Public Disclosure Authorized

Public Disclosure Authorized

Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Program

Activity Completion Report

No. 075/87

Country: MADAGASCAR

Activity: POWER SYSTEM EFFICIENCY STUDY

DECEMBER 1987

Report of the Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Program
This document has a restricted distribution. Its contents may not be disclosed without authorization from the Government, the UNDP or the World Bank.

ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM

Purpose

The Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) was started in 1983 as a companion to the Energy Assessment Program, established in 1980. The Assessment Program was designed to identify and analyze the most serious energy problems in developing countries. ESMAP was designed as a pre-investment facility, partly to assist in implementing the actions recommended in the Assessments. Today ESMAP carries out pre-investment activities in 45 countries and provides institutional and policy advice to developing country decision-makers. The Program aims to supplement, advance, and strengthen the impact of bilateral and multilateral resources already available for technical assistance in the energy sector. The reports produced under the ESMAP Program provide governments, donors, and potential investors with information needed to speed up project preparation and implementation. ESMAP activities fall into two major groupings:

- Energy Efficiency and Strategy, addressing the institutional, financial, and policy issues of the energy sector, including design of sector strategies, improving energy end-use, defining investment programs, and strengthening sector enterprises; and

- Household, Rural, and Renewable Energy, addressing the technical, economic, financial, institutional and policy issues affecting energy supply and demand, including energy from traditional and modern sources for use by rural and urban households and rural industries.

Funding

The Program is a major international effort supported by the UNDP, the World Bank, and bilateral agencies in a number of countries including the Netherlands, Canada, Switzerland, Norway, Sweden, Italy, Australia, Denmark, France, Finland, the United Kingdom, Ireland, Japan, New Zealand, Iceland, and the USA.

Inquiries

For further information on the Program or to obtain copies of the completed ESMAP reports listed at the end of this document, contact:

Division for Global and Interregional Projects
United Nations Development Programme
One United Nations Plaza
New York, N.Y. 10017

OR

Energy Strategy, Management and Assessment Division
Industry and Energy Department
World Bank
1818 H Street, N.W.
Washington, D.C. 20433

MADAGASCAR

POWER SYSTEM EFFICIENCY STUDY

DECEMBER 1987

FOREWORD

The following report is based on the findings of a mission 1/ conducted under the Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Program. The mission visited Madagascar in March 1986 in response to a request from the Government of Madagascar, following the Madagascar Energy Assessment Study.

The purpose of the mission was to:

(a) review the condition of generating plants, distribution networks, and support services; and

(b) propose a series of action programs to improve the operational performance of existing equipments and the global efficiency of the power sector, which have been significantly affected by foreign exchange constraints in recent years, with a particular view on the use of the surplus of hydroelectricity available in certain regions.

Several international financing organizations, including the European Investment Bank, CCCE (France), the Arab Bank for Economic Development in Africa, the Swiss Government, and the World Bank, in the framework of its Energy I project, have expressed interest in co-financing the proposed program.

All projects being recommended are components of the Reference Investment Program of the power sector agreed between the International Development Association and the Government of Madagascar. However, the projects discussed here do not cover the entire investment program and, in particular, transmission investments such as the rehabilitation of the Antananarivo-Antsirabe line and the "Tana-Sud" substation project; those have already been the subject of detailed studies. Similarly, requirements related to the damages of the Volobe hydro plant (Toamasina) as a result of hurricane Honorine, which occurred after the mission, are not discussed here.

Cost estimates included in this report were used as basis of the overall investment program and are subject to refinement following more detailed review of the rehabilitation requirements.

1/ The mission consisted of Messrs. Olivier Koenig (Engineer, Economist, Mission Leader); Klaus Kimstra (Diesel Engineer); Alan Perks (Hydraulic Engineer); and Willy Pacheco (Distribution Engineer). Secretarial support was provided by Mmes. Tara Allen, Helene Talon, and Helene Ah-Kine.

ABBREVIATIONS AND ACRONYMS

ASD	Antananarivo Sales Department
c.i.f.	cost, insurance, and freight
CQ	"Carte Quittance", receipt card
DEEP	Department of Economic Studies and Planning
EDF	Electricity of France
EIP	Efficiency Improvement Program
ERP	Essential Repair Program
FIDIC	International Federation of Consulting Engineers
f.o.b.	free on board
JIRAMA	Malagasy Electricity and Water Corporation (Jiro Sy Rano Malagasy)
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development
ICS	Interconnected System
LPG	Liquified propane gas
LV	Low voltage
MIEM	Ministry of Industry, Energy, and Mines
MV	Medium voltage
O&M	Operation and Maintenance
p.u.	per unit
SOMAGI	Societe Malgache de Gestion Informatique
t	tonne
T.L.	Transmission Line
UNDP	United Nations Development Programme

CURRENCY EQUIVALENTS

Currency Unit	=	Malagasy Franc (FMG)
US$1	=	FMG 620 a/

MEASUREMENTS

Bbl	Barrel of oil 42 US gallons; 35 imperial gallons	=	0.15899 cubic meter;
BTU	British Thermal Unit	=	0.252 kilocalories
CF	cubic feet	=	0.02832 cubic meter
Gal	gallon	=	3.7853 liters
GWh	gigawatt-hour	=	1,000,000 kilowatt-hours (kWh)
K(k)	kilo	=	1,000 grams
Km	kilometer	=	0.62 mile = 1,000 meters
kV	kilovolt	=	1,000 volts
kWh	kilowatt-hour	=	1,000 watt-hours
MVA	megavolt-ampere	=	1,000 kilovolt-amperes
MW	megawatt	=	1,000 kilowatts (kW)
MWh	megawatt-hour	=	1,000 kilowatt-hours
toe	tonne of oil equivalent	=	39.68 million BTU
ton	long or short ton	=	long = 2240 pounds
		=	short = 2000 pounds
tonne	metric ton	=	2,204.6 pounds
twe	tonne of wood equivalent b/	=	0.32 toe

---

a/ Exchange rates as of March 1986. These are the rates used in the report unless stated otherwise. The Madagascar fiscal year runs from January 1 to December 31.

b/ At 25% moisture content wet basis (mcwb) per unit weight.

TABLE OF CONTENTS

		Page
I.	SUMMARY	1
	Brief Description of JIRAMA's Situation	2
	Financial Situation	2
	Operational Aspects	2
	Generation	2
	Distribution	3
	Quality of Service and Development of Electrification	4
	Support Services	4
	Proposed Action Programs	4
	Development of Sales	5
	Rehabilitation of Distribution Networks and Reduction of Distribution Costs	6
	Rehabilitation of Thermal Plants	7
	Rehabilitation of Hydro Plants	9
	Upgrading Support Services	10
	Program Costs and Timing	11
II.	DESCRIPTION OF THE POWER SYSTEM	15
	Generation Systems	17
	Transmission and Distribution Systems	18
	Demand and Supply of Electricity	19
III.	DEVELOPMENT OF SALES, TARIFF AND COMMERCIAL ISSUES	26
	Overview	26
	Tariffs	28
	The Value of Increasing the Number of Connections	31
	Connection Charge Policy	32
	General Issues and Options for Electricity Substitution in Hydro Zones	33
	Cooking	33
	Water Heating	34
	Space Heating	35
	Electric Boilers in Industry	35
	Commercial Measures for Substitution	36
	Details on Tariffs for Lighting and Domestic Uses in Antananarivo and Grand Tana	37
IV.	DISTRIBUTION SYSTEM--FINDINGS AND RECOMMENDATIONS	39
	Summary	39
	The Effects of Shortages of Materials and Equipment	39
	Materials Necessary to Complete Pending Repair Work	40
	Support Services	41
	New Connections	41
	Energy Losses and Overloaded Distribution Lines	43
	Power Losses and Voltage Drops	43
	The Need for Distribution Line Reinforcements	46
	Lack of Automation	47

Limited Lightning Protection..... 47
Reduction of Distribution Costs..... 47

V. DIESEL GENERATION--MAIN FINDINGS AND RECOMMENDATIONS..... 50
Overview..... 50
Plant Availability and Lack of Spare Parts..... 51
Age of Engines..... 52
Types of Engines..... 53
Plant Maintenance..... 54
Issues on Diesel Stations of Hydro Zones..... 54
Recommendations..... 55
Program A: Plant Rehabilitation and Rationalization of Engine Population..... 56
Program B: Upgrading Maintenance Equipment and Practices..... 56
Detailed Findings in Major Plants Visited..... 57
The Mahajanga Power Station..... 58
Economic Analysis of Mahajanga Rehabilitation..... 59
The Toliara Power Station..... 60
The Nosy-Be Power Station..... 63
Economic Analysis of Nosy-Be Rehabilitation..... 65

VI. HYDRO GENERATION..... 67
Introduction and Summary..... 67
Possible Efficiency Improvements in the Hydro Plants of the Interconnected System..... 70
Program Cost Estimates..... 72
Detailed Findings on Plants Visited..... 73
Antelomita I and II..... 73
Mandraka..... 74
Manandona..... 75
Vatomandry..... 75
Volobe..... 78

VII. SUPPORT SERVICES AND INFRASTRUCTURES..... 80
Overview..... 80
Rehabilitation of the Vehicle Fleet..... 81
Telecommunications..... 82
Technical Assistance to the Department of Economic Studies and Planning..... 83
Customer Management..... 84
Recommendations..... 86
The Meter Laboratory..... 87
Computers for Decentralized Management..... 88

