l'année 2003 le coût de production de l'Énergie se situait aux alentours de 6 ¢ US / kWh. Cet état de fait suggère que l'importation d'électricité du Yémen se révélerait économiquement plus intéressante que la production locale si le prix de l'Énergie importée est inférieur au coût de production djiboutien précisé ci-haut. En soustrayant du prix de l'Énergie importée le coût équivalent à l'effort financier relié à la ligne de transport, il résulte que le prix maximal que Djibouti se permettrait de payer pour de l'Énergie importée de Yémen serait inférieur à 2 ¢ US / kWh.

Il faut néanmoins souligner que le prix de l'Énergie importée du Yémen estimé ci-haut ne tient pas compte:

- des négociations entre les deux pays pour le droit de construction de la ligne et pour les conditions d'exportation/importation de l'Énergie;
- du prix d'achat de l'électricité établi à la suite des négociations entre EdD et l'entreprise yéménite responsable de la production, du transport et de la commercialisation de l'électricité.

Achat d'Énergie du nouveau port de Djibouti

De nouvelles installations portuaires sont actuellement en cours d'aménagement à Djibouti-ville afin d'y créer un nouveau port de transferts de marchandises et une zone franche dans la région. A ce stade, les travaux de génie civil reliés au stockage et au transfert des produits pétroliers se trouvent à un état avancé. En ce qui concerne l'approvisionnement en ressources essentielles, il est prévu que le nouveau port soit autosuffisant en matière d'eau potable et d'électricité. Pour être en mesure de disposer d'un approvisionnement approprié en eau potable, les autorités portuaires envisagent très sérieusement l'installation d'une usine de dessalement de l'eau de mer. Pour ce qui est de l'alimentation en Énergie électrique, les options suivantes sont présentement en cours d'étude :

- la construction d'une centrale qui assurera uniquement les besoins en électricité du nouveau port;
- la construction d'une centrale qui assurera les besoins en électricité du nouveau port et de l'usine de dessalement de l'eau de mer;
- la construction d'une centrale qui assurera les besoins en électricité du nouveau port et de l'usine de dessalement et qui, de plus, sera capable de fournir de l'Énergie à EdD afin de combler les besoins des consommateurs de la ville de Djibouti.

A ce stade préliminaire des études, il n'y a pas de données disponibles sur la taille de la centrale à y installer, les coûts d'investissements et l'échéancier de disponibilité des différentes options. Par contre, il paraît évident qu'une centrale qui pourrait répondre aux besoins du nouveau port, de l'usine de dessalement et des consommateurs de la ville de Djibouti bénéficierait des avantages reliés aux économies d'échelle, ce qui pourraient mener à des coûts de revient du kWh intéressants.

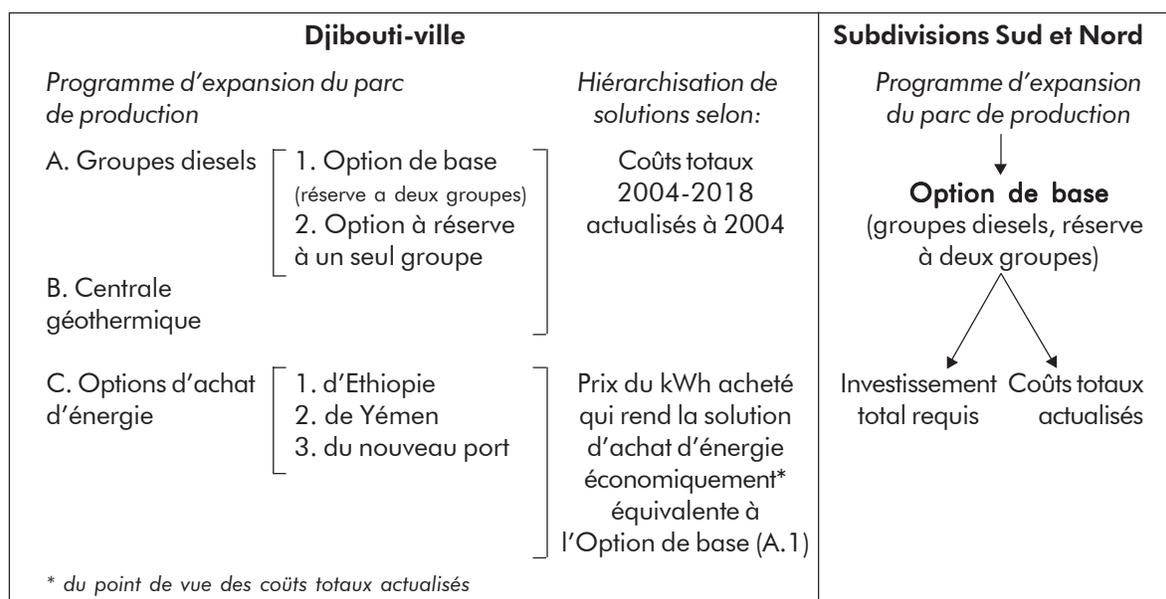
Toutefois, même si l'autorité portuaire décide le surdimensionnement de la centrale afin de valoriser le surplus d'électricité produit, les quantités d'Énergie livrées à EdD seront limitées, influencées par le niveau du surdimensionnement. Comme la commercialisation de l'Énergie serait une activité secondaire pour l'autorité portuaire, il est fort probable que la capacité totale installée dans la nouvelle centrale ne dépasse pas le double des besoins en Énergie du nouveau port. Dans ces conditions, les quantités d'Énergie estimées à être livrées à l'EdD s'élèveraient à 115 GWh par an.

5. Analyse de l'équilibre offre-demande d'électricité

Cette section détaille les options d'alimentation en Energie retenues au chapitre précédent et qui répondent aux besoins en approvisionnement de la ville de Djibouti ainsi que des deux autres régions électrifiées du pays (Subdivision Sud –pour les districts de Dikhil et d'Ali Sabieh- et Subdivision Nord –pour les régions de Tadjourah et d'Obock-). Le chapitre commence par exposer l'approche retenue, avant de poursuivre avec les critères de planification à analyser. Enfin, l'analyse s'achève avec l'examen des solutions proposées pour répondre à la demande d'Energie de Djibouti.

Approche retenue

L'approche retenue suit le schéma suivant :



Critères de planification

Généralement, l'analyse des critères de planification de la solution d'alimentation en Energie fait appel aux éléments suivants :

- le taux d'actualisation ;
- la période analysée ;
- le niveau de la réserve requise du parc de production pour être en mesure d'assurer une alimentation fiable des consommateurs ;
- les coûts d'exploitation et d'entretien du parc de production ;
- le comportement énergétique des consommateurs, soit les courbes de charge de la demande en Energie ;
- le coût du combustible.

Chacun de ces éléments est repris en détail ci-dessous :

- **Le taux d'actualisation**

La présente analyse prend en compte la disponibilité du capital ainsi que la perception ou l'évaluation du niveau du risque d'investissement à Djibouti. Le paramètre économique qui prend en compte cet aspect est le taux d'actualisation. L'analyse étant faite en monnaie constante, il n'est pas nécessaire d'allouer une marge pour le risque lié à l'inflation. Quant à la valeur utilisée, l'expérience du consultant préconise pour les pays de l'Afrique un taux d'actualisation variant de 10 à 12 %. Dans le cas spécifique de Djibouti, l'analyse se base sur un taux d'actualisation de 10%.

- **La période analysée**

La période analysée doit être assez longue afin d'englober tous les bénéfices de toutes les options considérées. Dans la mesure où certaines options d'expansion du parc de production demandent des délais de quelques années pour leur mise en route, la période retenue pour l'analyse est de 15 ans, soit de 2004 à 2018.

- **La réserve du parc de production**

Pour la planification des incréments de production d'un réseau électrique, la pratique courante suggère l'utilisation d'un critère basé sur la probabilité de perte de charge. Un tel critère s'appliquerait toutefois plutôt à des réseaux complexes, avec un nombre important de groupes de production, ce qui n'est pas le cas de Djibouti.

Vu les particularités de Djibouti, une approche simple, commode et raisonnable consiste à proposer une réserve du parc de production qui permettrait à l'entreprise de satisfaire la demande même si le plus grand (ou les deux plus grands) des groupes de production est (sont) hors service.

Compte tenu des remarques présentées à la sous-section 4.2.1.6, l'option de référence (de base) prévoit une réserve du parc de production de l'ordre de la taille des deux plus gros groupes installés en réseau. Cela permet ainsi de faire face à une situation de panne forcée d'un groupe simultanément à une interruption planifiée (pour entretien) du fonctionnement d'un autre groupe du parc de production.

- **Les coûts d'exploitation et d'entretien**

Pour des fins de comparaison entre les diverses solutions analysées, les valeurs retenues pour les coûts d'exploitation et d'entretien sont celles présentées au chapitre précédent (sous-section 4.2.1.5).

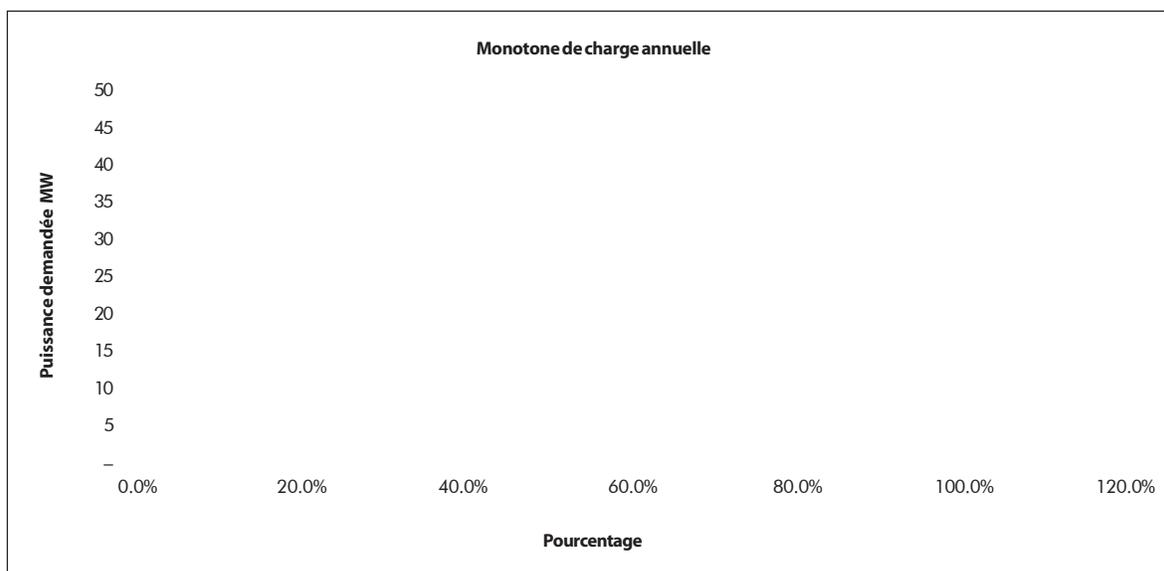
- **Les courbes de charge de la demande en Energie**

Une analyse statistique du fonctionnement de l'entreprise d'électricité à Djibouti a mené aux conclusions suivantes :

- tant les valeurs journalières de la consommation d'Energie que la pointe mensuelle dépendent de la saison (chaude et fraîche) les valeurs maximales s'observent durant la période chaude ;

- les puissances appelées varient du simple au double entre les périodes fraîche et chaude ;
- bien que la pointe mensuelle varie de manière importante durant l'année, la forme de la courbe de charge journalière conserve la même allure ;
- l'allure typique de la courbe de charge varie très peu d'une journée ouvrable à une journée fériée.

Les données d'EdD permettent de tracer la monotone de charge annuelle (présentée ci-dessous) ainsi que les monotones mensuelles qui caractérisent la consommation d'Energie à Djibouti en 2003.



Les valeurs relatives (par rapport à la pointe de l'année, observée au mois de juillet) des puissances maximales pour chaque mois de l'année 2003 sont présentées dans le tableau qui suit :

Mois	% de la pointe	Mois	% de la pointe	Mois	% de la pointe
Janvier	51,8	Mai	90,5	Septembre	97,9
Février	58,6	Juin	98,7	Octobre	89,8
Mars	66,8	Juillet	100,0	Novembre	70,7
Avril	75,5	Août	91,9	Décembre	65,1

• Le coût du combustible

A Djibouti-ville, le prix moyen du fuel en 2003 était de 35 313 FD par tonne, tandis que le prix moyen du gasoil s'élevait à 42 353 FD par tonne. Les consommations spécifiques respectives de ces produits pour Djibouti-ville ont été estimées à 235 g/kWh pour le fuel et à 260 g/kWh pour le gasoil.

Compte tenu des rendements moyens annuels des installations de production des centrales électriques des Subdivisions Sud et Nord, les consommations spécifiques du gasoil pour ces régions ont été estimées à 287 g/kWh et à 242 g/kWh respectivement.

Les analyses statistiques d'EdD indiquent que, du fait du coût additionnel de transport, le prix du combustible est 10% plus cher dans la région Sud et 40 % plus cher dans la région Nord, par rapport à Djibouti-ville.

Compte tenu de tous ces éléments, les coûts suivants sont retenus pour la présente analyse :

Djibouti-ville	:	
- fuel	:	8,5 FD/kWh
- gasoil	:	11,0 FD/kWh
Région Sud (gasoil)	:	11,3 FD/kWh
Région Nord (gasoil)	:	17,0 FD/kWh

Programme d'expansion du parc de production à Djibouti-ville

Présentation des programmes d'extension du parc de production

Selon les résultats présentés au chapitre précédent, les options retenues pour l'expansion du parc de production à Djibouti-ville se déclinent suivant trois axes :

L'ajout de nouveaux groupes diesels, avec deux sous-options :

- A1 Option de base (réserve équivalente à deux groupes diesels) ;
- A2 Option à réserve équivalente à un seul groupe diesel ;

La construction d'une centrale géothermique

L'achat d'Énergie, avec trois sous-options :

- C1 Achat d'Énergie de l'Éthiopie ;
- C2 Achat d'Énergie du Yémen ;
- C3 Achat d'Énergie du nouveau port de Djibouti.

Ces options sont d'abord détaillées dans les sous-sections suivantes pour être ensuite comparées entre elles afin de les ordonner par rapport à l'option de base. Il est important de souligner que l'analyse qui suit n'établit pas le niveau de rentabilité économique d'une solution individuelle, mais sert plutôt à hiérarchiser, selon un critère économique prédéfini, les variantes dont EdD dispose pour répondre à long terme aux besoins croissants en Énergie de ses clients. Le critère employé pour la hiérarchisation est ajusté aux caractéristiques des solutions analysées :

- pour les solutions de production locale de l'Énergie (options A1, A2 et B) le critère de hiérarchisation des dites options est le coût total actualisé sur la période d'étude (2004-2018);
- pour les solutions d'achat d'Énergie (options C1, C2 et C3), le critère est le niveau du prix de l'Énergie qui rend lesdites solutions équivalentes à l'option de base (A1).

A1 L'ajout de groupes diesels – Option de base

Le tableau de la page suivante présente le programme d'expansion du parc de production à Djibouti-ville, proposé dans l'option de base, pour la période de 2004 à 2018. La taille des groupes installés (15 MW) est en phase avec les remarques présentées à la section 4.2.1.6. On rappelle que dans l'option de base la taille de la réserve correspond au deux plus gros groupes du système et s'élève à 30 MW.

Année	Puissance		Commentaires	Puissance		Réserve du système	
	demandée (MW)	ajoutée (MW)		retirée (MW)	disponible (MW)	%	(MW)
2003	46,0	7,45	G22 hors service, G17 ajouté	10	79,6	73%	33,6
2004	47,9	14,9	G12 et 18 ajoutés, G13, G14, G15, G16 hors service	20,8	73,7	54%	25,8
2005	49,8	15	Nouveau groupe installé, G 21 retiré	10	78,7	58%	28,9
2006	51,7	15	Nouveau groupe installé, G 1 retiré	4,5	89,2	72%	37,5
2007	53,8	15	Nouveau groupe installé, G 23 et G 24 retirés	9	95,2	77%	41,4
2008	56,0				95,2	70%	39,2
2009	58,3				95,2	63%	36,9
2010	60,7				95,2	57%	34,5
2011	62,9				95,2	51%	32,3
2012	65,1				95,2	46%	30,1
2013	67,5	15	Nouveau groupe installé		110,2	63%	42,7
2014	69,9				110,2	58%	40,3
2015	72,5				110,2	52%	37,7
2016	75,1				110,2	47%	35,1

Année	Puissance		Commentaires	Puissance		Réserve du système	
	demandée (MW)	ajoutée (MW)		retirée (MW)	disponible (MW)	%	(MW)
2017	77,9				110,2	41%	32,3
2018	80,8				110,2	36%	29,4
Total :		82,35			54,3		

Ce programme d'expansion du parc de production considère qu'EdD doit remplacer, en premier lieu, les groupes indisponibles ou très peu disponibles (G 22, G 13, G 14, G 15 et G 16), avant de déclasser ensuite les vieux moteurs, de faible performance (G 1, G 23 et G 24). Cette opération diminuerait la puissance disponible du système d'environ 55 MW et nécessite en conséquence la mise en place à l'horizon 2007 de trois nouvelles capacités de production, en dehors des deux moteurs Caterpillar installés en 2004. La croissance de la demande exigera aussi l'ajout d'un autre groupe, prévu pour 2013. La puissance totale ajoutée à Djibouti-ville jusqu'en 2018 serait ainsi de 82,3 MW, dont 22,3 MW déjà installés en 2003 et 2004.

A2 L'ajout de groupes diesels – Option à réserve équivalente à un seul groupe

Le tableau suivant présente le programme d'expansion du parc de production selon l'option A2 (réserve à un seul groupe diesel, soit 15 MW).

Programme d'expansion du parc de production à Djibouti-ville Réserve du système diminuée à l'équivalent d'un seul groupe de production – Option A2							
Année	Puissance		Commentaires	Puissance		Réserve du système	
	demandée (MW)	ajoutée (MW)		retirée (MW)	disponible (MW)	%	(MW)
2003	46,0	7,45	G22 hors service, G17 ajouté	10	79,6	73%	33,6
2004	47,9	14,9	G12 et 18 ajoutés, G13, G14, G15, G16 hors service	20,8	73,7	54%	25,8
2005	49,8		G21 retiré	10	63,7	28%	13,9
2006	51,7	15	Nouveau groupe installé, G1 retiré	4,5	74,2	44%	22,5
2007	53,8	15	Nouveau groupe installé, G23 et G24 retirés	9	80,2	49%	26,4
2008	56,0				80,2	43%	24,2
2009	58,3				80,2	38%	21,9

Année	Puissance		Commentaires	Puissance		Réserve du système	
	demandée (MW)	ajoutée (MW)		retirée (MW)	disponible (MW)	%	(MW)
2010	60,7				80,2	32%	19,5
2011	62,9				80,2	28%	17,3
2012	65,1				80,2	23%	15,1
2013	67,5	15	Nouveau groupe installé		95,2	41%	27,7
2014	69,9				95,2	36%	25,3
2015	72,5				95,2	31%	22,7
2016	75,1				95,2	27%	20,1
2017	77,9				95,2	22%	17,3
2018	80,8				95,2	18%	14,4
Total :	67,3				54,3		

Ce programme d'expansion du parc de production considère aussi qu'EdD doit remplacer, en premier lieu, les groupes indisponibles ou très peu disponibles, pour déclasser ensuite les vieux moteurs, de faible performance. Le niveau réduit de la réserve du système (par rapport à la version de base) requiert pour la couverture des besoins en électricité de la ville de Djibouti jusqu'en 2018 l'installation d'un total de trois groupes de 15 MW chacun. La puissance totale ajoutée à Djibouti-ville jusqu'en 2018 s'élève alors à 67,3 MW, dont 22,3 MW déjà installés en 2003 et 2004.

La construction d'une centrale géothermique

Selon les résultats présentés au chapitre précédent, la variante de centrale géothermique retenue aurait une capacité disponible d'environ 30 MW électriques avec une date de mise en service qui se situerait aux alentours de 2006. Dans ces conditions et compte tenu d'une réserve du système de même ordre que dans l'option de base (A1), l'expansion du parc de production à Djibouti-ville est illustrée au tableau suivant.

Programme d'expansion du parc de production à Djibouti-ville
Option centrale géothermique – Option B

	Réserve du système		Commentaires	Puissance		Réserve du système	
	demandée (MW)	ajoutée (MW)		retirée (MW)	disponible (MW)	%	(MW)
2003	46,0	7,45	G22 hors service, G17 ajouté	10	79,6	73%	33,6

	Réserve du système		Commentaires	Puissance		Réserve du système	
	demandée (MW)	ajoutée (MW)		retirée (MW)	disponible (MW)	%	(MW)
2004	47,9	14,9	G12 et 18 ajoutés, G13, G14, G15, G16 hors service	20,8	73,7	54%	25,8
2005	49,8	15	Nouveau groupe diesel	10	78,7	58%	28,9
2006	51,7	30	Centrale géothermique, G21 retiré	4,5	104,2	102%	52,5
2007	53,8		G1 retiré	9	95,2	77%	41,4
2008	56,0				95,2	70%	39,2
2009	58,3				95,2	63%	36,9
2010	60,7				95,2	57%	34,5
2011	62,9				95,2	51%	32,3
2012	65,1				95,2	46%	30,1
2013	67,5	15	Nouveau groupe diesel		110,2	63%	42,7
2014	69,9				110,2	58%	40,3
2015	72,5				110,2	52%	37,7
2016	75,1				110,2	47%	35,1
2017	77,9				110,2	41%	32,3
2018	80,8				110,2	36%	29,4
Total:		82,35			54,3		

Ce programme d'expansion du parc de production ressemble beaucoup à celui de l'option de base. La différence principale réside dans l'installation des 30 MW dans la centrale géothermique en 2006 qui remplace ainsi les deux groupes diesels de 15 MW chacun, prévus d'être installés dans l'option A1 en 2005 et 2006. On observe que, du fait que l'année de mise en fonctionnement la plus proche de la centrale géothermique se situe en 2006, le groupe installé en 2005 sera un moteur diesel. Pour conserver la réserve du système au-dessus du niveau minimum préétabli, les retraits des groupes diesels G21 et G1 sont retardés d'un an. La croissance de la demande exigera aussi l'ajout d'un groupe diesel en 2013. La puissance totale ajoutée à Djibouti-ville jusqu'en 2018 serait de 82,3 MW, dont 22,3 MW déjà installés en groupes diesels en 2003 et 2004.

L'achat d'Énergie

Quelle que soit l'option d'achat d'Énergie adoptée (C1, C2 ou C3), un certain délai est nécessaire pour

alimenter la ville de Djibouti depuis la nouvelle source. Ce laps de temps s'avère indispensable pour la construction de la ligne de transport (dans le cas d'importations d'électricité d'Ethiopie ou du Yémen) ou de la centrale du nouveau port (dans l'option d'achat d'Energie du nouveau port). Des estimations nous conduisent à considérer les dates les plus proches suivantes, pour le démarrage des apports d'Energie en provenance de l'extérieur, pour alimenter la ville de Djibouti :

- 2009, pour les solutions d'importation d'Energie (d'Ethiopie ou de Yémen). Dans ce contexte, l'installation de trois nouveaux groupes diesels de 15 MW chacun est prévue en 2005, 2006 et 2007 respectivement, pour arriver à répondre aux besoins de la ville jusqu'à la connexion de Djibouti à la source extérieure d'Energie. L'importation d'Energie rend inappropriée l'installation de nouvelles capacités postérieurement à 2009. La puissance installée jusqu'en 2007 dans le parc de production djiboutien permet non seulement de maintenir le niveau préétabli de la réserve du système durant la période antérieure à l'importation d'Energie, mais également et surtout de diminuer la dépendance énergétique de Djibouti vis à vis des pays voisins;
- 2007 pour l'achat d'Energie de la centrale du nouveau port de Djibouti. Dans ce cas, l'appel à la centrale du nouveau port permettrait à l'EdD de réduire l'investissement dans son propre parc de production d'environ 15 à 20 MW.

Le programme de développement du système énergétique de Djibouti-ville dans le cas de l'adoption d'une des options d'importation d'Energie (d'Ethiopie ou du Yémen) est présenté dans le tableau ci-après :

<i>Options d'importation d'Energie (Options C1 et C2)</i>					
<i>Année</i>	<i>Puissance demandée (MW)</i>	<i>Puissance ajoutée (MW)</i>	<i>Energie importée (GWh)</i>	<i>Commentaires</i>	<i>Puissance retirée (MW)</i>
2003	46,0	7,45		G22 hors service, G17 ajouté	10
2004	47,9	14,9		G12 et 18 ajoutés, G13, G14, G15, G16 hors service	20,8
2005	49,8	15		Nouveau groupe, G21 retiré	10
2006	51,7	15		Nouveau groupe, G1 retiré	4,5
2007	53,8	15		Nouveau groupe, G23 et G24 retirés	9
2008	56,0				
2009	58,3		150	Début des importations	
2010	60,7		318		
2011	62,9		328		
2012	65,1		338		
		2013	67,5		348

Année	Puissance demandée (MW)	Puissance ajoutée (MW)	Energie importée (GWh)	Commentaires	Puissance retirée (MW)
2014	69,9		358		
2015	72,5		369		
2016	75,1		380		
2017	77,9		391		
2018	80,8		403		

Le programme de développement du système énergétique de Djibouti-ville dans le cas de l'achat d'Énergie du nouveau port est présenté au tableau suivant :

<i>Option d'achat d'Énergie du nouveau port de Djibouti (Option C3)</i>					
Année	Puissance demandée (MW)	Puissance ajoutée (MW)	Energie importée (GWh)	Commentaires	Puissance retirée (MW)
2003	46,0	7,45		G22 hors service, G17 ajouté	10
2004	47,9	14,9		G12 et 18 ajoutés, G13, 14, 15, 16 hors service	20,8
2005	49,8	15		Nouveau groupe, G21 retiré	10
2006	51,7	15		Nouveau groupe, G1 retiré	4,5
2007	53,8		115	Début des achats, G23 et G24 retirés	9
2008	56,0		115		
2009	58,3		115		
2010	60,7		115		
2011	62,9		115		
2012	65,1		115		
2013	67,5	15	115	Nouveau groupe	
2014	69,9		115		
2015					
2016					
2017					
2018					

Analyse économique comparative des options analysées

L'analyse comparative comporte deux volets qui facilitent la comparaison des différentes options d'alimentation en Energie de la ville de Djibouti, c'est-à-dire soit l'option solutions d'extension du parc de production existant ou bien celle d'achat d'Energie de l'extérieur :

- Une première analyse compare l'option de base (A1) avec les deux autres (A2 et B) qui porte sur l'agrandissement du parc de production djiboutien. Le critère retenu pour la comparaison se fonde sur les coûts totaux actualisés sur l'ensemble de la période étudiée (de 2004 à 2018);
- une deuxième analyse, basée elle aussi sur les coûts totaux actualisés, détermine d'abord le prix d'achat du kWh qui rendrait les solutions d'achat d'Energie (C1, C2 et C3) économiquement équivalentes à la solution de base (A1). Ce prix est ensuite comparé aux prix estimés que Djibouti payerait pour l'achat d'Energie dans chacune des trois options étudiées (importation d'Ethiopie, importation du Yémen ou achat du port de Djibouti).

Les coûts totaux actualisés considérés dans lesdites analyses comportent :

- les coûts d'investissement des nouveaux groupes (diesels ou géothermique);
- les coûts d'investissement de la ligne de transport (dans le cas des options B, C1 et C2). Ces coûts comportent seulement la partie des investissements reliée directement aux transferts d'Energie de la nouvelle source (la centrale géothermique ou les pays voisins exportateurs d'Energie) vers Djibouti-ville, et ignorent les éventuelles extensions qui serviraient à électrifier certaines régions tout le long du trajet;
- les coûts d'investissement du poste de transformation à partir duquel EdD achète l'Energie du nouveau port (dans le cas de l'option C3);
- les coûts, tant fixes que variables, d'exploitation et d'entretien des groupes (diesels ou géothermique) ;
- les coûts d'exploitation et d'entretien de la ligne de transport (pour les options B, C1 et C2) ou du poste de transformation (dans le cas de l'option C3);
- les coûts du combustible consommé dans les centrales à moteurs diesels pour la production d'Energie.

Les principales données d'entrée²³ des deux analyses comparatives sont présentées au tableau suivant.

<i>Principales données de base de l'analyse comparative</i>	
Paramètres	Valeurs
Investissement spécifique des groupes à moteurs diesels	170 000 FD/kW (\$950 US/kW)
Investissement spécifique de la centrale géothermique	412 000 FD/kW (\$2 310 US/kW)
Investissement total de la ligne de transport Ethiopie-Djibouti	7 150 millions FD (\$40 millions US)
Investissement total de la ligne de transport Yémen-Djibouti	15 530 millions FD (\$87 millions US)

²³ Les demandes d'Energie ainsi que les valeurs de la pointe annuelle pour la période de 2004 à 2018 proviennent de la prévision de la demande de Djibouti pour la période mentionnée (scénario de base)

<i>Principales données de base de l'analyse comparative</i>	
<i>Paramètres</i>	<i>Valeurs</i>
Coût du gasoil	42 353 FD/tonne
Coûts fixes d'entretien et exploitation des groupes diesels	6 105 FD/kW
Coûts fixes d'entretien et exploitation de la centrale géothermique	9 818 FD/kW
Coûts variables d'entretien et exploitation des groupes diesels	1 767 FD/MWh
Durée de vie des groupes diesels	20 ans
Durée de vie de la centrale géothermique	30 ans
Durée de vie de la ligne de transport	30 ans
Taux d'actualisation	10%/an
Taux d'échange \$US - FD	178,5

Les résultats de la première analyse comparative (entre les solutions A1, A2 et B) sont présentés au tableau suivant.

<i>Comparaison entre les solutions A1, A2 et B</i>	
<i>Options d'extension du parc de production de Djibouti-ville</i>	<i>Coûts totaux 2004–2018¹ et Coûts de production de l'Energie²</i>
Groupes diesels, réserve du système de 30 MW (option de base) – A1	46,2 milliards FD; 16,3 FD / kWh
Groupes diesels, réserve du système de 15 MW - A2	43,3 milliards FD; 15,3 FD / kWh
Centrale géothermique (incluant la ligne de transport) – B	36,2 milliards FD; 12,1 FD / kWh

¹ Actualisés à 2004

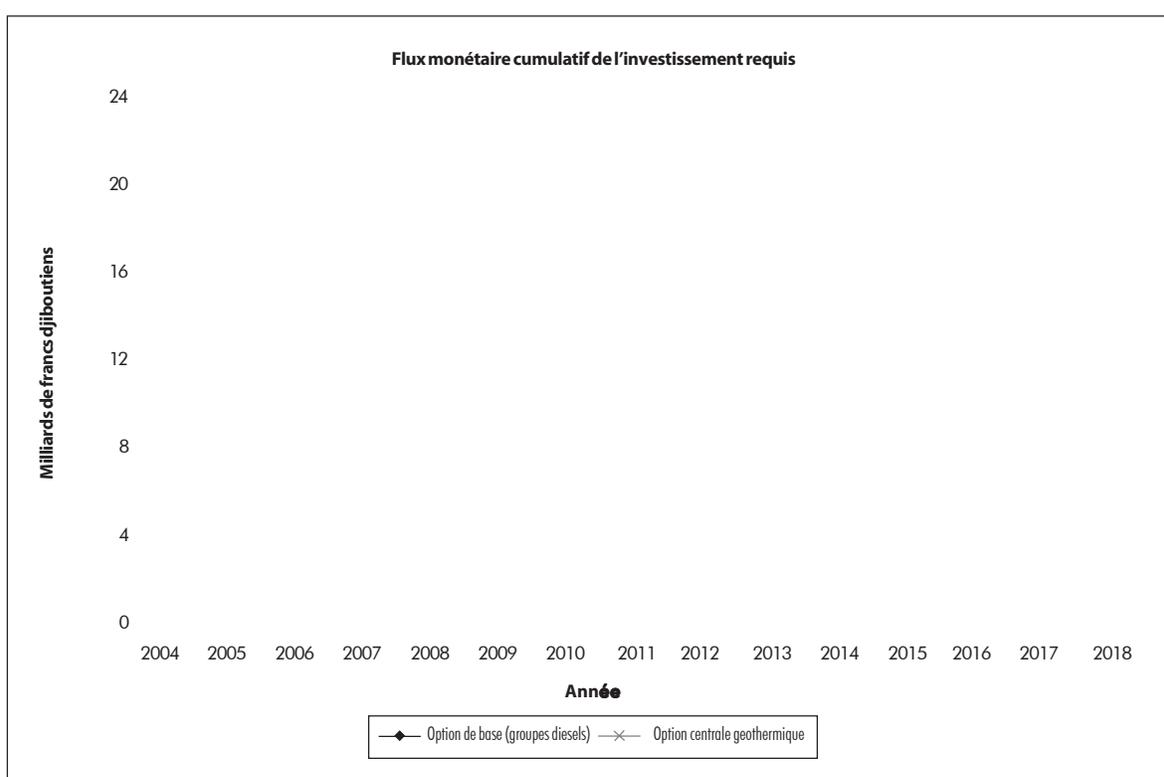
² Valeurs unitaires actualisées à 2004

Les résultats de cette analyse placent l'option de la centrale géothermique en tête, avec des coûts totaux de 16 à 22 % inférieurs aux deux autres solutions d'extension du parc de production de Djibouti-ville. En dépit de l'investissement le plus élevé,²⁴ cette solution se place devant les deux autres grâce aux économies annuelles de combustibles, et donc grâce aux coûts annuels d'exploitation réduits par rapport aux options à moteurs diesels.

²⁴ Investissement requis de l'ordre de 20 milliards de francs djiboutiens (environ 115 millions \$US) pour l'option à centrale géothermique, par rapport à 7,6 milliards pour l'option à moteurs diesels avec une réserve du système de 15 MW et 10,2 milliards pour l'option à moteurs diesels avec une réserve du système de 30 MW.

Il est à noter que la rentabilité de la solution basée sur la centrale géothermique par rapport à celle à moteurs diesels augmente d'autant plus que la période d'étude s'allonge. Cela signifie que la rentabilité supérieure de la solution géothermique par rapport aux groupes diesels continue à se manifester au-delà de l'année 2018 (fin de la période de la présente étude), et cela au moins jusqu'en 2037 (qui correspond à la fin de la durée de vie économique du projet géothermique).

Toutefois, l'investissement important requis pour la construction de la centrale géothermique (avoisinant les 20 milliards FD) peut représenter une barrière à la concrétisation du projet. La figure suivante présente la variation de 2004 à 2018 du flux monétaire requis à titre d'investissement par l'option de base (A1) et celle à centrale géothermique (B).



Les résultats de la deuxième analyse, basée sur l'équivalence (du point de vue des coûts totaux actualisés) entre les options d'achat d'Énergie (C1, C2 et C3) et celle de base (A1), sont présentés au tableau suivant.

<i>Comparaison entre les solutions C1, C2 et C3 et celle de base (A1)</i>		
<i>Options d'achat d'Énergie</i>	<i>Point d'équilibre avec l'option de base (A1)</i>	<i>Coûts d'interconnexion</i>
Importation d'Énergie d'Éthiopie – Option C1	13,5 FD / kWh	3,5 FD/kWh
Importation d'Énergie de Yémen – Option C2	13,0 FD / kWh	7,5 FD/kWh
Achat d'Énergie du nouveau port- Option C3	16,7 FD / kWh	0,8 FD/kWh

Le point d'équilibre entre une solution d'achat d'Énergie et la solution de base est représenté par le prix du kWh qui rend les deux solutions équivalentes du point de vue des coûts totaux actualisés sur l'ensemble de la durée de vie du projet. L'achat de l'Énergie d'une source extérieure à EdD (d'Éthiopie, du Yémen ou du nouveau port) à un prix supérieur au prix d'équilibre rend cette option économiquement moins efficace que l'option de base. Cela veut dire que, pour que l'achat d'Énergie de l'extérieur soit plus rentable que l'installation des groupes diesels dans les centrales de Djibouti-ville, le prix d'achat de l'électricité par EdD doit être inférieur aux valeurs mentionnées au tableau ci-dessus.

En analysant cas par cas les trois options d'achat d'Énergie, on constate que :

1. Si les termes d'échange d'Énergie entre les deux pays se fondent sur un coût inférieur à 19,9 FD/kWh, EdD serait économiquement intéressée à importer de l'Énergie plutôt que de la produire dans ses propres centrales à groupes diesels. Toutefois, si la compagnie d'électricité djiboutienne développe le projet géothermique, celui-ci se montrerait économiquement beaucoup plus rentable que l'option d'importation²⁵. Même la solution à groupes diesels avec une réserve du système de 15 MW (option A2) devance du point de vue économique l'option d'importation d'Énergie de l'Éthiopie. De plus, la couverture de 90% des besoins en Énergie par un pays étranger rendrait le système énergétique djiboutien extrêmement sensible à toute fluctuation politico-économique en Éthiopie ;
2. dans le cas de l'option d'importation d'Énergie du Yémen, EdD aurait intérêt sur le plan économique à adopter cette solution si le prix du kWh importé reste inférieur au coût évité généré par le remplacement de la production thermique de ses propres centrales par de l'Énergie importée. Selon l'analyse présentée au chapitre 4.3.2, ce coût évité est de l'ordre de 10,7 FD/kWh (6 ¢ US/kWh). En considérant un coût de la ligne de transport entre le Yémen et Djibouti évalué à 7,5 FD/kWh (4,2 ¢ US/kWh), il en résulte clairement que l'option d'importation d'Énergie du Yémen est économiquement moins rentable que celle de production de l'Énergie dans les centrales thermiques d'EdD. De plus, outre l'inconvénient analogue à l'option d'importation de l'Éthiopie relié à la dépendance du système énergétique, cette option requiert un effort financier considérable puisque l'investissement total de la ligne de transport (incluant une portion sous-marine) se situe aux alentours de 87 millions de dollars US ;
3. de façon similaire aux cas précédents, EdD aurait intérêt sur le plan économique à acheter de l'Énergie du nouveau port si le prix du kWh reste inférieur au coût évité généré par le remplacement de la production thermique de ses propres centrales par de l'Énergie achetée. Compte tenu du fait que les moyennes de production de la centrale du nouveau port seront semblables à celles d'EdD (centrale thermique qui brûle du combustible importé par Djibouti), on s'attend à ce que les coûts marginaux de production de cette centrale soient similaires à ceux d'EdD et que le prix auquel l'autorité portuaire vendrait l'Énergie serait assez proche de celui d'EdD. Dans ces conditions, il résulte clairement de l'analyse que l'achat d'Énergie du nouveau port serait pour EdD économiquement moins efficace que la production par ses propres centrales.