Page

TABLES

1.1	Summary of Program Costs	13
2.1	JIRAMA's Basic System Characteristics (1985)	16
2.2	Size and Number of Generating Stations (1985)	17
2.3	Length of Transmission and Distribution Lines (1985)	18
2.4	Customer Growth (1971-1985)	20
2.5	Sales of Electricity (1973-1985)	21
2.6	Annual Growth Rates	21
2.7	Peak Demand and Generation in Major Centers (1984)	22
2.8	Power Generation - JIRAMA (1975-1985)	24
2.9	Growth Rates	24
2.10	Share of Hydro	24
2.11	Electricity Supply, Interconnected System (1973-1985)	25
3.1	Average Electricity Prices for Selected Customer Categories	29
3.2	Low Voltage Tariffs for Lighting and Domestic Uses for Private Customers - March 1986	37
4.1	Materials Required for Basic Repairs and for Restoring the Stock	40
4.2	Equipment and Material Requirements for 10,000 New Customers	42
4.3	Energy Losses, Interconnected System (1979-1985)	43
4.4	Distribution of Technical Losses in the Interconnected System (1984)	44
4.5	Energy Losses External Zones & Isolated Centers (1980-1984)	45
5.1	Availability of Engines and Power in the External Zone	51
5.2	Age Distribution of Diesel Engines	52
5.3	Summary of Costs and Benefits	60
5.4	Units at Nosy-Be Station	63
6.1	Madagascar's Hydropower Plants	68
7.1	Situation of the Vehicle Fleet	81

FIGURES

1.	Typical Daily Load Curves - Antananarivo (June 10-16, 1985)	23

ANNEXES

1.	Proposed Terms of Reference for Rehabilitation of Diesel Power Stations and Rationalization of the Engine Population in the Diesel Power Stations	89
2.	Proposed Terms of Reference for Upgrading of Plant Maintenance Equipment and Practices	103
3.	Proposed Terms of Reference for an Improvement Program for Hydroelectric Plants	117

4. Proposed Terms of Reference for the Modernization of the Customer Management System..... 124
5. Proposed Terms of Reference for Technical Assistance to the Department of Economic Studies and Planning..... 126
6. Proposed Terms of Reference for Telecommunication Master Plan 129
7. Estimation of Technical Losses..... 130
8. JIRAMA's Thermal Generating Stations..... 144
9. Details on the Billing Cycle in Antananarivo..... 152
10. Estimation of the Probability of Shortage in Mahajanga... 154
11. Proposed Terms of Reference for Distribution Cost Reduction Study..... 155

MAPS

IBRD 18816 Madagascar Public Power Stations and Transmission Lines
IBRD 14160R Madagascar Roadways

I. SUMMARY

1.1 For reasons which are primarily related to the general economic environment, the Malagasy Electricity and Water Corporation (JIRAMA) 1/ is operating under extremely difficult conditions.

1.2 On one hand, the demand for electricity has slowed down significantly in recent years. Although the statistics of 1985 indicate a return to growth, this leaves JIRAMA with an installed generation capacity which, in almost all large load centers, far exceeds what would be required to meet the present demand if the availability of plants was at normal levels. The financial cost of this overcapacity is significant, and the high level of operation and maintenance costs adds to financial difficulties.

1.3 On the other hand the foreign exchange constraint severely affects operation and maintenance. There are chronic shortages of parts, materials, and equipment for maintenance, repairs and system expansion, and a large part of the equipment is old and inefficient. This increases operating expenses significantly. A 1983 loan amounting to the equivalent of US$9 million has been used for the purchase of spare parts and miscellaneous repairs and equipment, but the situation is again, today, very critical. The low availability of thermal plants, which is mainly due to the shortage of spare parts, reduces the capacity actually available to a point where suppressed demand is significant in several important centers. Because of the shortage of materials and in spite of the large surplus of hydroelectricity, particularly in the Antananarivo region, many requests for connection to the electric network cannot be met.

1.4 Adding to these difficulties, a cyclone has recently caused severe damage at the hydroelectric plant of Volobe which supplies Taomasina, the country's third largest load center, and a large part of the distribution network of the city.

1.5 Without corrective actions, electricity supply is in danger of deteriorating further, reducing not only the reliability of service, which would constrain economic growth, but also the development of electrification, which has a particularly high value in regions that presently enjoy a large surplus of hydroelectricity.

1/ The acronym of its Malagasy name, Jiro Sy Rano Malagasy.

Brief Description of JIRAMA's Situation

Financial Situation

1.6 Overcapacity in generation results in large fixed costs, in particular debt service, in relation to the volume of sales. The large installed generating capacity also implies high operation and maintenance costs. In particular, the capacity of diesel plants available in hydro zones amounts to some 55.6 MW, or almost half of JIRAMA's thermal capacity, even though they are hardly used due to the hydro surplus.

1.7 For generation, overcapacity has allowed JIRAMA, for a time, to postpone maintenance and repair expenditure. This possibility, however, has reached its limits. Maintenance delays now imply the risk of more severe damages and, ultimately, increased costs. The reduced availability of the most efficient units also increases fuel expenditures by imposing a high use of the less efficient ones. Lack of funds for the replacement of obsolete units also increases maintenance and fuel expenditures.

1.8 One major consequence of this combination of high fixed costs, depressed demand, and relatively high O&M costs is the rather high level of tariffs necessary to cover costs. This, together with a significant tax added to the selling price, does not help the development of sales while, in fact, the marginal cost of an increase in electricity generation is, and will remain for several years, relatively low, and practically nil in surplus hydro zones. In the Antananarivo region, peak demand would have to grow at 6% p.a., against the actual rate of 4.6% p.a. between 1976 and 1985, to reach by 1995 the level of hydrocapacity currently available under average hydrological conditions. If energy generation were to grow at that same pace it would still be, in 1995, 33% below the potential hydro generation.

Operational Aspects

1.9 The lack of spare parts, material, and equipment affects virtually every aspect of JIRAMA's operations. JIRAMA's good operational guidelines can hardly be applied under the present circumstances. It is important, however, that the problems encountered at the level of operation and maintenance do not appear to be caused by a lack of human resources. In fact, the high motivation and professionalism of the staff is a significant asset considering the very tight constraints under which JIRAMA operates.

Generation

1.10 The availability of thermal units is very low. A number of engines are immobilized and waiting for spare parts. As a consequence, available engines are kept running, without preventive maintenance, much beyond the normal standards. This, in turn, increases the risk of major

and costly breakdowns. To avoid that risk, some engines are operated at reduced levels, which, in turn, reduces fuel efficiency. The lack of original spare parts implies frequent recourse to repairs of damaged parts, and, overall, maintenance costs per kWh are high. The old age and lightweight design of some of the units also increase the outage rate and operating costs. For units fired by heavy fuel, which are used in major load centers such as Mahajanga and Toliara, equipment for fuel storage, control, and treatment are insufficient. This causes high outage rates and risks of engine damage, and added to some fuel supply problems, implies the use of a significant quantity of gasoil. In recent years the latter was used for significantly more than 25% of total generation at Mahajanga and Toliara, whereas most of the generation should have been provided by heavy fuel, at a significantly lower cost.

1.11 Due to the low availability of plants, capacity margins in thermal centers are much lower than they may seem by comparing installed capacity and peak demand. For example, in Nosy-Be, where there are seven engines representing 2,230 kW installed for a peak of 1,300 kW, only three engines representing 1,105 kW were in operating condition at the time of the mission. There are electricity shortages in Mahajanga, even though installed capacity represents more than 2.5 times peak demand.

1.12 Hydro power generating stations are generally well-kept. Maintenance and outages are generally less of a problem with hydro stations than with thermal stations. Although shortages of spare parts exist, many of the problems encountered arise from old age: Volobe, Manandona and Antelomita date back to the 1930s. Mandraka is 30 years old. Appropriate monitoring instrumentation is needed in view of the age of the equipment. Some civil work on dams is required and several turbines and transformers need to be repaired to achieve the rated capacity of the hydro stations.

1.13 Hydro stations are generally far from consumption centers. Judging from the case of Volobe, much could be gained by improving the reliability of transmission lines, particularly by better lightning protection, and by reducing line losses. A good reliability of transmission lines would probably significantly reduce the size of the required thermal backup.

Distribution

1.14 Lack of material, equipment, and vehicles greatly impairs operation, maintenance, and repair work, as well as the connection of new customers. Stocks are at extremely low levels, which forces emergency repairs which do not necessarily correspond to the least-cost solution.

1.15 Sample analysis undertaken by the mission showed high loss rates and voltage drops at peak time on some major feeders. Insufficient protection of networks against lightning, lack of automation, and limited telecommunications increase the frequency and duration of outages.

Quality of Service and Development of Electrification

1.16 The previous sections on generation and distribution have pointed out the effects of the present situation on quality and reliability of service. The role that suppressed demand might have played in the slowdown of sales has not been fully analyzed. There is, however, clear evidence of economic loss for some industries and of foregone income for JIRAMA in various zones. For instance, the mission estimates suppressed demand in Mahajanga at approximately 3% of sales.

1.17 Electricity is available to only 6% of Malagasy households. Shortages of distribution material more than a lack of demand has severely limited the connection of new customers in recent years. The number of annual connections in the last four years (about 3,000) was less than half of what it was during the previous six years, and about 10,000 pending applications cannot be filled because of lack of equipment. The growth rate of electricity customers (2.5%) is currently lower than that of population (about 3%).