²⁵ Le point d'équilibre entre les solutions B et C1 est atteint à 6,1 FD/kWh.

Programme d'expansion du parc de production des autres régions

Les autres régions électrifiées du pays sont regroupées en deux subdivisions, selon leurs localisations géographiques :

- la Subdivision Sud, qui comporte les districts de Dikhil et d'Ali Sabieh;
- la Subdivision Nord, qui comporte les centrales de Tadjourah et d'Obock.

Il est à noter qu'il n'y pas d'interconnexion, ni entre le système de Djibouti-ville et l'une quelconque des deux subdivisions, ni entre les deux subdivisions. A l'intérieur des subdivisions, une ligne électrique réalise l'interconnexion entre les centrales de Dikhil et d'Ali Sabieh, tandis que les centrales de Tadjourah et d'Obock sont présentement isolées.²⁶

Vu le type et la taille des centrales existantes, corrélés avec la prévision de croissance de la demande pour la période analysée,²⁷ la seule option d'expansion du parc de production retenue pour les deux subdivisions fait appel aux moteurs diesels semi-rapides.

Analyse des besoins de la Subdivision Sud

Compte tenu des éléments précisés ci-dessus, de l'expérience accumulée en exploitation des moteurs d'une taille de l'ordre de 500 kW ainsi que de la prévision de la croissance de la demande en Energie pour la période analysée, il est proposé qu'EdD continue d'installer des groupes de la taille mentionnée. Afin d'assurer un niveau raisonnable de fiabilité d'alimentation en Energie (en terme de continuité du service), il est proposé également que la réserve du parc de production soit équivalente aux deux plus gros groupes en fonctionnement, soit une valeur d'environ 1 400 kW. Le tableau suivant présente une estimation des besoins en nouveaux groupes pour la période de 2003 à 2018 qui tient compte des hypothèses mentionnées plus haut.

<i>Programme d'accroissement du parc de production de la Subdivision Sud</i>							
<i>Année</i>	<i>Puissance</i>		<i>Commentaires</i>	<i>Puissance</i>		<i>Réserve du système</i>	
	<i>demandée (MW)</i>	<i>ajoutée (MW)</i>		<i>retirée (MW)</i>	<i>disponible (MW)</i>	<i>%</i>	<i>(MW)</i>
2003	1 143				2 070	81%	927
2004	1 190	200	Note 1	380	1 890	59%	700
2005	1 236	2 x 504	Nouveaux groupes diesels		2 898	134%	1 662

²⁶ Le projet d'une ligne moyenne tension entre les centrales de Tadjourah et d'Obock est présentement à l'étude à EdD.

²⁷ Demande en pointe de l'ordre de 1 à 2 MW pour chacune des subdivisions.

Année	Puissance		Commentaires	Puissance		Réserve du système	
	demandée (MW)	ajoutée (MW)		retirée (MW)	disponible (MW)	%	(MW)
2006	1 285				2 898	126%	1 613
2007	1 337				2 898	117%	1 561
2008	1 392				2 898	108%	1 506
2009	1 449	504	Nouveau groupe diesel	380	3 022	109%	1 573
2010	1 509			260	2 762	83%	1 253
2011	1 564	504	Nouveau groupe diesel		3 266	109%	1 702
2012	1 621				3 266	101%	1 645
2013	1 680				3 266	94%	1 586
2014	1 741				3 266	88%	1 525
2015	1 805				3 266	81%	1 461
2016	1 871	504	Nouveau groupe diesel		3 770	101%	1 899
2017	1 940				3 770	94%	1 830
2018	2 012				3 770	87%	1 758
Total :	2 720			1 020			

Note 1 : Amélioration de la disponibilité des groupes existants

Ce programme d'expansion du parc de production de la Subdivision Sud considère qu'EdD doit, en premier, améliorer la performance des installations existantes. Cette opération augmenterait la puissance disponible d'environ 200 kW et permettrait à l'entreprise de retirer du service son plus vieux groupe (G2 de la centrale de Dikhil) en 2004 sans faire de nouvelles acquisitions. La croissance de la demande ainsi que le retrait du service des deux autres groupes (prévu pour 2009 et 2010 respectivement) exigera des ajouts de groupes, prévus pour 2005, 2009, 2011 et 2016. La puissance totale ajoutée serait de 2 520 kW, non compris l'amélioration de la fiabilité des groupes, qui rajouterait 200 kW additionnels.

Les principaux éléments de l'analyse en valeurs actualisées des coûts totaux requis par le programme d'expansion du parc de production de la Subdivision Sud sont repris au tableau suivant.

Principales données d'entrée	Valeurs
Investissement spécifique des groupes diesels semi-rapides	170 000 FD/kW (950 \$US/kW)
Coût du gasoil	46 588 FD/tonne

<i>Principales données d'entrée</i>		<i>Valeurs</i>
Coûts fixes d'entretien et exploitation des groupes diesels		6 105 FD/kW
Coûts variables d'entretien et d'exploitation des groupes diesels		1 767 FD/MWh
Durée de vie des groupes diesels		20 ans
Taux d'actualisation		10%/an
Taux d'échange \$US-FD		178,5
<i>Expansion du parc de production - Subdivision Sud</i>	<i>Investissement total requis</i>	<i>Coûts totaux actualisés</i>
Groupes diesels, avec la réserve du système d'environ 1400 kW	439 millions FD	1 282 millions FD

Les coûts totaux pour la période allant de 2004 à 2018, actualisés à 2004, comportent :

- les annuités d'investissement correspondantes à la période de 2004 à 2018;
- les coûts, tant fixes que variables, d'exploitation et d'entretien du fonctionnement des groupes diesels;
- les coûts du combustible consommé dans les centrales à moteurs diesels pour la production d'Energie.

Analyse des besoins de la Subdivision Nord

Compte tenu des éléments précisés en début de sous-section, de l'expérience accumulée en exploitation des moteurs d'une taille de l'ordre de 300-350 kW ainsi que de la prévision de la croissance de la demande en Energie pour la période analysée, il est proposé qu'EdD continue d'installer des groupes de la taille mentionnée. Afin d'assurer un niveau raisonnable de fiabilité d'alimentation en Energie (en terme de continuité du service), il est proposé également que la réserve du parc de production soit équivalente aux deux plus gros groupes en fonctionnement, soit une valeur d'environ 600 kW. Le tableau suivant présente une estimation des besoins en nouveaux groupes pour la période de 2003 à 2018 qui tient compte de ces hypothèses.

Ce programme d'expansion du parc de production de la Subdivision Nord considère qu'EdD doit commencer à remplacer, un par un, la totalité des groupes vétustes qui génèrent des coûts d'exploitation et d'entretien dispendieux. Cette opération, superposée à la croissance de la demande, requiert l'installation des nouveaux groupes à un rythme d'une unité chaque année, de 2006 au 2013, à l'exception de l'année 2008. La puissance totale ajoutée serait de 2 240 kW tandis que les déclassements s'élèveraient à 1 795 kW. On observe donc que la croissance de la demande sur 15 ans requiert uniquement 445 kW, soit 20 % du total installé, le solde étant représenté par le remplacement des groupes vétustes existants.

Programme d'expansion du parc de production de la Subdivision Nord

<i>Année</i>	<i>Puissance</i>		<i>Commentaires</i>	<i>Puissance</i>		<i>Réserve du système</i>	
	<i>demandée (MW)</i>	<i>ajoutée (MW)</i>		<i>retirée (MW)</i>	<i>disponible (MW)</i>	<i>%</i>	<i>(MW)</i>
2003	937				1 760	88%	823
2004	976				1 760	80%	784
2005	1 014			280	1 480	46%	466
2006	1 054	320	Nouveau groupe diesel	160	1 640	56%	586
2007	1 097	320	Nouveau groupe diesel	140	1 820	66%	723
2008	1 142			95	1 725	51%	583
2009	1 189	320	Nouveau groupe diesel	280	1 765	48%	576
2010	1 238	320	Nouveau groupe diesel	280	1 805	46%	567
2011	1 283	320	Nouveau groupe diesel	280	1 845	44%	562
2012	1 329	320	Nouveau groupe diesel	280	1 885	42%	556
2013	1 378	320	Nouveau groupe diesel		2 205	60%	827
2014	1 428				2 205	54%	777
2015	1 480				2 205	49%	725
2016	1 535				2 205	44%	670
2017	1 591				2 205	39%	614
2018	1 650				2 205	34%	555
	Total :	2 240			1 795		

Les principaux éléments de l'analyse en valeurs actualisées des coûts totaux requis par le programme d'expansion du parc de production de la Subdivision Nord sont indiqués au tableau suivant.

<i>Principales données d'entrée</i>		<i>Valeurs</i>
Investissement spécifique des groupes diesels semi-rapides		170 000 FD/kW (950 \$US/kW)
Coût du gasoil		59 294 FD/tonne
Coûts fixes d'entretien et d'exploitation des groupes diesels		6 105 FD/kW
Coûts variables d'entretien et d'exploitation des groupes diesels		1 767 FD/MWh
Durée de vie des groupes diesels		20 ans
Taux d'actualisation		10%/an
Taux d'échange \$US-FD	178,5	
Expansion du parc de production - Subdivision Nord	Investissement total requis	Coûts totaux actualisés
Groupes diesels, avec la réserve du système d'environ 600 kW	380 millions FD	1 387 millions FD

6. Potentiel de réduction des coûts du secteur de l'électricité

Le tableau ci-dessous présente de façon synthétique les coûts d'exploitation et d'entretien du secteur de l'électricité pour l'année 2003.

<i>Postes de coûts à EdD en 2003</i>	<i>Millions FD</i>	<i>% du total</i>	<i>Prix de revient de l'électricité -FD/kWh</i>
Combustibles et lubrifiants	2 623,0	26,2%	12,20
Autres achats	909,3	9,1%	4,23
Charges externes	366,6	3,7%	1,71
Impôts et taxes	1 232,2	12,3%	5,73
Frais de personnel	1 722,4	17,2%	8,01
Charges de gestion	193,6	1,9%	0,90
Amortissements	1 370,0	13,7%	6,37
Provisions	1 300,0	13,0%	6,05
Charges financières nettes	177,4	1,8%	0,83
Charges nettes exceptionnelles	105,3	1,1%	0,49
Dépenses totales	9999,8	100,0%	46,52
Pertes enregistrées	129,0	1,3%	0,60
Total Energie vendue : 214 984 802 kWh			

Une discussion sur les possibilités de réduction de ces coûts est faite pour chacun des cinq éléments majeurs²¹ des dépenses présentées au tableau ci-dessus. Dans la mesure où les états financiers de l'année 2003 n'ont pas encore fait l'objet d'audit et de certification, les analyses suivantes font appel, là où besoin est, aux résultats certifiés des états financiers de l'année 2002.

²¹ Une dépense est considérée ici comme majeure si elle dépasse en proportion le seuil de 10 % des dépenses totales.

Frais de combustibles (26,2% des dépenses)

A Djibouti-ville le prix moyen du fuel, en 2003, était de 35 313 FD / tonne, tandis que le gasoil était à 36 000 FD / m³ (soit 42 353 FD / tonne). Il ressort des entretiens aussi bien avec la Direction d'EdD, qu'avec la personne en charge de la gestion de la centrale de Boulaos, que la politique adoptée pour la consommation des combustibles vise à minimiser le recours au gasoil, qui est le combustible le plus coûteux des deux utilisés. Les statistiques des années 2002 et 2003 confirment le respect de cette politique :

- la production de la centrale de Marabout, dont les groupes n'utilisent que du gasoil, ne représente que 6 % de l'Énergie totale livrée à Djibouti-ville en 2002 et 10 % en 2003 ;
- la consommation de gasoil en 2002 de la centrale de Boulaos s'est élevée à 1 156 tonnes, contre 52 443 tonnes de fuel. Les mêmes proportions ont été constatées en 2003.

En reprenant les remarques de la sous-section 2.1.2.2 (voir les pages 15 et 16), on observe qu'en 2002 la consommation spécifique globale de combustible des deux centrales de Djibouti-ville a été supérieure de 10 à 19 % aux celles rencontrées dans la plupart des centrales similaires au monde.

Cette constatation mène à l'idée d'une possible augmentation de l'ordre de 10% de l'efficacité de production des deux centrales de Djibouti-ville. Selon cette remarque, une hausse de 10 % de l'efficacité en fonctionnement des groupes de la centrale de Boulaos en 2003 aurait conduit à une réduction de 5 479 tonnes de la consommation de fuel pour ladite année. Sur la base d'un prix moyen de 35 513 FD / tonne, cette hausse d'efficacité en production aurait représenté une économie de 193 millions FD, soit l'équivalent de 0,9 FD/kWh sur le coût de l'Énergie. De manière similaire, une hausse de 10% de l'efficacité en fonctionnement des groupes de la centrale de Marabout aurait représenté en 2003 une économie de l'ordre de 400 tonnes de gasoil, soit approximativement 17 millions FD (son impact sur le coût moyen de l'électricité se révélerait négligeable).

A ces effets économiques apportés par la hausse de l'efficacité de production des deux centrales il faut ajouter la diminution des émissions de gaz à effet de serre grâce aux économies de combustibles réalisées.

Frais d'impôts et taxes (12,3% des dépenses)

Les impôts et les taxes (valeurs disponibles pour l'année 2002) comprennent la TIC et la surtaxe sur le combustible (630,9 millions FD), la TIC sur les matériels (163,6 millions FD), ainsi que d'autres taxes (199,7 millions FD) et les droits d'enregistrement (0,2 million FD).

Comme ces frais financiers ne sont pas sous le contrôle d'EdD, la compagnie d'électricité ne peut agir de manière à réduire ces dépenses. Par contre, une intervention du gouvernement visant l'exemption de la compagnie d'électricité de certains frais fiscaux pourrait avoir un impact important sur les coûts de l'Énergie, tel que démontré ci-bas :

<i>Action du gouvernement</i>	<i>Diminution du coût de l'Énergie (référence de calcul : l'année 2002)</i>
Exemption de la TIC et de la surtaxe sur le combustible	3,64 FD / kWh
Exemption de la TIC sur les matériels	0,94 FD / kWh
Exemption des autres taxes	1,15 FD / kWh
Exemption des droits d'enregistrement	Négligeable

L'expérience internationale démontre que nombreux sont les gouvernements qui exemptent les compagnies d'électricité des taxes sur les combustibles. Si cela s'appliquait à Djibouti, le coût du kilowatt heure serait réduit de 3,64 FD sur 46,51, soit 7,8%.

Frais de personnel (17,2% des dépenses)

En 2002, les frais de personnel d'EdD se composaient des éléments suivants :

- Salaires réguliers : 878,0 millions FD;
- Factures des heures supplémentaires : 220,8 millions FD;
- Autres rémunérations : 332,4 millions FD;
- Cotisations sociales : 203,4 millions FD;
- Contingent d'électricité (quota) attribué aux agents d'EdD : 254,6 millions FD;
- Autres charges de personnel : 11,1 millions FD.

Sur cette liste, les éléments sur lesquels la Direction d'EdD peut exercer un contrôle sont :

- Les effectifs du personnel d'EdD;
- le nombre d'heures supplémentaires effectuées; et
- le contingent d'électricité (quota) attribué aux agents d'EdD.

Une analyse des données de l'année 2002 montre qu'il y avait 936 agents EdD pour desservir une clientèle de 30 301 abonnés, soit un ratio de 32 abonnés par agent. Sur les principaux secteurs d'activité, ces 936 employés se répartissaient comme suit :

Production	257
Administration et généraux (expatriés, direction, secrétariat de la direction, service administratif, agences comptables, service informatique, service stock et approvisionnement)	317
Clientèle	114

Distribution (transport et distribution, Subdivisions Sud et Nord)	248
Total :	936

Le ratio des abonnés par agent EdD se révèle plutôt faible par rapport aux valeurs observées pour d'autres compagnies d'électricité comparables à EdD.

- Sur le continent africain, dans les pays situés au sud du Sahara, ces ratios s'établissent en moyenne entre 100 et 200 clients par employé. A titre d'exemple, la Société d'Electricité du Burkina (SONABEL) qui affichait en 2003 un ratio de 156 abonnés/agent.

	SONABEL	SENELEC	TOGO ELECTRICITE	CIE
Clients :	226 694	311 000	100 000	918 0000
Employés :	1 452	2 121	720	3 733
Ratio Clients/Employés :	156	146	139	246

- En Amérique centrale et dans les Caraïbes :
 - l'entreprise électrique de l'île des Bermudes affiche un ratio de 129 abonnés par agent. La capacité installée dans ce pays est de 168 MW, et se compose de 12 groupes diesels et de 9 turbines à gaz. La compagnie dessert 32 300 clients avec un effectif de 250 agents;
 - l'entreprise de distribution CALIFE au Venezuela présente un rapport de 258 abonnés par agent, soit 44 400 clients desservis par 172 employés. Le tableau suivant présente une comparaison entre la quantité de personnel de la compagnie d'électricité par secteur d'activité pour Djibouti (EdD) et pour le Venezuela (CALIFE).

Personnel par secteur d'activité (Unités)	EdD	CALIFE
Administration et frais généraux	317	51
Clientèle	114	68
Distribution	248	53
Total (excluant le secteur de la production pour EdD)	679	172

En prenant l'hypothèse d'un ratio de 100 clients par agent EdD, la réduction de l'effectif de la compagnie djiboutienne d'électricité se montrerait draconienne, soit de 937 employés à 300 ! Un tel objectif est irréaliste à court terme, compte tenu du fait qu'EdD est le deuxième plus gros employeur du pays et que l'adoption d'une telle décision relèverait des gros problèmes sociaux.

D'autre part, il y a lieu de souligner que l'analyse posée ci-dessus ne tient pas compte des particularités observées à Djibouti, notamment :

- la présence d'une chaleur épuisante pendant une bonne partie de l'année, qui affecte la capacité de travail du personnel ;
- l'absence d'un système de sécurité sociale. Dans ces conditions, il est exigé des entreprises publiques djiboutiennes qu'elles acceptent des sureffectifs, à titre de « substitut » du système de protection sociale.

En analysant les chiffres présentés ci-dessus, on constate que les rétributions payées en 2002 pour les heures supplémentaires ont représenté 25% de la masse salariale de base des agents EdD. Ce pourcentage se montre bien élevé, d'autant plus qu'EdD est en situation de sureffectifs.

En ce qui concerne les quotas de consommation d'électricité octroyés au personnel d'EdD, il est clair que cet avantage fait partie des privilèges accordés aux employés de l'entreprise par les conventions collectives de travail. Il pourrait toutefois s'avérer utile de restructurer ces avantages afin d'introduire des incitations à la maîtrise de l'Énergie.

Il ressort des entretiens avec la Direction d'EdD que cette dernière a mis en place une politique de réduction des effectifs de la compagnie (de 936 employés en 2002 à 900 en 2004). Cette action repose principalement sur une politique de non-remplacement des agents qui prennent leur retraite. En outre, l'entreprise d'électricité a décidé d'exercer un meilleur contrôle sur l'octroi des heures supplémentaires. De plus qui est, les quotas de consommation d'électricité octroyés aux agents EdD ont été révisés à la baisse et les agents qui excèdent ce quota doivent désormais payer le surplus consommé au même prix que celui facturé aux clients domestiques.