Support Services

1.18 Support services also need significant upgrading. Almost one-third of JIRAMA's vehicle fleet is out of service either because of the age of many vehicles or because of the shortage of spare parts. Telecommunication equipment is old and should be upgraded to allow efficient operation as well as prompt intervention in cases of emergency, reducing the duration of outages. The Meter Laboratory is very well managed and fulfills an important role in the control of non-technical losses but it is short of equipment to perform its function most efficiently. There is also a crucial shortage of computer equipment while, for example, software for tight inventory management would be most valuable under the present circumstances. The customer management system, computerized 20 years ago and subcontracted to an external company, is cumbersome and outdated, and should be thoroughly improved. In Antananarivo, JIRAMA's offices are spread among 17 different buildings.

Proposed Action Programs

1.19 On the basis of these findings, the mission has prepared, with the help of JIRAMA, a series of action programs to improve the economic and financial efficiency of the power sector. These improvements will result from:

(a) the development of sales,

(b) the reduction of costs, and

(c) the strengthening of support services.

1.20 The present situation is characterized by a combination of excess supply, particularly in hydro zones, and unmet demand due to either limited resources for distribution investments or to a low availability of thermal stations. The programs proposed for the connection of new customers, and promoting the substitution of hydro electricity for imported fuels, as well as the improved reliability of plants and networks, would suppress these bottlenecks and would contribute to the following objectives:

(a) reducing the country's foreign exchange needs by substituting excess hydroelectricity for imported fuels for some energy uses;

(b) utilizing the overcapacity in generation to improve access to electricity and meet the large number of pending requests for connection;

(c) providing a better environment for economic growth by improving the reliability of supply in regions served by diesel stations; and

(d) improving JIRAMA's financial situation.

1.21 Given the large proportion of fixed costs, the development of sales will, in itself, contribute significantly to a reduction in the average cost per kWh sold. But efficiency improvements will accelerate this reduction by:

(a) reducing fuel costs;

(b) reducing maintenance costs;

(c) reducing the costs of distribution and customer connections; and

(d) postponing future expansion investments by improving the availability and performances of existing equipment.

1.22 The upgrading of support services is essential to cope with the growth of the power sector. Better support services will also contribute to a reduction of costs and to improvements in the quality of service.

Development of Sales

1.23 Given the gap that presently exists between tariffs and short-run marginal costs due to generation overcapacity, the rates of return on new connections are particularly high. In view of the number of pending requests, JIRAMA would have no difficulty, with adequate financing, in connecting 6,500 customers per year, a level that has been achieved in the past, instead of the 3,000 connections effected annually during the

last four years. That level could certainly be maintained in the future with more flexible policies concerning connection charges, such as payment in several installments. A rate of 6,500 customers per year remains a moderate objective. It corresponds to a growth rate of 4.5% p.a., or somewhat more than the growth of population for the country as a whole but still slightly lower than the growth rate of urban population, which is estimated at about 5%. This objective would involve an investment in distribution equipment of about US$2.7 million per year for the next three years plus a local installation cost of about US$0.5 million per year.

1.24 The surplus of hydro electricity in the Antananarivo region alone is equivalent to one-third of the Malagasy consumption of petroleum products in 1983, excluding the transportation sector. This represents a large potential source of foreign exchange savings. In hydro regions, electric storage water heating, electric cooking in the commercial sector and the use of high efficiency rice cookers in the residential sector should yield savings on imported fuels that outweigh, by far, the cost of the equipment needed, and the cost of the distribution reinforcements that may be necessary. Support should be given to the study and promotion of these forms of substitution. The temporary conversion of some industrial boilers to electricity would allow JIRAMA to quickly obtain foreign exchange savings and profit from the hydro surplus. According to a recent feasibility study, the payback period for such conversions could be less than two years. The most attractive of these conversions, which are compatible with the size of the available surplus, would require an investment of US$1.5 million in foreign exchange, and about US$0.5 million in local costs.

Rehabilitation of Distribution Networks and Reduction of Distribution Costs

1.25 Many parts of the distribution network need repair and stocks should be upgraded. A failure to do so would result in increased outages with associated economic losses and loss of income for JIRAMA, as well as in an increased risk of damage to the distribution equipment. The mission recommends the financing of US$2.9 million worth of material that is necessary to bring stocks to an adequate level and effect urgently needed repairs. An itemized list of materials has been prepared by JIRAMA and reviewed by the mission.

1.26 Generation overcapacity and more ambitious commercial objectives would imply that distribution will account for a large share of investment in years to come. Increasing the pace of connection of new customers will be even more attractive if distribution and customer connection costs are reduced. Among other things, one possible cost reduction measure would be the elimination of tariffs according to type of use in the residential sector. This would make it possible to recover enough metering installations (including circuit breakers) to connect more than 10,000 customers as well as to replace defective equipment. That alone would reduce the total cost of connecting new customers by

about 16%. Another option that needs to be studied would be an optional simple tariff for small customers to allow a further reduction in the cost of meter and circuit breaker installations.

1.27 For the electrification of new, primarily suburban zones, a series of actions can reduce distribution costs:

(a) optimized design;

(b) optimized equipment standards;

(c) improved installation techniques; and

(d) measures to accelerate customer growth in new electrified zones.

JIRAMA has already taken several steps towards reducing distribution costs, such as increasing the use of pole mounted transformers and wood poles. A specific electrification project (pilot project), in the framework of which these general issues will be addressed, has been selected with JIRAMA. It is expected that the discounted cost per customer can be reduced by 15% to 20% by the combination of such measures. The total cost of this project is estimated at about US$180,000 including technical assistance, materials, and installation.

Rehabilitation of Thermal Plants

1.28 Rehabilitation of thermal plants would improve operational efficiency considerably by increasing the availability of diesel units, reducing fuel and maintenance costs and prolonging the life of equipments. The proposed program has two components:

(a) A program of rehabilitation and rationalization of engine population:

(i) rehabilitation of Mahajanga, Toliara, Nosy-Be;

(ii) rationalization of engine population by transfer, retirement or replacement of the engines that have exceeded their economic life span;

(iii) repair or replacement of engines at small stations (less than 1 MW);

(iv) rehabilitation of other large stations (Antsiranana, Taomasina, Interconnected Zone) and conservation measures for the diesel units of hydro surplus zones; and

(v) study of a new station in Nosy-Be.

(b) A program for upgrading plant maintenance equipment and practices:

(i) upgrading the stock of spare parts;

(ii) provision of fully equipped, mobile maintenance units;

(iii) provision of software for plant monitoring, maintenance, and inventory management; and

(iv) improved plant monitoring equipment and repair techniques.

1.29 These two programs are entirely complementary and would be implemented in parallel. The second program aims at providing durability to the benefits that will result from the first one, and the provision of trucks, fully equipped for engine repairs will also be essential to rehabilitate small stations. Given the high degree of urgency of this program, the extent of potential benefits, and scope of work required, the hiring of a consulting firm to provide assistance and cooperate with JIRAMA on all phases (preparation and implementation) of this program is recommended.

1.30 Rehabilitation of the stations of Mahajanga, Toliara, and Nosy-Be stations should receive first priority. The rehabilitation of Nosy-Be includes the installation of a new unit and the design of a new station. Taking into account the cost of upgrading the stocks of spare parts, and with very conservative estimates of benefits in terms of reduced fuel costs, reduced maintenance costs, and increased income from reduced outages (which does not cover the full economic value of reduced outages) the rates of return of the rehabilitation of these three stations are between 20% and 50%.

1.31 For smaller stations (less than 1 MW), many improvements would result from rationalizing engine mixes to better match local load curves and by replacing obsolete engines. Given the possibilities offered by the exchange of engines between stations, and the higher availability of new engines, the capacity of new engines needed to provide the same service would be about half that of the retired engines. Considering that the new engines would provide the largest share of generation under very efficient conditions, the potential benefits are significant, both in terms of fuel (-40 g/kWh) and in maintenance (-50%). Although Nosy-Be is not a small station, it provides a good example of the value of replacing engines that have passed their economic life.

1.32 Of the other large stations, only Antsiranana operates on a continuous basis. All others are in hydro zones and are hardly used (except Taomasina until the hydro station of Volobe returns into operation). In this context, measures to be applied should aim essentially at providing the longest possible life to this equipment at the lowest possible cost in terms of operation and maintenance. Retire-

ment of the older units should be considered and conservation measures should be applied to the other ones.

1.33 Upgrading the stock of spare parts is essential for providing prompt and efficient repairs, reducing outages and ultimately reducing maintenance costs. Although this requires a significant investment (US$2.5 million) the annual economic cost of this immobilized capital is significantly lower than the benefits that would be achieved.

1.34 Given the importance of distances in Madagascar, the provision of mobile maintenance units in each of the eight regional centers would considerably improve the efficiency of maintenance operations. In addition to maintenance equipment, these units should be equipped with stand-by generators to provide power while station engines are out of service for maintenance.

1.35 The maintenance program would also involve the provision of equipment, tools, and instrumentation for improved monitoring of plant conditions, as well as computer software for maintenance management and inventory control. The proposed program would also provide overseas training of five members of JIRAMA's staff on modern design, operation, and maintenance practices for diesel stations.

Rehabilitation of Hydro Plants

1.36 Studies for the repair of Volobe, which has been damaged by a cyclone, are underway and the work discussed here mainly concerns the older stations of the Antananarivo region. Given the present overcapacity in that region, efficiency improvements would bring few benefits in the immediate future. However several repairs are necessary to preserve the integrity and reliability of the plants, which have some very old components for which replacement parts are hard to find. In the medium-term, since Andekaleka, the largest and newest hydro plant is a run-of-the-river, base load plant, an increase in the peaking capacity of storage-type plants, like Antelomita and Mandraka would be extremely valuable. Additional capacity and efficiency on the order of 8% may be obtained at little cost with measures such as the replacement of runners with high efficiency ones and rewinding of generators. In addition, the feasibility of further increasing the peaking capacity deserves to be examined, since this may entail few extra costs compared to the major replacements that may be needed in the coming years. Short-term measures will have to be devised in the framework of these medium-term options.

1.37 The present overcapacity provides room for undertaking works that may require partial or total shutdown of the plants without incurring major penalties. Such would be the case for the enlargement of the canal at Mandraka, whose capacity limits the plant output to 20 MW against a potential of 24 MW. The savings in fuel cost alone that might otherwise be incurred, in the future, at peak time, would be more than twice the annual economic cost of the investment needed to enlarge the canal.

1.38 Determining the appropriate timing, and trade-offs between short and medium-term benefits, are important issues which will have to be examined carefully in the preparatory phase of the program.

1.39 The proposed program includes full inspection of the plants and associated transmission lines:

(a) to devise and implement the Essential Repair Program (ERP) needed in the short-term to preserve the integrity and economic life of the hydropower plants of the interconnected system;

(b) to assess the feasibility, costs, and expected benefits of possible future measures to increase the efficiency or peaking capabilities of the plants and evaluate appropriate timing of the works;

(c) to establish minimum desirable levels of spare parts; and

(d) to advise on the desirable courses of action at the smaller stations of Vatomandry and Manandray.

The proposed program would also provide training on technology, operation and maintenance of hydro plants.

Upgrading Support Services

1.40 The program to improve support services would include the following:

(a) rehabilitation of the vehicle fleet;

(b) rehabilitation of the telecommunications system;

(c) technical assistance for the newly constituted Department of Economic Studies and Planning;

(d) modernization of the billing and customer management system;

(e) additional equipment for the meter lab; and

(f) computer equipment for regional centers.

1.41 The largest component is the rehabilitation of the vehicle fleet (US$1.75 million). This is essential to improve operational efficiency in general, and to the implementation of the other programs, particularly the rehabilitation of distribution networks and the connection of new customers.

1.42 The rehabilitation of the telecommunications system is indispensible for efficient operation in general, network repairs, and for reducing the duration of outages in cases of emergency.

1.43 JIRAMA has recently consolidated all activities related to system planning, economic studies, statistics, tariff studies, within a new department. Procedures, methods, and computer software must be put into place. A two- to three-year technical assistance program has been requested by JIRAMA.

1.44 JIRAMA's computerized billing system was introduced 20 years ago. It relies heavily on punched cards and involves many transfers of paper and punched cards between JIRAMA and the company in charge of the computer work. These time-consuming procedures can be sources of deterioration of documents, losses or errors. The time needed between meter reading and the presentation of the bill is extremely long. The purchase of a new computer for JIRAMA's Antananarivo sales department is underway. This will allow a significant modernization of the billing system, and of the customer management system in general. Assistance is sought on the development of the software needed for this modernization.

Program Costs and Timing

1.45 The following table summarizes the costs of the various programs. Most of these programs aim at improving the operational efficiency of the power sector, reducing operating costs, and meeting the present demand adequately. As such their implementation, which is not sensitive to the evolution of demand, should not extend over more than three years.

1.46 The connection of new customers is an expansion investment, even though it aims primarily at reducing the waiting list of requests for connections and at making use of the surplus of generation capacity, especially hydro, available in certain regions. It would also have a very positive impact on JIRAMA's finances. The investment proposed here (one-fourth of the total program cost), is well within JIRAMA's implementation capacity and, as mentioned previously, still reflects financial constraints since it would merely allow JIRAMA to maintain the average electrification ratio in urban areas.

1.47 The precise timing of possible upgrading of peaking capacity of the hydroplants of the Antananarivo region could only be defined precisely after a detailed feasibility study which should be undertaken rapidly and the analysis of the least-cost expansion plan, one important parameter being the extent and duration of required plant outage. Relatively limited improvements such as the replacement of turbine runners, transformers, and rewinding of generators (as assumed in the cost estimate below) could practically be implemented "as demand requires," that is, not before 1990.

1.48 One-third of the cost of proposed programs is devoted to thermal generation, which reflects the priority to be given to this sector (although for hydro surplus zones, focus should be placed on preservation measures, rather than rehabilitation). Training, equipment and software for maintenance, and plant monitoring and inventory will

contribute to the increase, and provide durability to the benefits of investments proposed for rehabilitation and initial upgrading of the stock of spare parts. However, a progressive return to the present situation will be avoided only if adequate funds are subsequently available to permit the timely replacement of the parts consumed.

Table 1.1: SUMMARY OF PROGRAM COSTS
(US$'000--Taxes not included $ - 1986 Prices)

Component	Local	Foreign	Total
Program 1. Diesel Generation			
Diesel Rehabilitation and Rationalization of Engine Population			
Overall Project Management and Preparation	12	400	412
Toliara	91	304	395
Mahajanga	93	442	535
Nosy-Be	87	606	693
Small Stations (<1 MW)	558	1,263	1,821
Large Stations (>1 MW)	231	561	792
New Nosy-Be Station	283	1,598	1,881
Total	1,355	5,174	6,529
Upgrading Plant Maintenance Equipment and Practices			
Upgrading stock of spare parts a/	3	2,574	2,577
Computerized maintenance management system	10	295	305
Mobile maintenance units	57	2,140	2,197
Improved monitoring and repair techniques	15	333	348
Sub-total	85	5,342	5,427
Overall project coordination	--	190	190
Total	85	5,532	5,617
Program 2. Hydro Generation			
Essential Repair Program - Study of improvements			
Antelomita	110	1,165	1,275
Manandona	65	555	620
Study and preparation	2	138	140
Total	177	1,858	2,035
Study includes advice on small stations			
Future Efficiency Improvements (timing to be defined)			
Mandraka Canal	370	160	530
Other	130	3,500	3,630
Total	500	3,660	4,160

a/ Spare parts include approximately the following amounts for major stations: Mahajanga, 640; Toliara, 350; Nosy-Be, 70.

Note: Local costs are converted on the basis of the exchange rate prevailing at the time of the mission, US$1 = FMG 620.

Source: Mission estimates.

Component	Local	Foreign	Total
Program 3. Distribution			
Materials for rehabilitation and stocks		2,900	2,900
Cost reduction project (Pilot Project)	20	160	180
Total	20	3,060	3,080
Program 4. Development of Sales			
Connections (6,500 per year x 3 years)	1,450	8,100	9,550
Market and load research a/	10	100	110
Industrial boilers	500	1,500	2,000
Total	1,960	9,700	11,660
Program 5. Strengthening of Support Services			
Renewal of vehicle fleet	5	1,750	1,755
Communications	15	435	450
Technical assistance planning department		750	750
Customer management system	30	770	800
Computers for regional management		100	100
Meter lab		150	150
Total	50	3,995	4,005

a/ These studies could be included in the technical assistance program for the Department of Economic Studies and Planning (demand forecast component).

Source: Mission estimates.

II. DESCRIPTION OF THE POWER SYSTEM

2.1 JIRAMA, a state enterprise established by decree in 1975 owns and operates all public electricity and water supply facilities in Madagascar. Its eight-man Board of Directors is appointed by the Government and includes four members from various ministries. JIRAMA operates under the jurisdiction of the Ministry of Industry, Energy, and Mines (MIEM); day-to-day management is the responsibility of the General Manager, also appointed by the Government.

2.2 With an estimated population of almost 10 million and a total land area of 587,000 km^2, population density in Madagascar is only about 16 inhabitants per km^2. Of the estimated 120,000 customers 2/ served by JIRAMA, about 60% are in the Antananarivo-Antsirabe region (Interconnected Zone). The remaining customers are distributed throughout the country and are served by relatively small transmission and distribution networks fed by local generating stations installed in major cities and towns. IBRD Map No. 18816 shows the location of all major hydro and thermal generating stations and transmission lines as of March 1986.

2.3 From an operational point of view the electrical system of Madagascar can be divided into three main areas:

(a) The Interconnected Zone, which covers the regions of Antananarivo and Antsirabe and their environs. This area contains 58% (127 MW) of the country's generation capacity and accounts for about 63% of the country's electricity consumption. A network of more than 500 km of transmission lines connects seven generating stations with the five distribution substations of the interconnected system. These substations supply electricity to the most densely populated area of Madagascar via approximately 1,160 km of medium voltage distribution lines and 1,460 km of low voltage lines;

(b) The Isolated Centers, comprising eight centers, located within the area covered by the interconnected system that are too remote or too small to justify connection to the main system. Each of these smaller systems has its own generation, transmission and distribution facilities. The total installed capacity is only about 2 MW and consists entirely of diesel

---

2/ The number of low voltage customers or "abonnés" in JIRAMA's statistics refer to the number of kWh meters in service, which is higher than the number of customers, since different types of uses in the same household often require the installation of two meters. The number of meters was 138,416 by the end of 1985.

units except for two hydro plants which account for 106 kW. Sales in these eight centers account for only 0.5% of the country's total. The transmission and distribution of electricity is carried out via 15 km of medium voltage lines and 125 km of low voltage lines; and

(c) The External Zones, which are outside of and far from the interconnected system. There are five regional units, and each one is divided into sectors. The total number of sectors is 46, all but four of which operate in isolation from each other. The total installed capacity of the External Zones is 90 MW and sales amount to 36% of Madagascar's total. Transmission lines do not exceed 100 km in length, and are only used to connect hydroelectric plants to local load centers. The distribution circuits are composed of more than 450 km of medium voltage lines and 890 km of low voltage lines.