Les discussions avec des représentants d'autres compagnies djiboutiennes sur le niveau du salaire mènent à la conclusion que les rémunérations à l'intérieur d'EdD sont compétitives avec les autres grands employeurs du pays. Il est à noter que les salaires (en termes nominaux) à Djibouti excèdent largement le niveau des rémunérations moyennes de la plupart des pays africains. Cette situation va de pair avec le coût de la vie à Djibouti, qui lui également dépasse à peu près dans la même proportion le coût de la vie ailleurs en Afrique.

Frais d'amortissements (13,7% des dépenses)

Les amortissements des immobilisations corporatives dépendent exclusivement des investissements en immobilisations et ne peuvent par conséquent être réduits. Le taux annuel d'amortissement se situait en 2002 à 4 % des actifs bruts, ce qui correspond à une durée de vie utile des actifs de 25 ans, soit une valeur raisonnable pour une compagnie d'électricité qui ne possède pas de centrales hydroélectriques.

Dépenses de provisions (13,0% des dépenses)

Les provisions sont réalisées principalement pour répondre aux niveaux des créances détenues par l'entreprise sur des tiers. Le montant élevé des provisions, qui constituent en effet un problème très sérieux pour EdD, est engendré en majeure partie par des grands clients de l'administration de l'Etat qui se révèlent des mauvais payeurs de la facture d'électricité. Cette situation aurait été encore plus nuisible à la santé financière d'EdD si la compagnie n'avait collecté la TIC pour le compte du gouvernement, car les montants collectés permettent en effet à EdD de procéder à des opérations de « troc » avec le gouvernement, en équilibrant les divers taxes et frais qu'EdD doit à l'Etat avec les factures émises pour la fourniture de l'électricité.

Rendement sur fonds propres

L'analyse du potentiel de réduction des coûts du secteur de l'électricité doit se pencher, en dehors des éléments majeurs des dépenses, sur la rentabilité financière de la compagnie d'électricité.

Toute entreprise, publique ou privée, doit afficher un rendement sur son avoir propre afin de satisfaire à ses propres critères financiers ou aux exigences de ses bailleurs de fonds. Dans le cas d'EdD, un examen du bilan financier de l'année 2002 indique que l'Etat a investi dans le secteur de l'électricité 4 756,2 millions FD (soit un capital propre de 2 181,7, plus provisions pour risques et charges de 2 574,5 millions). En considérant un taux de rendement de 12 % à 15 % (valeurs usuelles pour une compagnie d'électricité publique), l'entreprise devrait être en mesure d'obtenir un bénéfice net compris entre 570 et 710 millions FD. En analysant les résultats financiers d'EdD on constate un bénéfice net de 309 millions FD en 2002 et des pertes de 129 millions FD en 2003.

Cette analyse suggère que les recettes tarifaires de la compagnie djiboutienne d'électricité devraient augmenter de 400 à 700 millions FD (ou que ses dépenses soient réduites du même montant).

Résumé des mesures de réduction des coûts du secteur de l'électricité

Le tableau suivant résume les options présentées ci-dessous de réduction des coûts du secteur de l'électricité, en analysant leur impact à court et à long terme sur l'état financier d'EdD. Dans l'approche retenue, <court terme> se rapporte à la période qui se termine à la fin de l'année 2005, tandis que <long terme> se réfère aux cinq à dix prochaines années.

<i>Mesure</i>	<i>Impact à court terme</i>	<i>Impact à long terme</i>
Augmentation de l'efficacité des groupes diesels qui équipent les centrales de Djibouti-ville	Réduction de la consommation de combustible d'au moins 10 % (effets positifs tant économiques qu'environnementaux)	Réduction de la consommation de combustible d'au moins 10 % (effets positifs tant économiques qu'environnementaux)
Modification des impôts ou des taxes	Aucun contrôle de la part d'EdD. Toutefois, une action du gouvernement peut diminuer le coût du kWh de 7 à 10%	Aucun contrôle de la part d'EdD. Toutefois, une action du gouvernement peut diminuer le coût du kWh de 7 à 10%
Réduction des frais de personnel	Limite possible de 5 % à 10 %	Limite possible de 30 % à 50 %
Réduction des amortissements	Aucune possibilité d'action de la part d'EdD	Aucune possibilité d'action de la part d'EdD
Réduction du niveau des provisions	Aucune possibilité d'action de la part d'EdD	Fonction du niveau d'accomplissement des objectifs fixés pour le programme de réduction de créances
Augmentation du rendement sur l'avoir propre	Augmentation des recettes tarifaires de 5 % à 10 %	Les augmentations tarifaires requises peuvent être partiellement compensées par la réduction des coûts de fonctionnement d'EdD

7. Amélioration de l'accès à l'énergie

Contexte et objectif

Cette partie de l'étude a pour objectif l'identification de mesures qui visent explicitement à favoriser l'accès à des services énergétiques améliorés pour la population pauvre de Djibouti.

Comme le souligne le document cadre stratégique de réduction de la pauvreté²² à Djibouti, « le prix de l'Energie électrique est considéré comme le principal handicap pour le développement de la République de Djibouti ». Ce prix constitue notamment un obstacle à la valorisation des ressources minières et des matériaux de construction, en même temps qu'un frein à l'implantation de petites et moyennes industries. Par ailleurs, la disponibilité d'électricité en quantité suffisante et à meilleur marché faciliterait l'accès à l'eau en réduisant le coût de la production de cette ressource sur l'ensemble du territoire. Elle améliorerait la conservation des médicaments et la prestation des services de santé. Elle favoriserait également l'accès à l'éducation et l'alphabétisation de la population nomade. « Bref, l'Energie constitue l'élément clé de la croissance économique, du renforcement de la compétitivité du pays, de l'amélioration des conditions de vie de la population et de la lutte contre la désertification ».

Par service énergétique « amélioré », il est fait référence ici aux sources d'Energie commerciales disponibles dans le cadre d'une économie monétaire et qui sont généralement plus pratiques, efficaces et moins polluantes que les sources d'Energie traditionnelles (essentiellement le bois de chauffe à Djibouti). Ce chapitre portera donc essentiellement sur les trois sources d'Energie suivantes : l'électricité, le butane et le kérosène. Selon l'enquête EDAM-Energie-2004²³ ce sont d'ailleurs ces trois sources d'Energie de substitution, et dans cet ordre de préférence, que la population de Djibouti aspire à utiliser.

L'étude s'est appuyée notamment sur les leçons, les indicateurs et les mesures préconisées dans le chapitre sur l'Energie du « source book » de la Banque Mondiale sur les stratégies de réduction de la pauvreté.

En premier lieu sera présentée la situation de la pauvreté à Djibouti, puis les possibilités d'amélioration de l'accès à l'Energie pour la population pauvre de Djibouti.

²² République de Djibouti. 2004. Document cadre stratégique de réduction de la pauvreté (DRSP).

²³ Direction de la Statistique et des Etudes Démographiques. Septembre 2004. Enquête Energie auprès des ménages. (EDAM-Energie). Rapport final.

La situation de la pauvreté à Djibouti

La situation de la pauvreté à Djibouti peut être décrite sur la base des résultats de l'Enquête Djiboutienne auprès de Ménages (EDAM-IS2) réalisée en 2002.²⁴ Dans une certaine mesure, ces résultats peuvent être comparés à ceux de l'enquête EDAM-IS1 réalisée en 1996. Il faut souligner que ces enquêtes sont qualifiées d'exploratoires car certains thèmes tels que l'emploi, le chômage ou l'accès à l'instruction n'ont pas été abordés en profondeur. De plus, l'EDAM-IS2 n'a porté que sur les ménages sédentaires, soit environ 60 % de la population de Djibouti. Ces ménages se caractérisent par leur relative jeunesse (48,5 % de leurs membres a moins de 20 ans) et un des taux d'urbanisation les plus élevés d'Afrique, puisque la ville de Djibouti concentre à elle seule 77,7 % de ces ménages et que, de plus, 11 % des autres ménages réside dans les villes de l'intérieur du pays.

L'analyse des résultats de l'enquête EDAM-IS2 a porté tant sur la pauvreté monétaire que sur la pauvreté humaine. Deux seuils de pauvreté monétaire ont été définis : « un seuil de pauvreté relative, calculé à partir de la part de la dépense alimentaire dans la dépense totale des ménages du deuxième quintile de dépenses équivalentes adultes, et un seuil de pauvreté extrême, déterminé sur la base des besoins alimentaires minimaux correspondant à un apport calorifique journalier de 2115 calories par équivalent adulte ». Le seuil de pauvreté relative a ainsi été estimé en 2002 à 198 229 FD (3,3 \$ par personne et par jour) et le seuil de pauvreté extrême (aussi appelé absolu) à 114 096 FD (1,8 \$ par personne et par jour). Le seuil de pauvreté relative peut apparaître élevé lorsqu'on le compare à des mesures similaires utilisées ailleurs en Afrique : il traduit le niveau élevé des prix à Djibouti et son incidence sur les conditions de vie des ménages. La pauvreté humaine a été analysée à partir de manques dans les domaines suivants santé, éducation, eau potable et assainissement, alimentation, accès à l'Énergie, logement.

Les résultats de l'enquête EDAM-IS2 peuvent se résumer ainsi :

- la pauvreté à Djibouti s'est fortement accrue entre 1996 et 2002. Plus des deux tiers des Djiboutiens (74 %) vivent sous le seuil de pauvreté relative en 2002 contre 45,1 % en 1996. Et 42,1 % vivent dans l'extrême pauvreté en 2002 alors que cette proportion était de 9,6 % en 1996;
- la pauvreté se concentre dans certaines zones, principalement les arrondissements périphériques 4 et 5 du district de Djibouti et les 4 districts de l'intérieur (Ali Sabieh, Dikhil, Obock et Tadjoura);
- l'incidence de la pauvreté extrême ou relative est plus forte parmi les ménages dont les chefs sont des chômeurs à la recherche d'un premier emploi, des chômeurs ayant déjà travaillé, des travailleurs indépendants et des inactifs. Ces quatre catégories contribuent pour près de 65 % à l'extrême pauvreté. L'enquête a révélé une forte hausse de la pauvreté chez les ménages dont le chef est salarié du secteur public. Cette catégorie contribue pour 15 % à la pauvreté extrême et pour 19 % à la pauvreté relative;

²⁴ World Bank 2002. A Sourcebook for Poverty Reduction Strategies. Chapter 21: Energy. République de Djibouti. Ministère de l'Économie, des Finances et de la Planification, Chargé de la Privatisation. Nations Unies. Programme des Nations Unies pour le Développement. 2002. Profil de la pauvreté à Djibouti.

- il existe de profondes inégalités de niveau de vie : 20 % des ménages les plus pauvres ont des dépenses moyennes par équivalent adulte 8 fois moins élevées que ceux des 20 % les plus aisés;
- les ménages pauvres ont une taille moyenne plus élevée, un âge moyen plus jeune et des taux de chômage plus élevés comme le montrent les chiffres suivants :

	<i>Pauvres extrêmes</i>	<i>Moyenne</i>
Taille du ménage :	7,1	6,3
Population de 0 à 19 ans (%) :	53,9	48,5
Taux de chômage (%) :	72,4	59,5

Les femmes participent beaucoup moins au marché du travail que les hommes (34,6 % des femmes de 15 ans et plus contre 73,5 % pour les hommes). De plus, le taux de chômage des femmes reste à des niveaux très élevés comparativement aux hommes, quel que soit le niveau d'instruction.

Pauvreté monétaire et pauvreté humaine vont de pair. Les individus qui vivent sous le seuil de la pauvreté extrême ont également de fortes probabilités d'enregistrer des déficits en termes d'accès à l'éducation, à la santé, à l'eau potable et à l'Énergie.

Selon l'enquête EDAM-IS1 réalisée en 1996, la part des dépenses en électricité des ménages ayant accès à cette source d'Énergie est respectivement de 9 % et 8 % pour les deux quintiles les plus pauvres (9 % en moyenne pour l'ensemble des ménages). Ces pourcentages semblent indiquer qu'en 1996, les tarifs permettaient l'accès à l'électricité sans grever de façon excessive le budget des ménages les plus pauvres. Cependant, la situation s'est détériorée depuis : selon les résultats de l'enquête EDAM-Energie-2004, ces pourcentages sont passés respectivement à 12,2 % et 12,7 % (11,1 % pour l'ensemble des ménages).

Electricité

La disponibilité de l'électricité

La répartition du nombre de clients d'EdD et de leur consommation en 2001 est présentée dans le tableau suivant :

Tableau 7.1 Consommation d'électricité des clients d'EdD par catégorie de clientèle (2001)

<i>Localité *</i>	<i>Nombre de clients</i>		<i>Consommation (GWh)</i>	
	<i>Nombre</i>	<i>%</i>	<i>GWh</i>	<i>%</i>
Djibouti-ville **	32 676	90,6	181,5	96,8
Ali-Sabieh	1 358	3,8	2,1	1,1

Localité *	Nombre de clients		Consommation (GWh)	
	Nombre	%	GWh	%
Dikhil	861	2,4	1,9	1,0
Obock	448	1,2	1,3	0,7
Tadjoureh	737	2,0	0,7	0,4
Total	36 080	100,0	187,5	100,0

* : Source : EdD – Rapport d'activité de l'année 2001.

** : Djibouti-ville inclut Balbala et Artâ.

Les réseaux de distribution d'EdD ne s'étendent pas en dehors des secteurs urbanisés de Djibouti-ville et des chefs-lieux des cercles. Seuls les ménages urbains peuvent donc avoir accès à l'électricité. Les statistiques de ventes d'Énergie électrique (voir chapitre 2, tableau 2-2) indiquent qu'environ 41 % de la population de Djibouti-ville et 9 % de la population des cercles est raccordée au réseau²⁵. Par ailleurs, selon le document cadre stratégique de réduction de la pauvreté, « les enquêtes récentes révèlent que 49,7 % des ménages sédentaires, dont 99,5 % d'urbains, utilisent l'électricité comme type principal d'éclairage; seuls 15,9 % des ménages pauvres extrêmes et 32,9 % des pauvres relatifs ont accès à l'électricité ». Selon l'enquête EDAM-Energie-2004, le pourcentage des ménages utilisant l'électricité serait passé à 56,9 %. Cette enquête révèle également qu'il existe de grandes disparités d'accès à l'électricité. Ainsi, une proportion élevée des pauvres urbains n'utilise pas l'électricité, soit respectivement 72,2 % et 49,4 % dans les deux groupes de dépenses par équivalent adulte (GPE/DEA) les plus pauvres de Djibouti-ville et respectivement 71,1 % et 71,9 % dans les deux GPE/DEA les plus pauvres des autres villes. De plus, la quasi-totalité de la population habitant en dehors de Djibouti-ville et des chefs-lieux des cercles ne bénéficie pas de cette forme d'Énergie.

La disparité de l'accès à l'électricité est reflétée dans les statistiques suivantes sur la possession d'appareils électriques, tirées de l'enquête EDAM-Energie-2004.

²⁵ Sur la base des statistiques de population du site officiel de la République de Djibouti et en supposant une moyenne de 6,3 personnes par ménage.

Tableau 7.2 : Possession d'appareils électriques par les ménages (%)

Type de bien possédé par le ménage	Djibouti-ville						Autres villes						Total Ensemble du pays	
	Groupe de dépenses par équivalent adulte (GPE/DPA)						Groupe de dépenses par équivalent adulte (GPE/DPA)							
	GPE1	GPE2	GPE3	GPE4	GPE5	GPE6	Total	GPE1	GPE2	GPE3	GPE4	GPE5		
Radio / Radio cassette	35,6	41,4	50,5	60,0	60,5	60,0	50,6	37,3	42,0	49,8	51,5	71,7	47,5	50,0
Fer à repasser électrique	5,5	16,1	32,1	40,0	63,9	90,5	34,7	6,5	8,8	11,8	9,0	25,5	11,0	30,6
Chaînes de musique	2,2	2,9	3,2	10,0	20,3	71,6	10,3	1,1	0,7	0,7	4,1	8,7	2,0	8,9
Réfrigérateurs	11,9	28,6	37,1	40,4	61,7	92,6	38,8	6,6	7,4	13,5	7,8	24,3	10,9	33,9
Congélateurs	0,5	1,2	2,9	1,2	7,0	37,9	3,9		2,8	5,9	3,7	1,9	3,5	
Antennes paraboliques	4,8	13,5	17,2	28,0	40,8	81,1	23,7	1,9	1,7	4,9	8,6	12,3	4,7	20,4
Ordinateurs		0,9		2,8	9,3	80,0	5,5					5,2	0,7	4,6
TV couleur et noir et blanc	15,4	35,8	48,2	58,7	72,4	81,1	48,5	9,3	16,7	25,1	21,6	33,3	19,4	43,4

Avec le kérosène, l'électricité est la principale pourvoyeuse d'Énergie aux ménages. Elle est la source d'éclairage la plus efficace et elle est pratiquement irremplaçable pour la ventilation, la climatisation et la réfrigération. Ces derniers usages, que l'on peut considérer comme essentiels à Djibouti, correspondent à 78,6 % de la consommation d'électricité des ménages à Djibouti selon l'enquête EDAM-Energie-2004.

Frais de raccordement au réseau et tarifs

Pour les ménages n'ayant pas accès à l'électricité, l'enquête EDAM-Energie (2004) montre que la faiblesse du revenu et les frais de raccordement au réseau constituent les principales barrières (outre l'absence de possibilité de raccordement au réseau de l'EdD). Les possibilités de lever ces barrières sont identifiées ci-dessous à partir d'une analyse de la grille tarifaire de l'EdD pour la basse tension (tableau 7.3).

- **Les frais de raccordement au réseau :**

Les frais de raccordement au réseau (avance sur consommation) pour les clients domestiques avec une puissance souscrite de moins d'un kVA s'élève à 3150 FD (soit environ deux fois le prix d'un réchaud à kérosène). Cette tarification vise les plus démunis de la société. Les frais de raccordement pour les clients domestiques réguliers s'élèvent à 15 950 FD par tranche de 3 kVA. Les frais de raccordement pour les démunis correspondent donc à environ 60% des frais réguliers. L'EdD accorde donc une réduction importante à cette catégorie de clientèle. Selon les données de l'enquête EDAM-Energie-2004, ces frais représentent moins de 1 % des dépenses annuelles des ménages les plus pauvres et ne devraient donc pas constituer une barrière pour l'accès des pauvres à l'électricité. Ces frais doivent cependant être payés en une seule fois et peuvent donc représenter une somme importante pour les ménages pauvres ne disposant pas d'épargne suffisante. Comme le recommande le rapport de l'enquête EDAM-Energie-2004, le paiement de ces frais pourrait être étalé sur plusieurs mois en les intégrant à la facture d'électricité.

- **Le tarif social :**

Le tarif social est composé des éléments suivants :

- prime fixe par mois : 360 FD ;
- première tranche de 200 kWh par mois : 27 FD/kWh ;
- le surplus : 51,66 FD/kWh.

Tel que mentionné dans le chapitre 5, le coût moyen de production, de transport et de distribution de l'électricité en 2003 était de 46,51 FD/kWh, et ceci avec un rendement inadéquat. Ce même chapitre indique un coût moyen de combustible de 12 FD/kWh. Il est donc clair que la première tranche d'Énergie est facturée à un niveau de beaucoup inférieur (58%) au coût moyen mais à un niveau qui permet à l'EdD de récupérer plus que ses frais variables (représenté par le coût de combustible). Par contre, la deuxième tranche n'est supérieure au coût moyen que de 11%. Ces écarts montrent, qu'avec ce tarif, les démunis bénéficient d'une subvention non négligeable.