2.4 JIRAMA currently employs some 4,200 people, approximately two thirds of whom are assigned to electric power operations; the remaining third works in the water supply sector. Since there are about 120,000 electricity customers, the number of customers per employee is about 43.

2.5 The main characteristics of JIRAMA's electric power system are presented in Table 2.1.

Table 2.1: JIRAMA'S BASIC SYSTEM CHARACTERISTICS (1985)

	Interconnected Zone	Isolated Centers & External Zones	Total Country
Installed Capacity (MW):			
Diesel	34.5	78.9	113.4
Hydro	92.4	13.1	105.5
TOTAL	126.9	92.0	218.9
Annual Gross Generation (GWh):			
Diesel	2.2	119.4	121.6
Hydro	233.1	28.0	261.1
TOTAL	235.3	147.4	382.7
Frequency			50 Hz
Peak Demand (MW)	48.84	29.2 a/	78.0 a/
Peak Power Factor	0.85	---	---
Load Factor	0.55	0.58	0.56
Number of Customers:			
High and Medium Tension (contracts)	415	245	660
Low Tension (meters)	87,127	50,629	137,756
Sales (GWh)			
High and Medium Tension	130.7	82.5	213.2
Low Tension	73.5	43.3	116.8
TOTAL	204.2	125.8	330.0
Losses (Percent of Net Generation)	11.4%	--	--

a/ Sum of maximum demands of independent electrical systems.

Source: JIRAMA data and mission estimates.

Generation Systems

2.6 The total installed capacity is of 218.9 MW; hydroelectric plants account for 105.5 MW, and diesel plants for 113.4 MW. The size, number, and installed capacity of the stations are summarized by area in Table 2.2.

Table 2.2: SIZE AND NUMBER OF GENERATING STATIONS (1985)
(kW)

Installed Capacity	≤100	≤300	≤1,000	≤5,000	>5,000
Interconnected System					
Number of Diesel Stations	---	---	---	---	3
Installed Diesel Capacity	---	---	---	---	34,500
Number of Hydro Stations	---	---	---	1	3
Installed Hydro Capacity	---	---	---	1,600	90,800
Isolated Centers					
Number of Diesel Stations	2	2	3	---	---
Installed Diesel Capacity	96	456	1,282	---	---
Number of Hydro Stations	2	---	---	---	---
Installed Hydro Capacity	106	---	---	---	---
External Zones					
Number of Diesel Stations	15	13	10	5	4
Installed Diesel Capacity	834	2,419	6,252	13,425	54,100
Number of Hydro Stations	---	1	1	---	2
Installed Hydro Capacity	---	170	450	---	12,360

Total number of Diesel Stations: 57
Installed Diesel Capacity: 113,364 kW
Total number of Hydro Stations: 10
Installed Hydro Capacity: 105,486 kW

Total Installed Capacity: 218,850 kW

Source: JIRAMA.

2.7 The Interconnected Zone has the largest installed hydro and diesel units. The Interconnected Zone's hydroelectric capacity totals 92.4 MW, of which 58 MW corresponds to the two 29-MW units of Andekaleka commissioned in 1982.

2.8 Of the eight Isolated Centers, six obtain their power exclusively from diesel units, one from both hydro and diesel stations, and the last one exclusively from a hydroelectric installation. The total installed capacity of these eight smaller systems is only 1,940 kW, including only 106 kW of hydro.

2.9 The External Zones have a total installed capacity of 90 MW which is made up of 77 MW diesel and 13 MW hydro. The main hydroelectric plants are Volobe (6.8 MW) in Taomasina and Namorona (5.6 MW) in Fianorantsoa, and they account for the quasi-totality of the hydro capacity of the External Zones. Of the 46 sectors of the External Zones, forty are serviced exclusively by diesel units. Five major cities account for 88% of installed capacity (Mahajanga, 25.7 MW; Toamasina, 26 MW; Toliara, 14.9 MW; Fianarantsoa, 8.6 MW; and Antsiranana, 4.2 MW).

2.10 In addition to the public supply system, self-generation facilities are estimated at 62 MW of thermal units and 10 MW of hydro. Sugar mills account for about 28 MW, in the form of bagasse-fueled steam units used during the crop season. The rest is used for standby purposes in areas supplied by JIRAMA, or by small industries in regions not served by JIRAMA.

Transmission and Distribution Systems

2.11 Table 2.3 summarizes the lengths of transmission and distribution lines installed in the three main areas of the electric system by voltage level.

Table 2.3: LENGTH OF TRANSMISSION AND DISTRIBUTION LINES (1985)
(In km)

Voltage	Interconnected System	Isolated Centers	External Zones	Total
138 kV	276	--	--	276
63 kV	221	--	38	259
35 kV	179	--	58	237
30 kV	80	--	--	80
15-20 kV	674	2	213	889
5 kV	232	13	242	487
Low Voltage Insulated	863	38	505	1,406
Low Voltage Bare Wire	601	86	389	1,076

Source: JIRAMA.

2.12 Although the 138 kV and 63 kV voltages are used exclusively for transmission lines, the 35 kV, 30 kV and 20 kV voltages are used for both transmission and distribution. In the Interconnected Zone, for example, two of the generating stations--Antelomita and Mandroseza--are linked by 20.6 km of 35 kV transmission line.

2.13 The capital, Antananarivo, is surrounded by a 35 kV circuit, 27.4 km long, which connects five distribution substations. From these substations 25 medium voltage feeders supply the city. Three of these feeders operate at 35 kV, and 22 at 5 kV. Nearby zones, referred to as the "Grand-Tana" area, are fed by a 20 kV distribution network.

2.14 The distribution networks in the eight isolated centers are fed directly from generators, usually at 5 kV, 15 kV or 20 kV levels. In the External Zones there are two local transmission lines. The first one is a 60 kV line, 38 km long, which links the Namorona and Manandray hydro plants to nearby consumption centers. The second is a double 35 kV line, 58 km long, between Volobe and Toamasina.

2.15 JIRAMA is considering the possibility of reinforcing the interconnected network to increase its power exchange capability and service reliability. A feasibility study on the rehabilitation of the 63 kV line linking Antananarivo and Antsirabe has just been completed.

2.16 Demand growth in the capital will require reinforcement of the lines that feed the rim circuit that surrounds the city. There are two infeed points at present. JIRAMA is considering the construction of a third infeed point by adding a 63 kV, 20 km long transmission line that would connect Ambohimanambola and the new Tana-Sud substation.

2.17 Low voltage distribution networks are fed from primary lines mostly via centrally located three-phase distribution transformers, according to a classical European design. Steps toward normalizing the low voltage supply at 220/380 volts have already been taken, but several parts of the network, particularly in older sections of the cities, still operate at 110 volts.

Demand and Supply of Electricity

2.18 The growth of the number of customers since 1971 in the three areas of the electric system is given in Table 2.4. The figures correspond to the number of low voltage meters plus the number of medium and high voltage contracts.

Table 2.4: NUMBER OF JIRAMA'S CUSTOMERS (1971-1985)

Year	Interconnected System	Isolated Centers	External Zones	Total	Yearly Increase	% Growth
1971	46,338	1,432	19,698	67,468	4,532	7.8
1973	50,784	1,604	23,274	75,662	4,097	6.1
1975	56,248	1,932	26,685	84,865	4,602	6.1
1977	63,689	2,183	33,398	99,270	7,203	8.5
1979	71,462	2,228	39,216	112,906	6,818	6.9
1980	75,499	2,369	42,020	119,888	6,982	6.2
1981	79,614	2,586	44,037	126,237	6,983	5.8
1982	80,506	2,700	45,132	128,338	2,101	1.7
1983	82,337	2,780	46,266	131,423	3,085	2.4
1984	85,027	2,925	47,103	135,055	3,632	2.8
1985	87,326	3,045	48,045	138,416	3,358	2.5

Source: JIRAMA.

2.19 Customer growth diminished considerably after 1981. The connection of new customers since then has been greatly affected by the weight of the foreign exchange constraint on imports of materials.

2.20 Sales by consumer category for the interconnected system and the rest of the country are given in Table 2.5. After the drop registered between 1981 and 1982 growth has resumed during the last three years in the Interconnected Zone. In the external zones, however, demand in 1984 remained below the 1981 level; generation data for 1985, however, indicate that last year's growth in the external zones will more than make up for the decrease in demand that occurred between 1981 and 1984. The major load centers are described in Table 2.7.

Table 2.5: SALES OF ELECTRICITY (1973-1985)
(million kWh)

Area	1973	1976	1979	1981	1982	1984	1985
Interconnected System							
Medium and High Voltage	92.7	99.1	116.3	117.3	115.7	126.7	130.7
Industrial Customers	71.5	78.0a/	90.8	88.9	88.6	96.0	98.3
Administrations	10.8a/	9.8a/	10.6	13.1	11.6	14.2	15.4
JIRAMA Water Pumping	10.4a/	11.3a/	14.9	15.3	15.5	16.5	17.0
Low Voltage	45.5	47.5	56.2	64.8	64.5	73.2	73.5
Light and domestic use	33.6	35.1	42.6	50.7	52.9	61.4	61.1
Public Lighting	5.1	5.2	5.5	4.9	3.3	2.9	3.2
Motive Power	6.8	7.1	8.1	9.2	8.3	8.9	9.2
Total	138.2	146.6	172.6	182.1	180.2	199.9	204.2
Isolated Centers & External Zones							
Medium and High Voltage	38.8	55.7	71.6	80.6	80.1	75.7	82.5
Industrial Customers	32.3	48.8	59.7	69.4	69.3	64.1	69.7
Administrations	3.9a/	4.0a/	6.1	5.5	5.1	5.7	6.7
JIRAMA Water Pumping	2.6a/	2.9a/	5.8	5.7	5.7	5.9	6.1
Low Voltage	26.3	26.7	34.8	40.1	39.7	40.1	43.3
Light and domestic use	19.8	19.8	25.4	29.9	31.0	32.3	34.3
Public Lighting	3.6	3.7	5.4	4.1	2.8	1.8	2.2
Motive Power	2.9	3.2	4.	6.1	5.8	6.0	6.8
Total	65.1	82.4	106.4	120.7	119.8	115.8	125.8
Total JIRAMA	203.3	229.0	279.0	302.8	300.0	315.7	330.0

a/ Estimated.

Source: JIRAMA.

Table 2.6: ANNUAL GROWTH RATES
(%)

	73/76	76/79	79/82	82/85
Interconnected System				
Medium - High Voltage	2.3	5.8	-0.1	4.3
Low Voltage	1.5	3.9	4.7	4.7
Total	2.0	5.9	1.4	4.4
Other Zones				
Medium - High Voltage	14.5	9.5	3.8	1.0
Low Voltage	0.5	10.1	4.5	3.0
Total	4.2	9.7	4.0	1.7

Source: JIRAMA.

Table 2.7: PEAK DEMAND AND GENERATION IN MAJOR CENTERS (1984)

Area	Peak Demand	Gross Generation
Interconnected Zone	46.5 MW a/	226.2 GWh
Mahajanga	9.5 MW	55.5 GWh
Toamasina	4.8 MW	21.5 GWh
Toliara	3.4 MW	17.7 GWh
Antsiranana	2.2 MW	9.0 GWh
Fianarantsoa	1.9 MW	9.3 GWh
Nosy-Be	1.2 MW	5.5 GWh

a/ 60% in Antananarivo.

Source: JIRAMA.

2.21 At the end of 1985 JIRAMA had a total of 660 medium and high voltage consumers which accounted for 64% of total sales. In the Interconnected Zone, the two largest industrial customers account for 27.2% of total consumption (Cotona in Antsirabe [8.8%] and Papmad in Grand Tana [18.4%]). In Mahajanga the largest industrial customer accounts for 70% of sales.

2.22 Seasonal variations are minor. In the Interconnected Zone, the variation of the load throughout the day is, however, quite significant, with a rather sharp peak occurring around 7:00 p.m. Figure 1 shows typical daily load curves for the Antananarivo area. The annual load factor of the Interconnected Zone was 55% in 1985.

2.23 Table 2.8 gives details on the growth of generation during the past 10 years. The sharp drop in diesel generation in the interconnected system after 1981 reflects the commissioning of Andekaleka. The 1978 figures for hydro generation reflects a particulary dry year

2.24 With the addition of a 6,160 kW diesel unit at Ambohimanambola (1981), a 7,280 kW diesel unit at Antsirabe (1982), and two 29,000 kW hydro units at Andekaleka (1982), installed capacity in the interconnected system is currently equivalent to 2.6 times the peak demand. Table 2.11 provides details of electricity supply in this system for the period 1973-85.

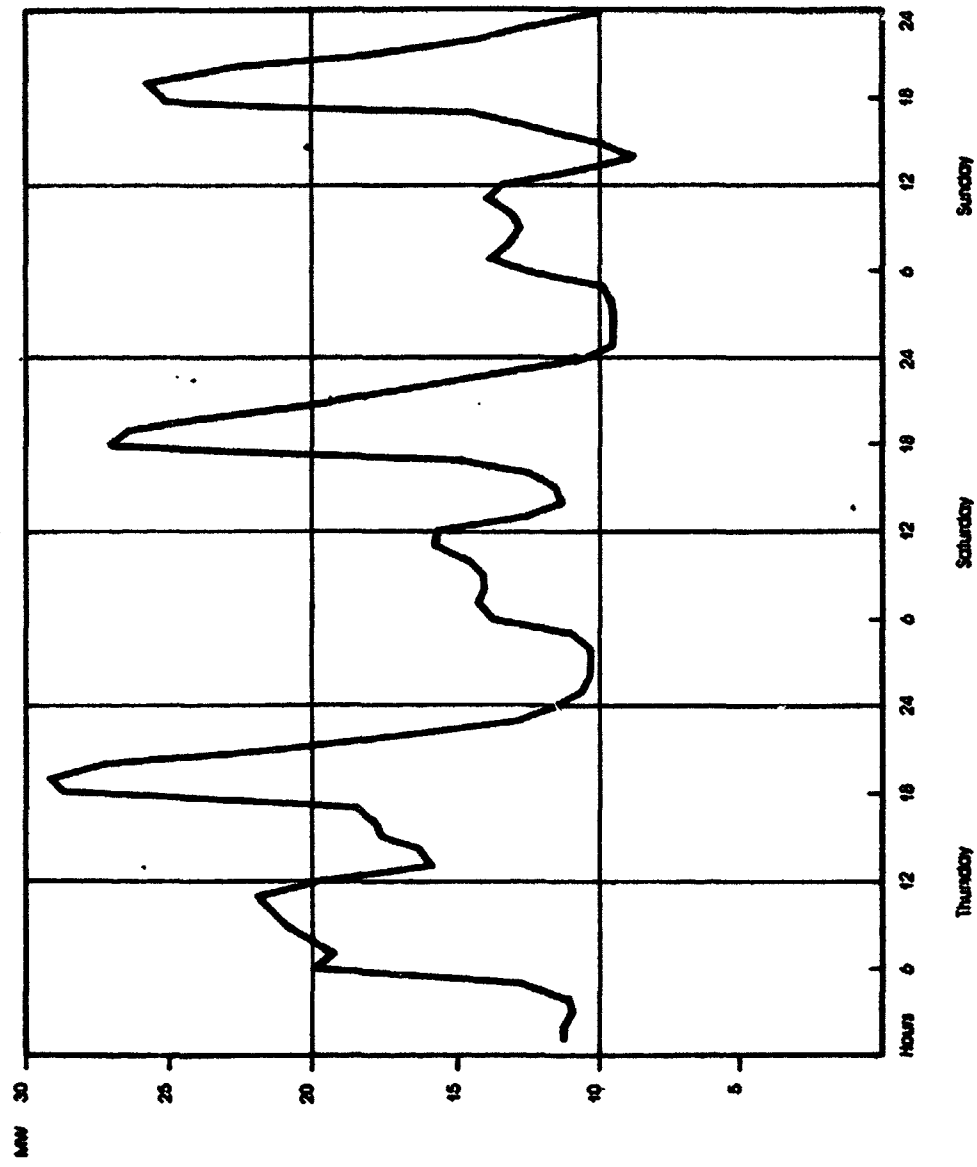


Figure 1. Typical Daily Load Curves—Antananarivo
(week of maximum peak June 10-16, 1985)

Table 2.8: POWER GENERATION--JIRAMA, 1975-1985
(GWh)

	1975	1978	1981	1984	1985
Interconnected Zone					
Total gross	155.4	176.9	201.8	226.2	235.3
diesel	0.9	80.8	76.6	2.2	2.2
hydro	154.5	96.1	125.2	224.0	233.1
Isolated Centers & External Zones					
Total gross	90.4	105.4	135.9	136.3	146.7
diesel	71.2	85.9	106.5	105.4	118.7
hydro	19.2	19.5	29.4	30.9	28.0
Total JIRAMA					
Total gross	245.8	282.3	337.7	362.5	382.8
diesel	72.1	166.7	183.1	107.6	121.6
hydro	173.7	115.6	154.6	254.9	261.1

Source: JIRAMA.

Table 2.9: GROWTH RATES
(%)

	1975-78	1978-81	1981-84	1985
Interconnected Zone	4.6	4.7	4.0	4.0
Isolated centers & external zones	5.5	9.6	0.1	7.6
Total JIRAMA	4.9	6.5	2.4	5.6

Source: JIRAMA.

Table 2.10: SHARE OF HYDRO
(%)

	1975	1978	1981	1984	1985
Interconnected Zone	99.4	54.3	62.0	99.0	99.1
Isolated centers & external zones	21.2	18.5	21.6	22.7	19.1
Total JIRAMA	70.7	40.9	45.8	70.3	68.2

Source: JIRAMA.