Tableau 7-3 Grille des tarifs de l'électricité BT

<i>Basse Tension Avec $P.S. \leq 36$ Kva</i>					
		<i>Domestiques Djibouti Ville</i>		<i>Domestiques Autres Districts</i>	
		Tarif Social (Code 1)		(Code 7)	
P.S. = 1 kVA					
Prime fixe mensuelle	FD	360,00	FD	393,00	
Tranche 1 : ≤ 200 kWh	FD	27,00	FD	43,80	
Tranche 2 : > 200 kWh	FD	51,66	FD	43,80	
<i>Tarif Domestique (Code 2) P.S. > 1 kVA</i>					
	P.S. kVA	Tranche 1 kWh (1)	Prime fix Mesuelle		
	3	105,00	FD	629,00	
	6	120,00	FD	707,00	
	9	135,00	FD	865,00	
	12	150,00	FD	988,00	
	15	165,00	FD	988,00	
	18	180,00	FD	988,00	
	21	195,00	FD	988,00	
	24	210,00	FD	988,00	
	27	225,00	FD	988,00	
	30	240,00	FD	988,00	
	33	255,00	FD	988,00	
	36	270,00	FD	988,00	
Tranche 1 : (1)	FD			41,55	
Tranche 2: Surplus	FD			39,31	
<i>Tarif Général (Code 3)</i>			<i>Base Tension Avec P.S. > 36 kVA</i>		
Prime fixe mensuelle	FD		393,00	FD 43/kVA/mois	
				ou FD 52/kW/mois	
Toutes tranches	FD	51,66	FD	51,66	
<i>Tarif Dégressif (Code 5)</i>					
Prime fixe mensuelle	FD	337,00	en dessous de 8 kVA		
	FD	1,235,00	par kVA au dessus de 8 kVA		
Tranche 1 : 180 h. d'utilisation de la P.S.			FD	51,66	
Tranche 2 : Surplus			FD	43,80	
<i>Tarif Eclairage Public (Code 8)</i>					
Toutes tranches			FD	40,83	

Source : Arrêté n° 2001-0474/PR/MERN

Le coût minimum d'électricité correspond à la prime fixe par mois, soit 360 FD si le client ne fait aucune utilisation de son branchement pendant le mois. Ce montant représente 6 % du coût d'une consommation de 200 kWh. La prime fixe ne semble donc pas constituer une contrainte à l'accès à l'électricité.

La première tranche du tarif, à 200 kWh par mois, dépasse largement la gamme des montants vus ailleurs. En effet, dans la plupart des pays où le consultant a travaillé, cette tranche est de 20 à 50 kWh par mois et suffit largement à la consommation de deux ou trois ampoules et d'un ou deux appareils électriques (par exemple ventilateur et/ou téléviseur). Selon l'enquête EDAM-Energie-2004, l'éclairage, la ventilation et l'audio-visuel sont en effet les principales raisons invoquées par les ménages pour s'abonner à EdD.

Les clients bénéficiant du tarif social consomment en moyenne 105 kWh par mois. Compte tenu que le prix moyen facturé est de 36,21 FD/kWh alors que le tarif pour la première tranche de 200 kWh est de 27 FD/kWh, il semble qu'un nombre important de clients consomment plus que cette tranche : bien que ces clients bénéficient du tarif social, ils ne peuvent a priori être considérés comme démunis. Cette situation revient à subventionner les ménages à revenus plus élevés, privant ainsi EdD de fonds pour étendre son réseau et élargir l'accès à l'électricité.

- **Autres tarifs :**

Une analyse des ventes d'électricité par catégorie tarifaire (voir chapitre 2, tableau 2-2) conduit à formuler les commentaires suivants en ce qui concerne le lien entre les autres tarifs et le coût moyen ainsi que les subventions croisées entre les diverses catégories de clientèle :

- Tarif spécial pour les agents EdD : les agents EdD ne paient que 5,15 FD/kWh tandis que les clients dans la catégorie domestique paient 40,44 FD/kWh. Si on suit le principe selon lequel chaque catégorie de clients devrait payer sa juste part des coûts, le tarif des agents devrait être réexaminé, d'autant plus qu'un tel tarif est un encouragement au gaspillage de l'électricité. Une augmentation de leur tarif au niveau domestique représenterait un montant de 280 millions de FD, soit la moitié de la hausse requise pour qu'EdD ait un rendement de l'ordre de 12 % considéré comme acceptable. Il est à noter que la direction d'EdD est en train de modifier ce bénéfice aux employés.
- Tarification dégressive selon la consommation : presque toutes les catégories tarifaires comprennent une tarification dégressive selon la consommation. Une telle tarification serait justifiée si les tarifs d'EdD ne comprenaient pas déjà une prime mensuelle fixe. Dans les faits, ils entraînent une tarification plus élevée dans les autres catégories de tarif.
- Tarif pour l'éclairage public : ce tarif est inférieur à celui de toutes les autres catégories. Puisque l'éclairage public contribue entièrement à la pointe annuelle, le tarif correspondant devrait être supérieur à celui des autres clients qui ont leur demande maximale pendant une période hors-pointe.
- Tarif pour clients spéciaux : les clients spéciaux (catégorie autres) en basse tension paient plus que

toutes les autres catégories. Il est présumé qu'une grande partie de la demande de ces clients se produit après la fin de la journée de travail, ce qui suggère que ces clients ne contribuent que partiellement à la pointe maximale annuelle. Selon le principe de l'équité tarifaire, leur tarif devrait alors être inférieur à celui des clients domestiques.

- Tarifs applicables aux cercles : le tarif résidentiel pour les cercles est en moyenne 15% plus élevé qu'à Djibouti-ville. Djibouti-ville bénéficie en effet d'économies d'échelle et de la possibilité d'utiliser un combustible moins cher compte tenu du critère d'équité des tarifs selon lequel chaque groupe de clients doit payer sa juste part des dépenses, l'écart des tarifs entre Djibouti-ville et les cercles est justifié ou même trop étroit. Cependant, pour les clients industriels, les mêmes tarifs s'appliquent, probablement dans le but d'encourager les industries à s'installer dans les cercles. Cela signifie que la fourniture d'électricité à ces industries ne couvre pas le coût de cette électricité, ce qui n'incite pas EdD à alimenter les consommateurs installés en dehors de la ville de Djibouti.
- **Recommandations concernant les frais de raccordement au réseau et les tarifs :**
 - Sur la base de l'analyse du tarif social et afin de favoriser l'accès à l'électricité pour les démunis tout en ciblant mieux cette catégorie de la population, il est recommandé de réviser le tarif social de la façon suivante :
 - Permettre le remboursement des frais de raccordement au réseau du tarif social sur une période pouvant aller jusqu'à un an.
 - Ajuster le tarif social actuel selon des orientations qui pourraient prendre la forme du tarif progressif suivant :
 - une première tranche de 0 à 30 kWh par mois à un tarif couvrant seulement les frais variables d'EdD (combustibles), soit environ 12 FD/kWh (ce qui abaisserait le tarif à un niveau jugé abordable selon les résultats de l'enquête EDAM-Energie-2004);
 - une deuxième tranche de 30 à 100 kWh par mois à un tarif correspondant au coût moyen d'EdD, soit environ 46,51 FD/kWh;
 - une troisième tranche au-delà de 100 kWh par mois au tarif actuel de 51,66 FD/kWh.

Cette tarification fournirait à EdD des revenus similaires aux revenus actuels provenant des clients qui bénéficient du tarif social (570 millions de FD), tout en subventionnant la consommation d'électricité des plus démunis (première tranche de moins de 30 kWh).

- En ce qui concerne les autres tarifs, il est recommandé de procéder aux ajustements suivants qui permettraient à EdD de recevoir des revenus supplémentaires des consommateurs à revenu plus élevé sans envoyer de faux signaux de prix. Ces ajustements pourraient permettre également de baisser les prix moyens dans les autres catégories de tarif, particulièrement pour les consommateurs à faible revenu.

- Ajuster le tarif consenti aux employés EdD pour mieux refléter le principe de l'équité tarifaire.
 - Eliminer la tarification dégressive selon les blocs de consommation.
 - Ajuster à la hausse le tarif pour l'éclairage public de façon à refléter sa présence à la pointe.
- Par ailleurs, afin de mieux refléter leur contribution à la pointe et dans un souci d'équité tarifaire, il est recommandé de réviser à la baisse le tarif des clients spéciaux (catégorie autres).
- Enfin, afin d'inciter EdD à fournir de l'électricité aux clients vivant à l'extérieur de Djibouti-ville, il est recommandé de réviser à la hausse le tarif des consommateurs industriels situés à l'extérieur de la ville de Djibouti, de façon à mieux refléter le coût de l'alimentation d'électricité à ces clients.

Mesures favorisant l'extension du réseau électrique

- **Electrification rurale :**

Etant donné la faible population rurale et sa répartition, il est impossible d'étendre les réseaux existants de façon économique afin de la desservir. Si l'Etat ou des bailleurs de fonds internationaux étaient prêts à subventionner l'électrification rurale, les mesures suivantes pourraient toutefois être implantées :

- l'extension du réseau existant de Djibouti-ville aux centres de populations voisins;
- l'installation de petits groupes diesels;
- l'installation de systèmes éoliens;
- l'installation de systèmes solaires.

Chacune de ces mesures est analysée ci-dessous.

Extension du réseau existant : Cette solution est faisable du point de vue technique mais s'applique à un nombre restreint de localités. Ce genre d'électrification n'est rentable que pour une extension lente et graduelle du réseau en raccordant seulement les ménages qui sont proches de la ligne de distribution. Pour un programme d'électrification rurale plus poussé, il est nécessaire de mettre sur pied une agence gouvernementale, ou publique capable de mobiliser des financements concessionnels et/ou à des conditions très douces, sans lesquels les projets d'électrification rurale ne sont que très difficilement rentables. Une telle agence disposerait du mandat, de la responsabilité, des moyens physiques et humains et bien entendu des fonds nécessaires à l'accomplissement de sa tâche. Une des difficultés de cette solution concerne la délimitation des responsabilités entre EdD et l'entité qui aura la responsabilité de l'électrification rurale

L'installation de petits groupes diesels : Cette solution est faisable du point de vue technique. Elle peut même se révéler rentable si le centre de population à électrifier dépasse une masse critique et s'il se trouve sur une route qui permet la livraison de combustible pour les groupes. Dans le cas présent également, notre préférence irait vers une agence de type public, toujours pour sa capacité à mobiliser des financements concessionnels. Cette entité devrait bien entendu disposer d'un mandat explicite, ainsi

que des moyens physiques et humains et des fonds nécessaires à l'accomplissement de sa tâche.

L'installation de systèmes éoliens : Quoique le régime de vents soit intéressant sur une partie de la superficie du pays les analyses du chapitre 4 ont indiqué qu'un tel système n'est pas rentable pour le réseau de Djibouti. En plus, la vitesse du vent est aléatoire; on ne peut donc pas compter sur une vitesse adéquate lors de la demande maximale qu'on souhaite alimenter par ce système. Par contre cette solution pourrait être indiquée pour le pompage de l'eau potable des puits, pourvu que soient installés des réservoirs d'eau.

L'installation de systèmes solaires : Quoique la disponibilité de l'Energie solaire soit assurée presque à longueur d'année, les analyses du chapitre 4 ont indiqué qu'un tel système n'est pas rentable pour le réseau de Djibouti. En plus, l'Energie solaire n'est pas disponible, par définition, lors de la demande maximale qu'on souhaite alimenter par ce système. Par contre ce système pourrait être indiqué pour le pompage de l'eau potable des puits, pourvu que soient installés des réservoirs d'eau.

Butane et kérosène

Consommation des produits pétroliers

La consommation des produits pétroliers en 2002 figure dans le tableau ci-après :

<i>Produits</i>	<i>Quantité (milliers m³)</i>
Super	5,9
Kérosène	16,3
Gazole	41,5
Fioul	54,4
Lubrifiants	1,4
Bitume	0,1
Total Marché intérieur	119,6

Le super est utilisé principalement pour les véhicules²⁶, alors que le gazole est utilisé dans :

- les centrales de production de l'électricité des régions;
- la centrale de Marabout à Djibouti-ville; et

²⁶ Par véhicules, il faut entendre les automobiles et les motocyclettes.

- les véhicules.

Le fioul est utilisé exclusivement par EdD pour l'alimentation des groupes de la centrale de Boulaos. Une grande partie des lubrifiants est utilisée par EdD dans ces centrales; le solde étant écoulé sur le marché public. Pour ce qui est du bitume, il est utilisé principalement pour la construction et l'entretien des routes.

Le tableau 7-4 indique les prix des combustibles payés en février 2003²⁷ par la population.

Butane

Il existe un petit marché pour le gaz de pétrole liquéfié (GPL : butane/propane) s'adressant aux ménages qui disposent de revenus élevés. Les résultats de l'enquête EDAM-Energie-2004 montrent que l'usage du GPL est restreint à 4,8 % seulement des ménages. Il n'est utilisé que par la population expatriée (95,8 % des ménages expatriés) ainsi que par une toute petite partie de la population djiboutienne.

Cette faible diffusion du butane s'explique par un coût d'utilisation beaucoup plus élevé pour la cuisine (près de deux fois plus que pour le kérosène selon l'enquête EDAM-Energie-2004), par le prix beaucoup plus élevé des réchauds à butane et par la barrière additionnelle que représente la consigne de la bouteille.

Toutefois, le prix du butane à Djibouti est relativement plus élevé que dans d'autres pays à cause d'une infrastructure de distribution restreinte. Ce prix pourrait baisser si sa consommation était plus importante. Le butane est un combustible plus performant, plus sécuritaire et plus propre que le kérosène et il y aurait lieu d'en encourager l'usage. Comme le préconise le rapport de l'enquête EDAM-Energie-2004, l'introduction de bouteilles de gaz de 3 et 6 kg avec brûleur à vis rattaché directement à la bouteille faciliterait sa diffusion dans les ménages de classe moyenne.

Avant les attentats du 11 septembre 2001 aux Etats-Unis, la compagnie Shell assurait la fourniture des besoins en GPL, mais compte tenu des nouvelles contraintes de sécurité liées au transport de ce combustible, les dirigeants de cette entreprise ont opté pour une renonciation de la fourniture de ce service. Cette activité a été reprise par un négociant artisan, qui assure l'importation du GPL à partir du Yémen. Il n'a toutefois pas été possible d'obtenir les statistiques d'importation et de ventes qui ne sont tout simplement pas disponibles.

²⁷ Il est à noter que la visite du consultant à Djibouti a eu lieu en fin-février – début mars 2004 et les statistiques pour l'année 2003 n'étaient alors pas toutes disponibles. De plus, du fait qu'EdD a procédé à un changement de la présentation et des formats de son rapport d'activité, certaines données disponibles directement auparavant, ne le sont plus forcément actuellement. Ceci explique pourquoi, les chiffres cités dans le présent rapport proviennent de trois années différentes.

Tableau 7-4 : Décomposition du prix des combustibles

	<i>Super</i>	<i>Pétrole</i>	<i>Gasoil</i>
<i>Prix quai Djibouti</i>			
FOB DE REFERENCE	38,52	35,26	34,01
FRET (18,00\$US/t)	2,35	2,50	2,71
Frais de port (1,50\$US/t)	0,48	0,51	0,23
Total sortant du quai	41,35	38,27	36,95
<i>Droits et Taxes</i>			
Taxe intérieure à la consommation (TIC) à 33 %	13,65	12,63	12,19
Surtaxe	49,50	14,00	6,00
Redevances	32,13	7,00	18,23
Ajustement en faveur de l'Etat	3,85	3,38	4,45
Total en faveur de l'Etat	99,13	37,01	40,87
<i>Frais de Stockage et Livraison</i>			
Pertes d'exploitation	0,20	0,11	0,04
Salaires et personnel	7,49	2,32	2,14
Intérêts de stockage	0,52	0,44	0,39
Frais de gestion et distribution	3,71	3,71	3,71
Amortissement et entretien	5,22	1,62	1,62
Transport et livraison	1,76	0,44	1,76
Marge importateur	5,60	3,35	5,65
Marge revendeurs	7,02	3,00	4,87
Marge détaillants		3,73	
Total en faveur des entreprises	31,52	18,72	20,18
<i>Prix au détail</i>	<i>172,00</i>	<i>94,00</i>	<i>98,00</i>

N.B. : les droits et taxes sur kérosène ont été presque éliminés au cours de l'année 2003

Kérosène

Selon l'enquête EDAM-Energie-2004, une forte majorité des ménages djiboutiens (95,1 % en moyenne) utilisent le kérosène pour les besoins domestiques, quel que soit leur niveau de vie. Son usage répandu,

principalement pour la cuisine et l'éclairage est dû à son coût largement inférieur à celui des autres sources d'Énergie. Le kérosène demeure quand même cher pour les ménages les plus pauvres, surtout dans les zones périurbaines et périphériques où une grande partie des ménages continuent à faire la cuisine avec le bois ou ont tendance à aller acheter les plats moins chers dans les restaurants populaires.

Par ailleurs, le prix des produits pétroliers, en particulier le kérosène, est influencé par la taxe intérieure à la consommation (TIC), la surtaxe et les redevances (voir tableau 7-4 ci-dessus). Au moment de la mission in situ, la taxe intérieure à la consommation et la surtaxe sur le kérosène avaient été éliminées, ce qui ne laissait que la redevance de 7 FD le litre. Toutes ces taxes s'appliquaient toutefois encore au diesel et à la gasoline. Cela devrait avoir pour effet de faire baisser le prix du kérosène de 94 FD le litre qu'il était en février 2003 à 74 FD le litre, alors que le prix du diesel a subi une augmentation qui l'a fait passer de 98 FD le litre en février 2003 à 106 FD le litre au moment de la mission de démarrage. Il faut noter toutefois que, selon les résultats de l'enquête EDAM-Energie-2004, il ne semble pas que les consommateurs aient ressentis une baisse des prix du kérosène.

Sous réserve qu'elle se répercute auprès des consommateurs, l'élimination de la plupart des taxes sur le kérosène avantage tout particulièrement les ménages à faible revenu qui se servent du kérosène pour la cuisson des aliments et pour l'éclairage. Une telle pratique est généralement préférable à des subventions destinées à soutenir les pauvres. En effet, ces dernières mènent souvent à des conséquences non voulues, telles qu'une réduction de la disponibilité du combustible, l'accès aux subventions seulement pour ceux qui ont une scolarité suffisante pour comprendre les procédures bureaucratiques ou l'apparition de la corruption. L'administration de l'octroi de subventions a tendance à être chère et, à Djibouti, le personnel qui a les compétences pour administrer ce type de politique est rare. Il est généralement préférable que le Gouvernement se concentre sur la création des structures physiques (routes), fiscales (faible taux de taxation) et administratives (réglementation de la sécurité et qualité du combustible) qui ne pénalisent pas les couches les plus pauvres et facilitent le fonctionnement efficace des marchés.

La réduction des taxes sur le kérosène récemment consentie par le Gouvernement est par conséquent une mesure positive en autant qu'elle soit ressentie au niveau des consommateurs. L'amélioration continue des routes réduira aussi les coûts de livraison du kérosène vers les localités plus éloignées. D'autres politiques, telles que l'établissement d'un prix plafond pour le kérosène ou l'émission de bons de kérosène seront, au mieux, coûteuses à administrer et elles peuvent mener à des pénuries d'approvisionnement, à des ventes au marché noir et à des prix plus élevés. Par conséquent, nous ne recommandons pas de subventionner directement le kérosène.