Table 2.11: ELECTRICITY SUPPLY, INTERCONNECTED SYSTEM (1973-1985)

	1973	1976	1979	1982	1985
Installed Capacity, MW	55.4	55.4	55.4	126.9	126.9
Dependable Capacity, MW a/	38.6	38.6	38.6	85.6	85.6
Maximum Demand, MW	30.2	32.5	38.0	44.6	48.8
Capacity Margin, MW	8.4	6.1	0.6	41.0	36.8
Capacity Margin, %	28	19	2	92	75
Firm hydro available, GWh	96	96	96	523	523
Average hydro available, GWh	143	143	143	643	643
Generation, GWh	153.2	161.6	189.8	207.5	235.3
System Load Factor %	58	57	57	53	55

a/ Largest diesel unit in maintenance and largest remaining hydro or diesel unit out of service. Also includes additional deratings of 4 MW at Mandraka and 0.8 MW at Antelomita.

Source: JIRAMA.

2.25 Since the commissioning of Andekaleka, the oil fired units of the interconnected system have hardly been used. Even after allowing a reserve capacity equivalent to one of Andekaleka's turbines and to the largest diesel unit, the capacity margin in the interconnected system exceeds 70%. The available hydro capacity alone is 80% above the peak demand of 1985, and in case of outage of one of Andekaleka's turbine at peak time, which has a low probability, there would still be 10 MW of hydroelectric reserve. Available hydro energy in the driest year (1978) is estimated to be about 523 GWh, which corresponds to more than twice the total generation of 1985. With average hydrological conditions, the hydroelectric energy available would be about 640 GWh, or 2.7 times the generation of 1985.

2.26 The situation in the External Zones and in the Isolated Centers is altogether different. Lack of spare parts and timely maintenance is seriously inhibiting the supply of electricity in some sectors. The mission estimates that only 53% of the total number of diesel engines are operational at this time. Excess installed capacity in larger cities like Mahajanga (installed diesel 25,730 kW--peak demand 9,800 kW), Toliary (installed diesel 14,900 kW--peak demand 3,500 kW), Nosy-Be (installed diesel 2,230 kW--peak demand 1,300 kW) is far from guaranteeing reliable service because of the age or present condition of some of the units, or particular difficulties related to fuel handling and treatment systems (Toliara, Mahajanga). Fianarantsoa and Taomasina, especially after repair of the Volobe dam, are two exceptions.

III. DEVELOPMENT OF SALES, TARIFF AND COMMERCIAL ISSUES

Overview

3.1 JIRAMA serves some 120,000 electricity consumers, which represents only 6% of households, and during recent years the number of customers has grown at a slower pace than population due to material shortages. About one-third of Madagascar's urban households have electricity. Consumption per customer for lighting and domestic uses is about 1,000 kWh per year in Antananarivo and 860 kWh per year in other regions, which is relatively little considering that these figures are for both commercial and domestic customers.

3.2 The present level of overcapacity has led to a situation in which tariffs must be high to cover fixed costs, while the cost of generating more electricity is, and will remain for quite some time, particularly low. The surplus of firm hydro energy in the interconnected zone is the equivalent of 30% of Madagascar's consumption of oil products in 1983 for all sectors except transport. 3/ If the ZEREN and SOPRAEX industrial plants were not operating, Fianarantsoa and Taomasina, after repair of Volobe, would also enjoy significant hydro energy surpluses (not mentioning the diesel capacity available in these two zones). In these hydro zones the marginal cost of generation will remain extremely low for some years, and a large surplus will be available during the night for an extended period of time.

3.3 The promotion of electricity through substitution of excess hydroelectricity for fossil fuels and increased electrification, has an essential role to play in turning this available capacity into an asset for the development of Madagascar, as well as strengthening the finances of JIRAMA.

3.4 An active policy of promotion of electricity may seem like an audacious proposition in view of general economic constraints and JIRAMA's financial constraints, which limit the possibility of reducing the average selling price to stimulate sales. However, from a macro-economic standpoint, the substitution of imported fuel by hydro-electricity would contribute significantly to the alleviation of the foreign exchange constraint and increase the profitability of enterprises affecting the conversion. Nor is it the lack of requests for connections that limits the growth of sales for lighting and domestic uses; reduced customer growth is largely due to supply constraints.

3/ On a thermal utilization equivalence basis, without provision for better end-use efficiency in favor of electricity.

3.5 Concerning tariffs, the growth of sales in hydro surplus zones--together with cost reduction measures--is probably the best way to hasten the time at which tariff reductions will become possible. Also, to stimulate substitution, measures at the level of investments that have to be made by the customers may be as efficient as tariff reductions. Measures at the level of tariff structures alone, such as more degressive tariffs or the reduction of night rates in hydro surplus zones, which would not change the revenue from present sales and could also stimulate electricity sales, while correctly reflecting the present structure of costs. Also, more flexible policies on connection charges, such as allowing payment over several years, could facilitate access to electricity and reduce average distribution costs.

3.6 Three major points are elaborated in the following sections devoted to tariff and commercial issues:

(a) The elimination of end-use specific tariffs according to type of use would allow JIRAMA to connect more than 10,000 customers and to replace some defective equipment, given the number of meters and circuit breakers that could be recovered from existing installations. Associated savings would exceed US$1 million;

(b) The rate of return on new connections is estimated to be 22% in Antananarivo and 32% in Mahajanga and the present waiting list for domestic connections exceeds 10,000, whereas JIRAMA's connection rate dropped from about 6,500 to 3,000 per year over the last four years. The mission therefore recommends a financing of US$8.1 million, to cover the foreign exchange cost of about 6,500 connections per year over three years. The three year budget estimate assumes the recovery of about 10,000 metering installations as suggested in (a) above. US$3.1-3.3 million per year would be required, thereafter, for the same connection rate; and

(c) The surplus of hydroelectricity represents a large potential of foreign exchange savings and support should be given to the necessary conversion investments. In Antananarivo, the investment needed for temporary conversion to electricity of some industrial steam boilers could be paid back in about two years or less, according to a recent feasibility study. Many other attractive forms of substitution seem possible, especially electric cooking in the commercial sector, storage water heating, and electric rice cookers. The mission recommends technical assistance to help JIRAMA in the technical, economic and commercial analysis of these potential markets. The financing necessary for this technical assistance would be in the order of US$100,000; in fact, this could be included in the technical assistance program for the Department of Economic Studies and Planning (study of consumption patterns).

Tariffs

3.7 JIRAMA currently has an extremely large number of tariffs that differ in structure and level from one zone to another. These tariffs were inherited from the various companies in operation prior to the creation of JIRAMA. Tariff diversity is further increased by special tariffs for administration and communal buildings with discounts that depend on region and type of tariff. Rather high taxes, particularly for industrial customers, do not help reduce these distortions. Average prices for some customer categories and regions are given in Table 3.1. As can be seen, tariffs are relatively high, and for small consumers are equivalent to more than US20¢/kWh in Antananarivo and US36¢/kWh in Mahajanga. In Antananarivo the monthly bill for 35 kWh (which is very modest) would amount to FMG 4,290, or 23% of the monthly minimum wage.

3.8 The heterogeneity of tariff structures and levels greatly complicates tariff administration and financial management. The extent to which these various tariffs provide consumers with the appropriate price signals and adequately reflect the structure of costs deserves further study. 4/ A program to progressively simplify, harmonize, and rationalize tariff structures should be implemented. Here, JIRAMA would benefit from the technical assistance proposed for the Department of Planning and Economic Studies (discussed in Chapter VII).

3.9 One of the first priorities of a tariff rationalization plan should be the elimination of low voltage tariffs according to type of use. In most zones, and notably Antananarivo, low voltage tariffs are based on at least two tariffs: one for lighting (generally a flat or lifeline kWh rate) and one for other domestic uses (generally based on declining blocks of duration of use of contracted demand (controlled by a sealed circuit breaker) or, sometimes, on a two-part tariff (Mahajanga)). In addition, low voltage motive power is billed under another tariff. Mixed tariffs for lighting and domestic uses are available in some zones, however. Time of day tariff options also exist but are in little use. (See Antananarivo and Grand Tana examples at the end of this chapter.)

4/ The mission examined only the tariffs of Antananarivo and Grand Tana. The tariffs applicable to low voltage customers are presented in Section 3.38. The structure of the medium voltage tariff is good. It includes a demand charge, night and day energy prices, a demand charge bonus for demand reduction at peak time, and bonus/penalty incentives for power factors connections. The mission visited installations of some large customers and observed the use of capacitors, with relay control in one case. The superposition of three declining blocks during day time and two at night to the degressivity resulting from the demand charge seems an unnecessary complication, however.