Par ailleurs, comme le souligne le rapport de l'enquête EDAM-Energie-2004, « il existe des réchauds à kérosène (à mèches, à pression) qui sont plus performants que les réchauds actuellement utilisés à Djibouti et qui sont moins chers mais non disponibles sur le marché national. Ces équipements pourront réduire la consommation et les dépenses pour la cuisine. »

Recommandations concernant l'accès au butane et au kérosène

La distribution du butane et du kérosène de même que celle des réchauds et lampes fonctionnant avec ces combustibles dépendent pour une large part du secteur privé. Il y aurait donc lieu d'examiner les possibilités d'établir un partenariat entre le Ministère de l'Energie et des Ressources naturelles, la Société with internationale des hydrocarbures de Djibouti, les importateurs des produits pétroliers et appareils de cuisson et d'éclairage et autres intervenants dans le circuit de distribution de ces produits afin de :

- s'assurer que l'élimination des taxes se reflète dans les prix du kérosène auprès des consommateurs ;
- assurer la distribution d'appareils de cuisine plus efficaces ;
- informer les consommateurs sur la performance relative de ces appareils (par exemple par le biais d'étiquettes) ;
- introduire des bouteilles de butane de 3 et 6 kg avec des brûleurs appropriés.

Charbon de bois et bois de chauffe

Selon les résultats de l'enquête EDAM-Energie-2004, le charbon de bois est utilisé par toutes les couches de la population de Djibouti dans une proportion variant de 66,1 % à 80,2 % (moyenne : 76,5 %) pour brûler de l'encens. Un certain nombre de ménages (6 %) l'utilisent également pour le chicha (pipe traditionnelle). Pour ces deux usages, le charbon de bois n'a pas de substitut. Enfin, le charbon de bois est utilisé pour la cuisine, de façon occasionnelle par les ménages mieux nantis et sur une base quotidienne par les ménages pauvres. Cette utilisation pour la cuisine est très onéreuse et polluante et il n'y a donc pas lieu de mettre en place des mesures pour faciliter l'accès à cette source d'Energie dans la mesure où le kérosène est largement diffusé et où son coût d'utilisation est plus abordable.

Le bois est utilisé principalement pour la cuisine. Son usage est plus répandu dans les villes de l'intérieur (43 %) qu'à Djibouti-ville (27 %). Comme pour le charbon de bois, son usage sur une base quotidienne est surtout le fait des ménages pauvres. Les ménages mieux nantis ne l'utilisent que pour les grandes occasions de rassemblement de famille.

Dans les villes de l'intérieur et à la périphérie de Djibouti-ville, l'utilisation du bois a des conséquences désastreuses sur la rare végétation du pays et tend à accentuer gravement la désertification. Selon les résultats de l'enquête EDAM-Energie-2004, le coût d'utilisation du bois pour cuisiner est près de 75 % plus élevé que celui de la principale source de substitution, le kérosène. Il n'y a donc pas lieu, comme pour le kérosène, de faciliter l'accès à cette source d'Energie.

8. Propositions institutionnelles et options de politiques

Introduction

Les paragraphes qui suivent traitent des options institutionnelles et de politiques. Ils sont organisés de la manière suivante :

- le paragraphe 8.2 identifie les opportunités et les contraintes relatives à la réforme institutionnelle et aux options de politiques.
- le paragraphe 8.3 identifie les problèmes qui pourraient être résolus au moyen d'un éventail de réformes **institutionnelles** possibles; il analyse en outre comment ces options contribueraient à résoudre les problèmes du secteur énergétique de Djibouti.
- le paragraphe 8.4 identifie les options de **politiques** possibles et analyse comment elles contribueraient à résoudre les problèmes du secteur énergétique de Djibouti.
- le paragraphe 8.5 propose un résumé de nos conclusions en matière d'options institutionnelles et de politiques.

Opportunités et contraintes

Un certain nombre d'opportunités et de contraintes fondamentales²⁸ influent sur les options institutionnelles et de politiques dont dispose Djibouti. Elles sont résumées dans les paragraphes qui suivent.

Opportunités

a) Centrales au diesel

En raison de la faible étendue du réseau électrique de Djibouti, les centrales au diesel constituent peut-être la technologie la plus économique pour produire de l'électricité. En effet, ces centrales imposent peu de contraintes quant à leur emplacement; elles pourraient donc être construites à proximité des centres de consommation et dimensionnées en fonction de la demande locale. Cela

²⁸ Elles sont « fondamentales » dans le sens où des modifications aux lois ou aux politiques ne peuvent pas les changer.

permettrait d'éviter la construction de réseaux de transport ou de distribution étendus. En montant les groupes diesel sur glissières, il serait possible de les déplacer d'une ville à l'autre. Ainsi, la capacité de production équivaldrait à la demande et le propriétaire pourrait déplacer sa centrale si la demande locale s'avérait trop faible. Cette solution conviendrait certainement aux promoteurs privés qui supporteraient de moindres risques que dans le cas d'une centrale géothermique ou d'un parc éolien qui eux, sont fixes.

Les groupes diesels étant plutôt petits, ils seraient appréciés par les consommateurs industriels ou les hôtels qui pourraient vendre leurs surplus au réseau.

Ces caractéristiques des centrales au diesel signifient moins d'économies d'échelle, que dans le cas d'un grand réseau intégré appartenant à un seul propriétaire. Par conséquent, l'attrait d'une production d'Énergie indépendante et de réseaux isolés est plus grand à Djibouti qu'en Éthiopie, le pays voisin.

- *Interconnexion et échanges*

L'Éthiopie possède d'importantes ressources hydroélectriques et pourrait, de ce fait, fournir de l'électricité accessible à Djibouti, particulièrement pendant la saison des pluies. L'interconnexion des réseaux électriques de Djibouti et de l'Éthiopie favoriserait donc les échanges. Il faut souligner que le Yémen voisin également, dispose d'un surplus de ressources gazières et les réseaux électriques de ces deux pays pourraient être reliés par un câble sous-marin. Ceci favoriserait les échanges entre ces deux pays. Les deux options précédentes participent de la possibilité plausible, de former un réseau commun d'Énergie en Afrique de l'Est.

- *Production d'eau et d'électricité*

La nécessité de construire une centrale à cogénération à Djibouti se fait sentir. Une telle centrale produirait de l'électricité et la chaleur perdue servirait au dessalement de l'eau. Une centrale de ce genre n'est pas forcément bien vue par la compagnie des eaux (ONED) ou par EdD. Nous croyons comprendre que le Gouvernement n'est pas très enthousiaste à l'idée d'introduire une participation privée dans l'alimentation en eau. En revanche, une centrale à cogénération indépendante réalisée en mode construction – propriété – exploitation (CPE²⁹), qui vendrait de l'eau à l'ONED et de l'électricité à l'EdD pourrait être intéressante.

Contraintes

Trois contraintes immédiates affectent les options institutionnelles et des politiques relatives à l'alimentation en électricité de la ville de Djibouti et des villes régionales, soit :

²⁹ Cet acronyme est beaucoup plus connu sous sa forme anglaise : BOO := Build, Own, Operate

Subvention de l'électricité en région rurale – A l'heure actuelle, les consommateurs résidentiels d'EdD paient tous le même prix pour leur électricité, qu'ils habitent à Djibouti ou dans les quatre villes régionales. Cela signifie que les ménages des villes régionales sont subventionnés, dans la mesure où le coût de production d'électricité y est plus élevé. Par conséquent, certaines options institutionnelles auxquelles participeraient des producteurs indépendants desservant des réseaux isolés pourraient se révéler moins intéressantes.³⁰

Taille restreinte – Il découle de la dimension modeste de Djibouti et de son réseau électrique que des arrangements contractuels complexes peuvent difficilement être envisagés, à moins que Djibouti ne soit partie intégrante d'un ensemble commercial plus étendu qui comprendrait, par exemple, l'Ethiopie, le Soudan, le Yémen, le Kenya, l'Ouganda et l'Erythrée.

Manque de main-d'œuvre qualifiée – Paradoxalement, bien que Djibouti semble avoir un niveau très élevé de chômage, il semble aussi être soumis à de fortes contraintes en matière de main-d'œuvre qualifiée, en mesure de fournir des services d'utilité publique. La rareté des personnes susceptibles de diriger une entreprise ou un organisme porte à croire que la dé-intégration de l'industrie ne serait pas nécessairement couronnée de succès.

A l'extérieur de la ville de Djibouti et des villes régionales, les principales contraintes sont les suivantes :

- le faible niveau de revenus et le prix prohibitif des Energies et combustibles commerciaux, y compris l'électricité ;
- le mauvais état des routes et l'inaccessibilité (moins désastreux dans le sud du pays) qui contribuent au coût élevé des combustibles commerciaux et, le cas échéant, des génératrices alimentées au diesel ;
- le manque de compétences pour fournir des services d'alimentation en électricité ou en Energie.

Options institutionnelles

Introduction

Le Gouvernement envisage sérieusement de réformer le secteur de l'électricité et d'y introduire une participation du secteur privé. Un contrat de gestion a été accordé en 2000 pour le port de Djibouti.

La participation du secteur privé dans les infrastructures est normalement mise en place pour une ou plusieurs des raisons suivantes :

- attirer des capitaux privés pour financer de nouveaux investissements ;

³⁰ Il serait toutefois possible de mettre au point un programme formel d'imposition et de subvention par lequel les consommateurs de la ville de Djibouti paieraient un taux d'imposition qui servirait à subventionner les consommateurs des régions rurales

- mobiliser des fonds pour le Gouvernement (la privatisation d'un actif de l'Etat permet, par exemple, d'obtenir des fonds pour renflouer le budget national ;
- encourager l'efficacité et améliorer les services disponibles.

Des discussions menées avec des représentants du Gouvernement et d'EdD indiquent que le financement de nouveaux investissements par EdD ne pose pas de problème, bien qu'il faille noter que :

- de manière générale, des garanties de l'Etat sont requises avant que les bailleurs de fonds accordent un prêt ;
- la capacité d'autofinancement de nouveaux investissements par EdD n'est que de 15 % comparativement à un pourcentage cible type de 25% à 30% minimum.

Le Gouvernement serait satisfait si des revenus provenant de la vente d'actifs du secteur de l'Energie pouvaient renflouer le budget. Toutefois, le facteur qui sous-tend l'intérêt du Gouvernement à engager la réforme institutionnelle repose principalement sur la nécessité d'améliorer l'efficacité ainsi que sur la réduction des coûts et partant, du prix de l'électricité.

Le paragraphe qui suit analyse un certain nombre d'options institutionnelles. L'analyse considère ces options en relation avec les deux problèmes mentionnés au paragraphe précédent ainsi qu'avec les opportunités et les contraintes (paragraphe 8.2). Les options envisagées sont les suivantes :

- *statu quo* pour EdD ;
- production indépendante par des exploitants privés ;
- Privatisation ou mise en concession privée du transport, de la distribution et de la commercialisation ;
- contrat de concession de type affermage ;
- dé-intégration horizontale et institution de deux opérateurs de distribution d'électricité : le premier pour la ville de Djibouti et le second pour les autres zones ;
- contrat de concession de type affermage pour les activités conjointes Electricité et Eau potable ;
- création d'un organisme qui serait spécifiquement en charge de l'Energie dans les zones rurales ;
- Institution d'une cellule d'efficacité énergétique au sein du ministère de l'Energie et des Ressources naturelles (MERN).
- le paragraphe se termine par une analyse générale de la réforme de EdD.

Statu quo pour EdD

Une des options à considérer pour EdD est le *statu quo* en vertu duquel la compagnie :

- continue de fonctionner comme une société verticalement intégrée ;
- continue de desservir la ville de Djibouti et les autres villes en région ;
- demeure la propriété de l'Etat.

Pour être en mesure de régler le problème des coûts élevés dans le secteur de l'électricité, un contrôle financier plus serré pourrait s'exercer sur EdD. Lequel consisterait à :

- cibler des ratios employés-clients à partir des valeurs moyennes de référence constatées dans d'autres compagnies d'électricité ;
- viser un contrôle rigoureux des comptes débiteurs et des pertes ;
- s'en tenir à des règles de passation des marchés basées sur des enchères concurrentielles systématiques ;
- procéder par impartition (comptage et facturation, SIG, poteaux, entretien des centrales, services de sécurité) ;
- instaurer une prime de rendement pour les gestionnaires et le personnel d'EdD.

Cette solution exige un respect absolu des délais de paiement des factures d'électricité de la part des organismes para-étatiques et publics. Le Gouvernement devra donc procéder à un changement majeur dans sa politique.

Ces mesures pourraient être introduites au moyen d'un contrat formel, semblable à celui qui existe entre EDF et le Gouvernement français, ou encore par des mesures de gouvernance³¹ réformée et améliorée.

Production indépendante par des exploitants privés

Une deuxième option se rapporte à la production indépendante et à la participation du secteur privé dans le segment de la production. Sont comprises dans cette catégorie les options de type construction, propriété et exploitation (CPE), et toutes leurs déclinaisons : construction, propriété, exploitation et transfert (CPET), réhabilitation, exploitation et transfert (RET), affermage, exploitation et transfert (AET) ou même transfert et exploitation (TE) comme actuellement en cours de discussion avec Wartsilla. Il ressort des informations dont nous disposons que Electricité de France (EDF) a proposé un arrangement de type BOT pour une centrale à cogénération combinée à une usine de dessalement (chauffée à l'aide de la chaleur perdue de la centrale) pour desservir le nouveau port de Dorraleh. La même centrale pourrait également vendre de l'Electricité à EdD sur la base d'un Contrat d'Achat d'Energie³².

Les options de type CPE pourraient être employées pour des nouvelles centrales diesel, une centrale à cogénération (eau et Energie) ou une centrale d'un producteur indépendant située à l'extérieur de Djibouti (en Ethiopie ou au Yémen, par exemple) qui vendrait de l'électricité à EdD ou directement à des consommateurs de Djibouti. Ces options de type CPE pourraient également être utilisées en dehors de Djibouti-Ville, dans les réseaux isolés. Les unités de production appartiendraient et seraient exploitées par des entrepreneurs. Cela pourrait être des équipementiers de moteurs diesel³³ ou des investisseurs locaux.

³¹ A l'heure actuelle, des mesures de gouvernance sont exercées par un conseil d'administration de 10 membres composé de représentants du ministère de l'Energie et des Ressources naturelles, du ministère des Finances, du Trésor public, etc. Le conseil d'administration approuve le budget et les programmes majeurs de dépenses d'investissement.

³² La traduction de PPA: Power Purchase Agreement.

³³ Il est à noter que si les unités diesel sont montées dans des conteneurs, cela permet de les déplacer au gré des aléas de la demande.

Il est toutefois fondamental que le choix du producteur indépendant (quel que soit le type d'arrangement contractuel retenu, CPE, CPET, AET, RET ou TE) soit issu d'un processus concurrentiel transparent. Les appels d'offres doivent prescrire que les soumissionnaires proposent des prix fermes, indexés, le cas échéant, aux coûts du combustible (le prix doit inclure des éléments fixes³⁴ et variables), pour l'achat d'Énergie à partir d'un format établi en détail dans les documents d'appel d'offres. Dans le cas des options AET, RET et TE, l'appel d'offres doit également tenir compte du paiement par le soumissionnaire des actifs existants, s'il y a lieu. La nécessité d'un appel d'offres concurrentiel s'applique aux options géothermiques, diesel et de cogénération (Énergie et dessalement). Une négociation de gré à gré avec un producteur indépendant devrait donc être évitée, parce qu'elle conduit presque invariablement à des coûts plus élevés.

Il serait peut-être aussi possible que le MERN et EdD organisent un appel d'offres ouvert entre des producteurs indépendants sans préciser la technologie à employer. Cela permettrait aux soumissionnaires représentant les options géothermiques, éolienne, diesel, cogénération ou importation (d'Éthiopie ou du Yémen) d'être en concurrence pour fournir de l'électricité à Djibouti (les offres seraient basées sur le prix et sur l'Énergie fermes, comme les appels d'offres concernant une seule technologie mentionnés plus haut). L'analyse des soumissions devrait être faite avec soin afin de bien comparer les options, mais une telle approche permettrait à Djibouti de choisir l'option de moindre coût et au prix le plus bas et cela, indépendamment de la technologie adoptée.

Au sein de la série d'options de type CPE, il existe une sous-option qui consiste à vendre à EdD l'Énergie excédentaire des auto-producteurs. La centrale à cogénération envisagée dans le nouveau port de Doraleh en est un exemple. Il pourrait également être intéressant pour EdD d'acheter de l'Énergie de n'importe quel consommateur qui a un excédent et d'éviter les coûts qui excèdent les coûts de production des dits auto-producteurs.

Les options de type CPE présentent l'avantage :

- d'introduire les pratiques du secteur privé dans la production d'électricité dans le but de réduire les frais d'exploitation et les coûts de combustible;
- de transférer, de manière générale, la responsabilité du financement de nouveaux investissements vers le secteur privé (sauf dans le cas de l'option TE mentionnée plus haut);
- de transférer, dans le cas de la centrale géothermique, quelques-uns des risques hydrogéologiques immédiats vers le secteur privé³⁵.

Un des désavantages d'une option de type CPE pour Djibouti est qu'elle pourrait entraîner des problèmes lorsqu'un *pool* régional d'échange d'électricité sera créé. Les contrats à long terme vont alors limiter la concurrence à moyen terme.

³⁴ Y compris les contrats d'achat fermes.

³⁵ Bien que cela dépende de la masse de travail préparatoire qui a été entrepris avant de lancer l'appel d'offres.

Privatisation et mise en concession privée

Traditionnellement, la privatisation ou la participation privée est encouragée pour trois raisons :

- pour améliorer la gestion,
- pour fournir des incitations à l'encadrement et aux actionnaires en vue d'améliorer l'efficacité,
- pour attirer l'investissement privé.

Comme indiqué au chapitre 6, EdD est relativement bien géré, et se révèle relativement capable de financer des investissements. La justification primordiale de la participation privée tient à :

- la nette distinction entre EdD et le gouvernement. Cela permettrait à la gestion et aux actionnaires de l'entreprise de rationaliser les politiques d'emploi et d'être beaucoup plus strict pour ce qui est des paiements à recevoir des organismes gouvernementaux ;
- encourager les améliorations d'efficacité par des coûts de combustible réduits dans les centrales, ou par des programmes de réduction des pertes techniques dans le réseau.

EdD a, au moins dans la région de Djibouti-ville, la possibilité d'être une affaire rentable et comme tel, pourrait avec quelques améliorations, se révéler attractif pour un investisseur privé.

A l'heure actuelle cependant, les investisseurs internationaux montrent réellement peu d'intérêt à s'impliquer dans des concessions de service de l'électricité dans les pays en développement.

Compte tenu des observations faites ci-dessus – à savoir que EdD est relativement bien gérée et que l'intérêt international pour la participation privée se révèle faible – une attention particulière pourrait être faite à une mise en concession privée de type "rachat par la direction" selon l'une ou l'autre des options suivantes³⁶ :

- cession à un consortium qui comprend un groupe d'investisseurs et financiers stratégiques et qui se charge de la gestion ;
- proposition de cession de parts au public et au personnel et en particulier aux gestionnaires et aux investisseurs stratégiques.

Cette approche, combinée à des objectifs contractuels ou à des performances déterminées et réglementées, aurait l'avantage de présenter des incitations au secteur privé pour diminuer les effectifs et les coûts du personnel et pour réduire les pertes.

³⁶ Bien que cette approche n'ait pas réellement été couronnée de succès en Europe Centrale et de l'Est, il nous apparaît que l'environnement et les circonstances à Djibouti sont très différents. En effet, EdD est déjà géré par l'encadrement comme une unité d'affaires, et l'entreprise n'a pas hérité des mêmes handicaps que les entreprises de publiques d'Europe Centrale et de l'Est. De plus, la taille de la compagnie à Djibouti se prête également bien mieux à ce type de structure de propriété et de gestion.

Un des problèmes avec cette approche est de savoir si EdD serait capable de financer les investissements nécessaires sur le réseau pour réduire des pertes et pour accroître l'accès des populations à l'électricité. Pour cette raison, le consortium en question pourrait inclure des investisseurs stratégiques ou encore la proposition de cession de parts pourrait encourager les investisseurs stratégiques. Dans le cas d'espèce, les investisseurs qui pourraient être intéressés incluent par exemple :

- SIL, une compagnie jordanienne qui développe un champ de gaz et de pétrole en Ethiopie et qui a l'intention de développer une centrale près de la frontière de Djibouti ;
- les investisseurs intéressés à s'impliquer dans les nouvelles installations portuaires de Djibouti ;
- EDF et les compagnies yéménites qui développent des gisements de gaz dans le sud.

Un deuxième souci repose sur les arrangements reliés à la gouvernance. Cet aspect constitue un des problèmes vécus en Europe de l'est où la répartition du capital a souvent été largement dispersée et la gouvernance, faible. Dans la mesure où les intérêts de la gestion ne sont pas identiques à ceux des actionnaires, les compagnies ont souvent été dirigées de façon inefficace. La question des arrangements reliés à la gouvernance est tout particulièrement importante dans le cas des offres publiques d'actions.

Avant d'aller plus loin, cette option devrait être soigneusement évaluée en s'assurant au préalable :

- que l'encadrement d'EdD a la capacité de gérer une concession privée et la volonté de prendre le risque de détenir des actions de l'entreprise ;
- que les investisseurs stratégiques sont intéressés à soutenir un éventuel rachat par le personnel d'encadrement et/ou de direction en tant que composante d'un consortium ou par le biais d'une offre d'actions. Il y aurait peut-être intérêt à favoriser la détention par le gouvernement d'une minorité du capital pendant une période intermédiaire ;
- que dans le cas d'une offre publique d'actions, il sera nécessaire de se pencher sur la proportion d'actions à allouer au personnel d'encadrement et/ou de direction et/ou aux investisseurs stratégiques ;
- que les procédures de gouvernance prônées par les actionnaires majoritaires seront en mesure d'imposer de bonnes performances au personnel d'encadrement ;
- de l'intérêt de lancer un appel d'offres concurrentiel pour l'attribution de la concession de façon à obtenir un prix transparent. Les règles de l'appel d'offre doivent permettre une adjudication même si il y a un seul candidat en lice et les invitations à soumissionner doivent être rédigées de telle manière qu'il soit distinctement compris par tous qu'une équipe d'encadrement bénéficiant de l'appui de financiers soit admissible.³⁷

Contrat de concession de type affermage

Les contrats de délégation de la gestion couvrent toute une gamme d'options toutefois, leur caractéristique

³⁷ Dans ce cas, il peut être nécessaire de disposer d'un prix minimum d'acquisition, à calculer soigneusement.

fondamentale tient au fait que l'entrepreneur privé n'a pas la responsabilité du développement des investissements. Les options couvertes englobent deux grands types de contrats :

- les contrats de service (responsabilité des coûts) en vertu desquels l'entrepreneur n'est responsable que de certains coûts – ceux qu'il peut contrôler – et il fait des profits en réduisant ces coûts par rapport à un niveau de base ;
- les contrats d'exploitation (responsabilité des coûts et des profits) en vertu desquels l'entrepreneur est responsable à la fois des revenus et des coûts.

L'option d'affermage tente de répondre au problème de l'efficacité d'EdD mais n'apporte pas de réponse à la question du faible accès à l'électricité.

Cette option comporte les avantages suivants :

- si elle est bien organisée, elle favorisera une plus grande efficacité d'exploitation de la part d'EdD, particulièrement dans les domaines des pertes non-techniques d'électricité, des sureffectifs, du recouvrement et des procédures d'achat et d'approvisionnement ;
- elle n'exige aucune restructuration d'EdD.

Les contrats de gestion privée sont traditionnellement considérés comme utiles pour un laps de temps donné, pendant le processus de privatisation ou de mise en concession privée. Ces types de contrats enclenchent la transition vers la propriété privée et concourent à la clarification de l'option à adopter : privatisation ou mise en concession. Toutefois :

- dans le cas d'EdD, certains investissements sont nécessaires dans le réseau pour réduire les pertes, et il est permis de se demander si dans ces conditions, les investisseurs privés seront intéressés à un contrat de gestion qui comporte une obligation d'investissement;
- si le contrat de gestion n'évolue pas, après les 3 ou 4 premières années, vers une mise en concession ou une privatisation, il est permis de se questionner également sur la pertinence du contrat de gestion;
- il est très difficile d'arriver à un contrat de gestion qui établisse clairement les responsabilités du propriétaire et de l'exploitant. Des conflits surviennent souvent sur l'insuffisance des investissements du propriétaire qui a une incidence sur les frais d'entretien de l'exploitant ou encore, sur les politiques de paiement du Gouvernement qui à leur tour, ont un impact sur l'efficacité de la perception des revenus. De ce fait, les améliorations de l'efficacité ne sont souvent pas aussi importantes que prévu et les ressources rares de gestion et des ministères sont gaspillées à essayer de résoudre ces conflits.

Si les pouvoirs publics optent quand même pour un contrat de gestion dans le cas d'EdD, il sera alors nécessaire de réfléchir à l'interrogation fondamentale suivante : est-ce que le gestionnaire délégué sera autorisé à se positionner et à soumettre une proposition en cas d'évolution vers la mise en concession ou la privatisation ? L'entité à qui sera délégué le contrat de gestion bénéficiera en effet :

- d'une connaissance approfondie de la situation d'EdD et jouira de ce fait même d'un avantage comparatif prépondérant par rapport aux autres candidats intéressés à la privatisation ou à la mise en concession; et
- cette entité aura tout intérêt à être inefficace de manière à minimiser la valeur de l'entreprise en cas de privatisation.

D'un autre côté, l'élimination de cette entité de la privatisation ou de la mise en concession peut aboutir à l'exclusion de l'un des quelques candidats intéressés à la transaction.

Une alternative à la délégation de gestion classique consisterait à jumeler le personnel local avec du personnel spécialisé, tout en assignant à ce dernier des objectifs sur la base desquels est calculée une partie de sa rémunération.

Traditionnellement, le gestionnaire délégué va remplacer tout ou partie du personnel local d'encadrement par ses propres spécialistes. Dans le cas d'EdD il peut être envisageable que le gestionnaire délégué se voit également confier la tâche de renforcer les capacités du personnel d'encadrement existant plutôt que de le remplacer. Dans ce cas, les spécialistes du gestionnaire délégué travailleraient en étroite collaboration avec le personnel local d'encadrement avec l'objectif d'accroître la performance sur des points bien précis en rapport avec les insuffisances de gestion d'EdD qui auront été dûment constatées. Les spécialistes du gestionnaire délégué se verraient ainsi attribué des bonus en fonction de l'atteinte ou non des objectifs d'amélioration fixés au préalable.

Désintégration horizontale et constitution de deux exploitants

Pour être en mesure de résoudre le problème de l'alimentation électrique à l'extérieur de la ville de Djibouti, il serait utile d'envisager la création d'une compagnie d'électricité séparée (qui fournirait aussi d'autres services énergétiques) à l'extérieur de la capitale³⁸:

- une compagnie desservirait la ville de Djibouti et les zones environnantes par l'intermédiaire du réseau interconnecté (Electricité de Djibouti-ville) ;
- une seconde compagnie fournirait l'électricité aux villes isolées, y compris les villes régionales et les collectivités rurales qui, à l'heure actuelle, ne sont desservies que de manière ponctuelle et même pas du tout, la plupart du temps (Compagnie régionale d'électricité de Djibouti) ;
- EdD a tendance à traiter les régions situées à l'extérieur de la ville de Djibouti comme des « *quantités négligeables* » et à ne leur accorder qu'une priorité minimale par rapport à la capitale. La mise sur pied d'une entreprise distincte aurait pour effet :
 - ✓ d'intensifier le degré d'alimentation en électricité dans les régions rurales ;
 - ✓ de permettre aux deux entreprises de se spécialiser.

³⁸ A l'image du modèle thaïlandais. Deux compagnies d'électricité coexistent en Thaïlande : la Metropolitan Electricity Authority et la Provincial Electricity Authority, la première assurant l'inter-financement de la seconde.

Electricité de Djibouti se spécialiserait dans l'approvisionnement d'une charge concentrée, au travers d'un ensemble de câbles souterrains et de lignes aériennes de distribution. L'électricité proviendrait d'un ensemble de centrales au diesel, d'installations éoliennes et de centrales géothermiques reliées en réseau, de centrales à cogénération combinées à des usines de dessalement ainsi que de l'importation.

La *Compagnie régionale d'électricité de Djibouti*, pour sa part, se spécialiserait dans la création et l'exploitation de réseaux dispersés dans les régions rurales, selon les normes et les techniques qui conviennent à ces endroits, y compris l'Energie solaire, l'Energie éolienne et les centrales au diesel. La compagnie pourrait aussi déménager les génératrices au diesel d'un endroit à l'autre afin de toujours être en mesure d'assurer une adéquation entre l'approvisionnement et la charge requise.

Pour qu'un tel système fonctionne, il y a lieu de prévoir une combinaison du système d'imposition et de subvention qui permettrait de transférer des fonds de la société plus prospère, soit *Electricité de Djibouti*, à la *Compagnie régionale d'électricité de Djibouti*, en position de déséquilibre financier. Ce « fonds » pourrait aussi servir, de manière plus générale, à fournir de l'Energie en région rurale.

Cette option doit toutefois être examinée avec soin, dans la mesure où le risque ici tient à deux aspects : soit que la méthode d'imposition et de subvention n'est pas effectivement mise en place, ou encore que la *Compagnie régionale d'électricité de Djibouti* reste une entreprise sans aucune capacité d'autofinancement, parce que trop petite pour être viable. .

La *Compagnie régionale d'électricité de Djibouti* pourrait aussi assumer la responsabilité de l'alimentation en eau potable des régions à l'extérieur de la ville de Djibouti. Il existe une certaine synergie entre l'alimentation en eau et en électricité lorsque l'eau est pompée de sources souterraines. Cependant l'avantage le plus important découlant d'une association des deux activités réside dans une utilisation maximale des maigres ressources disponibles en administration et en compétences connexes³⁹. Une telle combinaison favoriserait une amélioration du service dans ces deux secteurs, sans exiger de trop grandes ressources en administration.

Services combinés d'électricité et d'eau potable

Une note du secteur de l'eau de la Banque mondiale, datée du 21 décembre 2003, évoquait la possibilité d'un contrat de bail privé et de gestion (semblable au contrat de gestion déléguée de l'électricité mentionné précédemment) pour des services combinés d'eau et d'électricité

Il est aussi possible, comme nous l'avons mentionné précédemment, de construire une usine de dessalement qui produirait de l'électricité et de l'eau, mais la *production* conjointe d'eau et d'électricité ne constitue pas un argument très convaincant en faveur d'une combinaison des activités de distribution d'eau et d'électricité.

³⁹ Les compétences requises pour faire fonctionner.

En fait, les principaux avantages d'un contrat de gestion conjointe de l'eau et de l'électricité sont les suivants :

- des frais réduits grâce à une combinaison de relevé des compteurs, de facturation et de recouvrement ;
- l'application de sanctions, comme la coupure de l'alimentation électrique aux clients qui ne paient pas leurs factures d'eau ;
- le non-paiement par ONED de sa consommation d'électricité fournie par EdD serait résolu immédiatement.

Toutefois, dans sa note, la Banque mondiale parlait du réseau de l'ONED de la manière suivante : « ...l'état déplorable de délabrement des infrastructures en place, la situation financière précaire d'ONED et le risque élevé de détérioration des ressources en eau, tant en quantité qu'en qualité. Le risque concernant l'alimentation en eau brute est d'une ampleur telle qu'il pourrait décourager tout intérêt de la part du secteur privé. » Par conséquent, la combinaison d'ONED et d'EdD aurait pour principal inconvénient de rendre leurs opérations non viables financièrement plutôt que de favoriser la solution des problèmes dans le secteur de l'eau, car les pires problèmes du secteur de l'eau se répercuteraient dans le secteur de l'électricité. Ce ne serait pas forcément le cas pour des services combinés d'eau et d'électricité en région (mentionnés précédemment) qui seraient mis sur pied sans que soient transmis l'héritage culturel et financier d'ONED et la culture de non-paiement des consommateurs d'eau ruraux.

Organisme chargé de l'Energie dans les zones rurales

Divers ministères, soit le ministère de l'Intérieur, le ministère de l'Agriculture et de l'Hydrologie ainsi que le ministère de l'Energie ont mis en œuvre un certain nombre de plans *ad hoc* concernant l'Energie rurale, y compris des pompes au diesel et une alimentation électrique de peu d'importance. Ces plans étaient financés par plusieurs bailleurs de fonds à l'aide de divers programmes sectoriels. Le CERD est un organisme de recherche qui joue souvent un rôle à l'étape d'évaluation des politiques et des programmes. De plus, faute d'un autre organisme compétent, on fait souvent appel au CERD pour organiser l'approvisionnement en pièces de rechange ou l'entretien.

Il est important d'élaborer des accords institutionnels convenables pour défendre et mettre en œuvre des programmes énergétiques en région rurale. Une expérience récente au Laos semble indiquer qu'on pourrait utiliser des entreprises de services éco-énergétiques (ESCO) nommées par une Agence centrale pour l'Energie rurale,⁴⁰ appuyant les gestionnaires basés dans les villages.⁴¹ Bien qu'un tel arrangement soit trop élaboré pour Djibouti, on pourrait envisager un micro-arrangement articulé autour d'une Cellule d'Energie rurale (une personne, par exemple) au sein du ministère de l'Energie et des ressources naturelles ou du CERD, ou encore du ministère de l'Agriculture et de l'Hydrologie. La Cellule d'Energie rurale nommerait les ESCO régionales (deux ou trois personnes peut-être) qui appuieraient les gestionnaires des villes et des villages. Comme la population rurale est peu nombreuse, il ne serait peut-être pas pratique, ni même nécessaire, d'avoir des ESCO dans chaque région et deux ou trois personnes agissant comme «

⁴⁰ L'OPS (Off-Grid Promotion and Support Office). Au départ, le programme laotien était supervisé par la compagnie d'électricité nationale.

⁴¹ Au Laos, on les appelle Gestionnaires de l'électrification villageoise. Ce concept ressemble à celui qu'on retrouve à l'heure actuelle à Djibouti.

ESCO » suffiraient peut-être à couvrir l'ensemble du pays.

Nous avons remarqué que le CERD, qui est un institut de recherche, ne compte que deux chercheurs; il ne semble de ce fait pas idéalement placé pour assumer la responsabilité de la gestion des programmes d'Énergie rurale. Nous avons aussi remarqué que le ministère de l'Énergie et des ressources naturelles a, de tout temps, mis davantage l'accent sur les politiques reliées à EdD et aux régions urbaines. Au lieu d'une Agence pour l'Énergie rurale fondée sur le Ministère, il serait peut-être possible qu'EdD mette en œuvre le programme d'Énergie rurale. Un des avantages de cette solution serait d'employer une partie du personnel d'EdD qui, d'après les remarques faites au chapitre 6, semble anormalement élevé.

Dans le cas de Djibouti, cela pourrait se présenter comme suit :

La Cellule d'Énergie rurale serait localisée soit au sein du MENR, ou du Ministère de l'Agriculture et de l'Hydraulique ou encore au sein d'EdD. Cette cellule aurait les responsabilités suivantes :

- désignation des entreprises régionales de services éco-énergétiques (ESCO) ;
- coordination de l'aide reçue des donateurs ; et
- élaboration des procédures d'acquisition de matériels sur la base des fonds de donateurs et des fonds gouvernementaux.

Les ESCO régionales (composées de 2 ou 3 personnes) :

- seraient des personnes de droit privé qui exploiteraient leur affaire sur le territoire qui leur aura été concédé ;
- auraient la responsabilité de contribuer à l'établissement de gestionnaires du service dans les villages et les petites localités ;
- obtenir un agrément de la Cellule d'Énergie rurale pour l'installation des équipements et l'approvisionnement du service ;
- obtenir l'agrément de la Cellule d'Énergie rurale pour la formation et l'assistance des gestionnaires des villages et petites localités.

Le rôle des gestionnaires des villages et petites localités, qui eux aussi sont des personnes de droit privé, consiste à recouvrer les paiements de l'installation initiale, ainsi que les règlements issus des tarifs, tout en assurant localement, un service après vente.

Efficacité énergétique

Les avantages des mesures d'efficacité énergétique sont amplifiés lorsque le coût de l'électricité est aussi élevé qu'à Djibouti. Le CERD estime que plus de 50 % de l'électricité consommée durant la pointe d'été sert

à la climatisation. Des mesures simples d'amélioration de l'efficacité énergétique, comme l'isolation des édifices pour réduire l'Énergie consommée par les climatiseurs, auront un impact majeur sur la demande d'électricité de pointe et sur les coûts de l'électricité. Le CERD entreprend des recherches dans ce domaine, mais des mesures institutionnelles⁴² doivent être adoptées pour faciliter la mise en œuvre des projets d'efficacité énergétique.

Analyse générale

Un des buts primaires de la réforme institutionnelle d'EdD est d'améliorer l'efficacité et les prix inférieurs d'EdD.

Il faut souligner qu'EdD est une entreprise relativement bien gérée, et que si la réforme institutionnelle peut nous aider à résoudre certains problèmes, elle n'aidera pas nécessairement pour tout. Un des problèmes d'EdD découle des propres insuffisances des pouvoirs publics à imposer aux entreprises para étatiques de régler leurs factures. Un autre point concerne les charges salariales élevées, qui pourrait se résoudre si EdD acceptait de réduire certains des avantages accordés à son personnel. Ce point exige toutefois également le soutien des pouvoirs publics.

D'autres problèmes pourraient, toutefois, être améliorés dans une certaine mesure par la réforme. Les pertes techniques d'EdD pourraient par exemple, être réduites par des investissements dans le réseau. La consommation élevée de carburant dans les centrales pourrait également être rationalisée par une combinaison d'investissement et de meilleures pratiques en matière d'entretien. Il nous semble clair que des propriétaires privés, avec les incitations adéquates, s'orienteraient immédiatement vers ces mesures.

Nous recommandons qu'EdD, dans la mesure du possible, externalise certains services et se concentre sur les activités directement reliées au transport et à la distribution, ainsi qu'à la commercialisation de l'électricité. La production doit être considérée comme une activité qui peut être cédée à des opérateurs privés indépendants. Cette dernière recommandation s'applique aussi bien aux nouveaux équipements, tels que la géothermie, les éoliennes ou les groupes diesel, qu'aux usines existantes. Il est à souligner qu'il y a réel intérêt pour la propriété et/ou l'investissement privé en production à Djibouti ou pour alimenter Djibouti. Cet intérêt vient des fabricants d'équipements diesel (par exemple, Wartsilla), des promoteurs privés de centrales géothermiques et des importations (d'Éthiopie ou du Yémen).

Toutefois, nous recommandons fortement que les contrats soient offerts sur la base d'offres concurrentielles et transparentes plutôt que sur une base négociée. Il nous apparaît que l'investissement et l'exploitation privée des centrales sur la base d'enchères concurrentielles peuvent contribuer à réduire un des composants les plus significatifs des coûts de production d'électricité.

⁴² C'est-à-dire qu'il faudra assigner les responsabilités en matière d'efficacité énergétique.

Compte tenu de l'intérêt international relativement faible des investisseurs privés potentiels, et étant donné qu'EdD est une entreprise relativement bien gérée, le gouvernement gagnerait à prendre en considération une mise en concession privée de type « rachat par le personnel d'encadrement ou de direction ». La concession pourrait alors être cédée à une équipe de gestion soutenue par des financiers ou se baser sur une offre publique d'actions orientée vers des investisseurs stratégiques.

Options de politiques

Les paragraphes qui suivent présentent des recommandations reliées :

- aux taxes sur le fioul employé par EdD ;
- aux politiques sur l'Énergie et les gaz à effet de serre ;
- à l'efficacité énergétique.

Les recommandations relatives à la tarification de l'électricité et à la taxation du kérosène ont été formulées dans le chapitre 6 portant sur l'amélioration de l'accès à l'Énergie.

Taxes sur le fioul

Les taxes constituent une portion importante des frais d'exploitation d'EdD. En 2001 et 2002, elles représentaient 10,6 % des frais totaux de production (dépréciation comprise). La majeure partie de ces taxes se rapporte à la taxe intérieure à la consommation (TIC) et à la surtaxe sur le combustible, mais aussi à la TIC sur les matériaux et à d'autres taxes qui représentent environ le tiers des taxes dues par EdD. La compagnie paie en outre un impôt sur les bénéfices des sociétés lorsqu'elle enregistre un profit. A l'heure actuelle, cet impôt est de 25 % et, en 2002, EdD a réalisé un profit de 52 577 153 FD et a payé un impôt sur les bénéfices de 13 144 288 FD. Cet impôt est plutôt insignifiant lorsqu'on le compare aux taxes sur le combustible.

L'enjeu principal pour EdD en ce qui concerne les taxes et les impôts est de savoir si elle doit continuer de payer des taxes élevées sur le combustible et, si ces dernières étaient éliminées, comment le Gouvernement pourrait augmenter ses revenus ou réduire ses dépenses pour équilibrer son budget.

Énergie et émissions de gaz à effet de serre

Djibouti pourrait tirer profit du mécanisme de développement propre établi dans la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) et le Protocole de Kyoto. Le pays pourrait en effet réclamer des crédits pour une réduction de ses émissions découlant, par exemple, de programmes d'utilisation des Énergies éolienne, géothermique ou solaire et pourrait vendre ces crédits aux pays figurant à l'Annexe 1 de la Convention-cadre.⁴³

⁴³ En réalité aux pays membres de l'OCDE.

Des exigences institutionnelles formelles sont énoncées dans le Protocole de Kyoto concernant les pays non visés par l'Annexe 1 (Djibouti, par exemple) pour qu'ils puissent accueillir des projets en vertu du mécanisme de développement propre. Une des exigences essentielles est l'Autorité nationale désignée (AND) pour administrer le mécanisme à Djibouti. On pourrait aussi exiger qu'une loi établisse les droits de propriété des émissions de gaz à effet de serre, loi qui comprendrait aussi des clauses conférant l'autorité à un ministère désigné d'autoriser le transfert international des réductions certifiées d'émissions. On pourrait en outre exiger que Djibouti prépare un inventaire des émissions.

On calcule la réduction des émissions produites par un projet réalisé en vertu du mécanisme de développement propre en faisant la différence entre sa réalisation selon la routine habituelle et le volume des émissions qui seront produites par le projet envisagé (géothermique ou éolien, par exemple). Pour être admissible, le pays doit aussi démontrer que la réduction des émissions de gaz à effet de serre découlant du projet est plus importante que ce qu'elle aurait été en l'absence de ce projet. Les règles d'admissibilité à un projet réalisé en vertu du mécanisme de développement propre ont été établies dans l'Accord de Marrakech, y compris le choix des approches qui peuvent servir à déterminer la base et la définition de l'additionnalité d'un projet réalisé en vertu du mécanisme.

Pour avoir droit aux crédits rattachés au mécanisme de développement propre, Djibouti devra investir des ressources dans un cadre juridique et administratif et dans la compréhension des processus en jeu dans la recherche d'une accréditation pour la réduction des émissions.

Efficacité énergétique

Dans un paragraphe précédent, nous recommandons la création d'une Cellule d'Énergie centrale (d'une personne) au sein du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles pour gérer un petit réseau de gestionnaires régionaux de l'Énergie, assurer la coordination de la politique relative à l'efficacité énergétique et donner des conseils sur les technologies de production d'Énergie à petite échelle (éolien, solaire, diesel, etc.).

Comme nous l'avons déjà mentionné dans le présent rapport, un objectif majeur d'une politique d'efficacité énergétique est l'établissement de normes relatives à l'isolation des bâtiments. Cette activité devrait d'abord être entreprise par le CERD (chargé de la recherche et des recommandations sur les normes) et le ministère responsable de l'Habitat et chargé de faire adopter et de réglementer les normes de construction des édifices. La Cellule d'Énergie centrale, pour sa part, mettrait l'accent sur d'autres activités, plus particulièrement sur la dissémination de l'information concernant, par exemple des poêles au kérosène utilisant des technologies plus efficaces ou des réfrigérateurs à faible consommation d'électricité.

Conclusions

A partir de l'analyse décrite dans la section 7.3, nous recommandons les changements institutionnels suivants :

- la production d'électricité devrait être assumée par des promoteurs privés qui vendent l'Energie à EdD en vertu de contrats à long terme. Les centrales d'EdD devraient être transférées à des propriétaires-exploitants privés à la suite d'un appel d'offres concurrentiel et transparent, d'autant plus qu'il y a clairement un intérêt de la part du secteur privé pour cette activité ;
- en ce qui concerne les fonctions essentielles d'EdD (transport, distribution, achat et vente d'électricité), nous recommandons que le Gouvernement prenne en considération une mise en concession privée de type « rachat par le personnel d'encadrement ou de direction » en combinaison avec des objectifs de performance soumis à réglementation ;
- nous proposons la création, au sein du ministère de l'Energie et des Ressources naturelles, d'une Cellule d'Energie centrale pour appuyer les petits programmes énergétiques. La permanence serait assurée par une seule personne qui dirigerait un petit réseau de deux ou trois gestionnaires régionaux qui, à leur tour, appuieraient les gestionnaires à temps partiel des villes et des villages ;
- nous recommandons aussi que cette Cellule d'Energie centrale soit chargée de promouvoir l'efficacité énergétique.

En se basant sur l'analyse décrite dans la Section 8.4, nous suggérons l'adoption des politiques suivantes :

- une modification de la politique tarifaire, en vue :
 - de ramener la tranche sociale de son niveau actuel de 200 kWh/mois à 50 kWh/mois ;
 - de convertir l'avantage d'électricité subventionnée accordé au personnel d'EdD en augmentation unique de salaire ;
 - d'introduire des tarifs industriels plus élevés pour les zones extérieures à Djibouti-ville.
- Bien qu'elle soit attrayante, l'élimination ou la réduction d'impôts sur le fioul utilisé pour la production d'électricité, si elle est envisagée doit être recadrée dans le cadre large du budget de la nation avant d'en envisager l'adoption.
- Djibouti devrait chercher à obtenir des crédits en vertu du mécanisme de développement propre établi dans la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Ces crédits permettraient de financer certains programmes d'Energie renouvelable qui, autrement, ne sont pas très attrayants d'un point de vue financier.

List of Technical Paper Series

Region/Country	Activity/Report Title	Date	Number
SUB-SAHARAN AFRICA (AFR)			
Africa	Power Trade in Nile Basin Initiative Phase II (CD Only): <i>Part I: Minutes of the High-level Power Experts Meeting; and Part II: Minutes of the First Meeting of the Nile Basin Ministers Responsible for Electricity</i>	04/05	067/05
Cameroon	Decentralized Rural Electrification Project in Cameroon	01/05	087/05
Chad	Revenue Management Seminar. Oslo, June 25-26, 2003. (CD Only)	06/05	075/05
Côte d'Ivoire	Workshop on Rural Energy and Sustainable Development, January 30-31, 2002. (French Only)	04/05	068/05
Ethiopia	Phase-Out of Leaded Gasoline in Oil Importing Countries of Sub-Saharan Africa: The Case of Ethiopia - Action Plan.	12/03	038/03
	Sub-Saharan Petroleum Products Transportation Corridor: Analysis and Case Studies	03/03	033/03
	Phase-Out of Leaded Gasoline in Sub-Saharan Africa	04/02	028/02
	Energy and Poverty: How can Modern Energy Services Contribute to Poverty Reduction	03/03	032/03
East Africa	Sub-Regional Conference on the Phase-Out Leaded Gasoline in East Africa. June 5-7, 2002.	11/03	044/03
Ghana	Poverty and Social Impact Analysis of Electricity Tariffs	12/05	088/05
	Women Enterprise Study: Developing a Model for Mainstreaming Gender into Modern Energy Service Delivery	03/06	096/06
	Ghana: Sector Reform and the Pattern of the Poor Energy Use and Supply	03/06	097/06
Kenya	Field Performance Evaluation of Amorphous Silicon (a-Si) Photovoltaic Systems in Kenya: Methods and Measurement in Support of a Sustainable Commercial Solar Energy Industry	08/00	005/00
	The Kenya Portable Battery Pack Experience: Test Marketing an Alternative for Low-Income Rural Household Electrification	12/01	05/01
Malawi	Rural Energy and Institutional Development	04/05	069/05
Mali	Phase-Out of Leaded Gasoline in Oil Importing Countries of Sub-Saharan Africa: The Case of Mali - Action Plan. (French)	12/03	041/03
Mauritania	Phase-Out of Leaded Gasoline in Oil Importing Countries of Sub-Saharan Africa: The Case of Mauritania - Action Plan. (French)	12/03	040/03
Nigeria	Phase-Out of Leaded Gasoline in Nigeria	11/02	029/02
	Nigerian LP Gas Sector Improvement Study	03/04	056/04
	Taxation and State Participation in Nigeria's Oil and Gas Sector	08/04	057/04

Region/Country	Activity/Report Title	Date	Number
Regional	Second Steering Committee: The Road Ahead. Clean Air Initiative in Sub-Saharan African Cities. Paris, March 13-14, 2003	12/03	045/03
Regional	Lead Elimination from Gasoline in Sub-Saharan Africa. Sub-Regional Conference of the West-Africa Group. Dakar, Senegal March 26-27, 2002. (French Only)	12/03	046/03
	1998-2002 Progress Report. The World Bank Clean Air Initiative in Sub-Saharan African Cities. Working Paper #10 (Clean Air Initiative/ESMAP)	02/02	048/04
	Landfill Gas Capture Opportunity in Sub-Saharan Africa	06/05	074/05
	The Evolution of Enterprise Reform in Africa: From State-owned Enterprises to Private Participation in Infrastructure — and Back?	11/05	084/05
Senegal	Regional Conference on the Phase-Out of Leaded Gasoline in Sub-Saharan Africa	03/02	022/02
	Elimination du Plomb dans l'Essence en Afrique Sub-Saharienne Conference Sous Regionales du Groupe Afrique de l'Quest. Dakar, Senegal. March 26-27, 2002.	12/03	046/03
	Alleviating Fuel Adulteration Practices in the Downstream Oil Sector in Senegal	09/05	079/05
South Africa	South Africa Workshop: People's Power Workshop	12/04	064/04
Swaziland	Solar Electrification Program 2001-2010: Phase 1: 2001-2002 (Solar Energy in the Pilot Area)	12/01	019/01
Tanzania	Mini Hydropower Development Case Studies on the Malagarasi, Muhuwesi, and Kikuletwa Rivers Volumes I, II, and III	04/02	024/02
	Phase-Out of Leaded Gasoline in Oil Importing Countries of Sub-Saharan Africa: The Case of Tanzania — Action Plan.	12/03	039/03
Uganda	Report on the Uganda Power Sector Reform and Regulation Strategy Workshop	08/00	004/00
WEST AFRICA (AFR)			
Regional	Market Development	12/01	017/01
EAST ASIA AND PACIFIC (EAP)			
Cambodia	Efficiency Improvement for Commercialization of the Power Sector	10/02	031/02
	TA For Capacity Building of the Electricity Authority	09/05	076/05
China	Assessing Markets for Renewable Energy in Rural Areas of Northwestern China	08/00	003/00
	Technology Assessment of Clean Coal Technologies for China Volume I — Electric Power Production	05/01	011/01
	Technology Assessment of Clean Coal Technologies for China Volume II — Environmental and Energy Efficiency Improvements for Non-Power uses of Coal	05/01	011/01
	Technology Assessment of Clean Coal Technologies for China Volume III — Environmental Compliance in the Energy Sector: Methodological Approach and Least-Cost Strategies	12/01	011/01
Shanghai	Developing a Green Electricity Scheme	9/06	105/06
Philippines	Rural Electrification Regulation Framework. (CD Only)	10/05	080/05
Thailand	DSM in Thailand: A Case Study	10/00	008/00
	Development of a Regional Power Market in the Greater Mekong Sub-Region (GMS)	12/01	015/01
Vietnam	Options for Renewable Energy in Vietnam	07/00	001/00
	Renewable Energy Action Plan	03/02	021/02
	Vietnam's Petroleum Sector: Technical Assistance for the Revision of the Existing Legal and Regulatory Framework	03/04	053/04

Region/Country	Activity/Report Title	Date	Number
SOUTH ASIA (SAS)			
Bangladesh	Workshop on Bangladesh Power Sector Reform	12/01	018/01
	Integrating Gender in Energy Provision: The Case of Bangladesh	04/04	054/04
	Opportunities for Women in Renewable Energy Technology Use in Bangladesh, Phase I	04/04	055/04
EUROPE AND CENTRAL ASIA (ECA)			
Russia	Russia Pipeline Oil Spill Study	03/03	034/03
Uzbekistan	Energy Efficiency in Urban Water Utilities in Central Asia	10/05	082/05
MIDDLE EASTERN AND NORTH AFRICA REGION (MENA)			
Regional	Roundtable on Opportunities and Challenges in the Water, Sanitation and Power Sectors in the Middle East and North Africa Region Summary Proceedings, May 26-28, 2003. Beit Mary, Lebanon. (CD)	02/04	049/04
Morocco	Amélioration de l'Efficacité Energie: Environnement de la Zone Industrielle de Sidi Bernoussi, Casablanca	12/05	085/05
LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN REGION (LCR)			
Brazil	Background Study for a National Rural Electrification Strategy: Aiming for Universal Access	03/05	066/05
	How do Peri-Urban Poor meet their Energy Needs: A Case Study of Caju Shantytown, Rio de Janeiro	02/06	094/06
Bolivia	Country Program Phase II: Rural Energy and Energy Efficiency Report on Operational Activities	05/05	072/05
Chile	Desafíos de la Electrificación Rural	10/05	082/05
Ecuador	Programa de Entrenamiento a Representantes de Nacionalidades Amazónicas en Temas Hidrocarbúricos	08/02	025/02
	Stimulating the Picohydropower Market for Low-Income Households in Ecuador	12/05	090/05
Guatemala	Evaluation of Improved Stove Programs: Final Report of Project Case Studies	12/04	060/04
Honduras	Remote Energy Systems and Rural Connectivity: Technical Assistance to the Aldeas Solares Program of Honduras	12/05	092/05
Mexico	Energy Policies and the Mexican Economy	01/04	047/04
	Technical Assistance for Long-Term Program for Renewable Energy Development	02/06	093/06
Nicaragua	Aid-Memoir from the Rural Electrification Workshop (Spanish Only)	03/03	030/04
	Sustainable Charcoal Production in the Chinandega Region	04/05	071/05
Regional	Regional Electricity Markets Interconnections — Phase I Identification of Issues for the Development of Regional Power Markets in South America	12/01	016/01
	Regional Electricity Markets Interconnections — Phase II Proposals to Facilitate Increased Energy Exchanges in South America	04/02	016/01
	Population, Energy and Environment Program (PEA) Comparative Analysis on the Distribution of Oil Rents (English and Spanish)	02/02	020/02
	Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera Estudio de Casos: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú	03/02	023/02
	Latin American and Caribbean Refinery Sector Development Report – Volumes I and II	08/02	026/02
	The Population, Energy and Environmental Program (EAP) (English and Spanish)	08/02	027/02

Region/Country	Activity/Report Title	Date	Number
Regional	Bank Experience in Non-Energy Projects with Rural Electrification Components: A Review of Integration Issues in LCR	02/04	052/04
	Supporting Gender and Sustainable Energy Initiatives in Central America	12/04	061/04
	Energy from Landfill Gas for the LCR Region: Best Practice and Social Issues. (CD Only)	01/05	065/05
	Study on Investment and Private Sector Participation in Power Distribution in Latin America and the Caribbean Region	12/05	089/05
GLOBAL			
	Impact of Power Sector Reform on the Poor: A Review of Issues and the Literature	07/00	002/00
	Best Practices for Sustainable Development of Micro Hydro Power in Developing Countries	08/00	006/00
	Mini-Grid Design Manual	09/00	007/00
	Photovoltaic Applications in Rural Areas of the Developing World	11/00	009/00
	Subsidies and Sustainable Rural Energy Services: Can we Create Incentives without Distorting Markets?	12/00	010/00
	Sustainable Woodfuel Supplies from the Dry Tropical Woodlands	06/01	013/01
	Key Factors for Private Sector Investment in Power Distribution	08/01	014/01
	Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects	06/03	035/03
	Monitoring and Evaluation in Rural Electrification Projects: A Demand-Oriented Approach	07/03	037/03
	Household Energy Use in Developing Countries: A Multicountry Study	10/03	042/03
	Knowledge Exchange: Online Consultation and Project Profile from South Asia Practitioners Workshop. Colombo, Sri Lanka, June 2-4, 2003	12/03	043/03
	Energy & Environmental Health: A Literature Review and Recommendations	03/04	050/04
	Petroleum Revenue Management Workshop	03/04	051/04
	Operating Utility DSM Programs in a Restructuring Electricity Sector	12/05	058/04
	Evaluation of ESMAP Regional Power Trade Portfolio (TAG Report)	12/04	059/04
	Gender in Sustainable Energy Regional Workshop Series: Meso-American Network on Gender in Sustainable Energy (GENES) Winrock and ESMAP	12/04	062/04
	Women in Mining Voices for a Change Conference. (CD Only)	12/04	063/04
	Renewable Energy Potential in Selected Countries: Volume I: North Africa, Central Europe, and the Former Soviet Union, Volume II: Latin America	04/05	070/05
	Renewable Energy Toolkit Needs Assessment	08/05	077/05
	Portable Solar Photovoltaic Lanterns: Performance and Certification Specification and Type Approval	08/05	078/05
	Crude Oil Prices Differentials and Differences in Oil Qualities: A Statistical Analysis	10/05	081/05
	Operating Utility DSM Programs in a Restructuring Electricity Sector	12/05	086/05
	Sector Reform and the Poor: Energy Use and Supply in Four Countries: Botswana, Ghana, Honduras, and Senegal	03/06	095/06



THE WORLD BANK



Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)
1818 H Street, NW
Washington, DC 20433 USA
Tel: 1.202.458.2321
Fax: 1.202.522.3018
Internet: www.worldbank.org/esmap
E-mail: esmap@worldbank.org