Table 3.1: AVERAGE ELECTRICITY PRICES FOR SELECTED CUSTOMER CATEGORIES
(FMG/kWh - March 1986)

	Average Energy Rate	Demand Charge	Service Charge	Average Price JIRAMA	Average Including Taxes	Taxes	Taxes ($)
1. Small Consumers Light & Domestic Uses							
Antananarivo (City) (T.10)	78.87	0.00	31.00	108.87	122.60	12.73	11.6
Toamasina (T.19)	117.80	30.20	19.80	167.80	177.67	9.87	5.9
Mahajanga (T.19)	125.00	49.13	37.20	211.33	218.87	7.54	3.6
Antsirabe (T.10)	73.87	0.00	23.00	96.87	103.93	7.06	7.3
Fianarantsoa (T.10)	59.20	0.00	23.47	82.67	90.00	7.33	8.9
Antsiranana (T.10)	74.07	0.00	11.60	85.67	93.33	7.77	8.9
Toliary (T.19)	96.73	0.00	12.80	109.53	116.53	7.00	6.4
2. Large Consumers Light & Domestic Uses							
Antananarivo (City) (T.10-20)	80.29	0.00	11.62	91.91	97.86	5.95	6.5
Toamasina (T.19)	117.19	23.10	4.51	144.80	153.66	8.86	6.1
Mahajanga (T.19)	124.98	36.85	6.97	168.80	175.88	7.08	4.2
Antsirabe (T.10)	90.56	0.00	8.63	99.19	105.95	6.76	6.8
Fianarantsoa (T.10)	87.45	0.00	8.80	96.25	102.36	6.11	6.3
Antsiranana (T.10)	100.88	0.00	4.35	105.23	112.85	7.62	7.2
Toliary (T.19)	91.70	5.00	5.99	102.69	110.93	8.24	8.0
3. Low Voltage Motive Power							
Antananarivo (City) (T.32)	82.37	11.93	2.00	96.30	117.09	20.79	21.6
Toamasina (T.19)	55.10	6.09	1.83	63.02	82.55	19.53	31.0
Mahajanga (T.19)	67.22	6.04	2.58	75.84	94.34	18.50	24.4
Antsirabe (T.10)	86.85	6.78	1.55	95.18	117.62	22.44	23.6
Fianarantsoa (T.10)	107.06	12.70	1.57	121.33	146.01	24.68	20.3
Antsiranana (T.10)	129.26	7.05	1.04	137.35	166.84	29.49	21.5
Toliary (T.19)	77.35	0.00	3.80	81.15	101.13	19.98	24.6
4. Medium Voltage							
Antananarivo (City)	42.31	4.53	1.18	48.02	60.97	12.95	27.0
Toamasina	28.19	5.85	5.75	39.79	51.55	11.76	29.6
Mahajanga	52.47	1.31	1.59	55.37	70.00	14.63	16.4
Antsirabe	42.60	1.59	2.80	46.99	63.77	16.78	35.7
Fianarantsoa	51.06	1.77	5.55	58.38	72.89	14.51	24.9
Antsiranana	56.07	1.70	5.60	63.37	80.93	17.56	27.7
Toliary	37.18	1.10	3.92	42.20	54.28	12.08	28.6

3.10 When a customer wants to benefit from the cheaper tariff for uses other than lighting, an additional meter and circuit breaker, as well as separate house wiring must be installed. This increases costs needlessly. In addition, experience tends to show that the appropriate application of tariffs related to type of use (e.g., the connection of lighting appliances to the appropriate circuit) is not always easy to control in practice.

3.11 The meter cost of residential tariffs related to type of use is high. The cost of a single metering installation is about US$100 (complete installation, including circuit breaker), that of a double metering installation is US$170 in single phase and US$340 in three phases. The economic cost of a double metering installation with a 12% opportunity cost of capital and 20 years depreciation would correspond to about US$23.8 per year, which is considerable since it represents almost US2¢/kWh for 1,200 kWh per year (or 12 FMG/kWh).

3.12 Eliminating double metering would bring a number of improvements. In Antananarivo and Grand Tana alone, about 10-12,000 meters and probably an equivalent number of circuit breakers could be recovered, which would allow the connection at low cost of potential customers currently not supplied because of lack of equipment. For the country as a whole, the recovery of 12,000 to 15,000 metering installations could save about US$1 million of investment in metering equipment. The elimination of the double tariff system would also reduce future meter expenditures, since a significant share of these expenditures is related only to requests for the "Domestic Uses" tariff.

3.13 In light of the diversity of tariffs in the various regions, the tariff restructuring necessary for the elimination of double metering should be examined on a case-by-case basis. The solution adopted for this first step in the global restructuring of tariffs should also contribute to the longer term objectives of more homogeneous tariff structures throughout the country, to better reflect the structure of costs, and help the promotion of electricity in hydro zones. Opportunities for reducing meter costs for small customers, particularly the component related to the differential circuit breaker, should also be examined: this would be possible by offering a simple kWh-based tariff option for small consumptions, while for a minimum of 2 or 3 kW a tariff related to the power of the circuit breaker, which has several desirable features, would be offered as is the case today.

3.14 The low voltage tariffs of Antananarivo and Grand Tana are examined in more detail at the end of this chapter. The mixed tariff used in Grand Tana is an example of tariff requiring a simple metering installation for light and other domestic uses. In parallel with the examination of the pure tariff aspects, JIRAMA should examine the possible technical or staffing implications of a meter recovery program.

The Value of Increasing the Number of Connections

3.15 A detailed estimate of the investment needed to connect some 10,000 applicants that are currently awaiting electricity service has been made in collaboration with JIRAMA. It amounts to US$480 per customer, for materials, including necessary medium voltage reinforcements (see Chapter IV). Labor and other direct and indirect installation expenses should not exceed US$75 per customer. If tariffs according to type of use were phased out, meters and circuit breakers would be recovered from existing installations, and the cost, excluding installation, would be about US$400. Witn a connection charge equivalent to US$75 paid by the customer, this would leave a net cost of US$400 for JIRAMA. In Antananarivo, assuming a consumption of 500 kWh in the first year (40 kWh/month, which is modest) the annual bill under the lighting tariff would amount to the equivalent of US$97 (excluding taxes, and with a service charge corresponding to 10 amps). Deducting metering and billing costs leaves a net of about US$88, given that the cost of additional generation is zero. This would mean a first-year return of 22% and a payback period of about four years, assuming no increase of consumption beyond the modest level assumed for the first year. In Mahajanga the annual bill for the same consumption would be about US$176. The net margin after deduction of fuel (taxes included) and annual customer related costs would be the equivalent of US$127, which would mean a first year return of 32% and a payback period of about three years. 5/

3.16 These high rates of return stem mainly from the difference between the tariffs and the current short-term marginal costs. In the future, the hope is that tariffs will decrease, and an increase in connections would contribute to that goal. Furthermore, the marginal

---

5/ The rates of return above are first year financial rates of return. Economic rates of return should take into account future growth of consumption of the customers connected, use a shadow price for labor, exclude taxes on fuel in Mahajanga, and add a consumer surplus term (or, at least, taxes) to the mere value of the bill paid. This would lead to much higher rates of return. On the other hand, one should take into account the discounted cost of the fuel that might be needed, in the future, for peaking or in the dry season in the interconnected zone, or the investment cost of additional peaking capacity that may be needed, some day, in Mahajanga. By that time, given the current excess capacity, the distribution cost would have largely been paid back. Given the weight of distribution costs, as well as the length of time during which the marginal costs of generation are expected to remain at their present level (especially if the number of annual connections remained at the current level), lengthy calculations to show that the economic rate of return of these connections would exceed the first year financial return do not seem necessary.

costs of generation will increase once rising demand puts an end to overcapacity. This will reduce the rates of return to levels more in line with the opportunity cost of capital. Connecting these customers (who are not in remote unelectrified zones) now, to profit from the present overcapacity in generation, would have a high economic and financial value, in addition to a large social impact.

3.17 The mission therefore recommends financing of the foreign exchange cost of new connections, which would amount to US$8.1 million for the coming three years, assuming that meters are recovered as a result of the elimination of double tariffs. This would allow JIRAMA to connect about 6,500 new customers per year, a level that JIRAMA already reached in the past. This objective compared to the current level of 3,000 would allow JIRAMA to progressively eliminate the unsupplied requests which are currently estimated at 10,000.

Connection Charge Policy

3.18 On the demand side, new measures concerning connection charges could also facilitate access to electricity. Current practice in this area is for customers to pay the full cost of connection at the outset. If an extension is required, the customer is also billed for that, although cost sharing and refund formulas can be applied when other customers are connected later on. The connection charge in low voltage would be FMG 36,000 at the very least (March 1986); this is almost twice the monthly minimum industrial wage and should severely limit the requests for new connections.

3.19 Considering the exceptionally high return on new connections, more flexible approaches could be introduced. With an interest rate of 8%, payment of a minimum connection charge of FMG 36,000 over three years would imply monthly payments of less than FMG 1,100. This would represent a little less than 5% of a monthly income of FMG 25,000 which is the salary, for example, of JIRAMA's distribution workers. This could be offered as an option, and would have minor consequences for JIRAMA.

3.20 When extensions are needed and when a minimum cluster of potential customers exists, this improved affordability would make it easier for potential customers to regroup at an early stage. This would in turn lead to a better utilization of distribution equipment such as transformers, and reduce installation costs by allowing a larger number of connections in one place at the same time. Commercial action by JIRAMA to obtain grouped applications for connections in favorable areas will be more successful with more affordable connection charges. This should be experimented within the context of the pilot distribution project which concerns the electrification of a new zone (this project is described in Chapter IV).

3.21 More radical solutions such as free connection within given limits of power and distance to the network could also be considered and would still provide a high return. From the point of view of JIRAMA's

finances, such radical measures do not seem to be needed in the immediate future, given the current excess demand for connections. However, a lump sum connection charge within given limits of power and distance would have practical advantages.

General Issues and Options for Electricity Substitution in Hydro Zones

3.22 Increasing the number of connections would increase sales and would also have a significant social impact. It would also save foreign exchange on kerosene used for lighting for example. In terms of sales, an additional 3,500 new customers per year (compared to the 3,000 p.a. of the last four years) consuming 500 kWh the first year and growing by 20 kWh per year together with a contribution to the peak of 300 watts, would, over six years, increase sales by 11.6 GWh and peak demand by 6.7 MW. Assuming that the additional 3,500 annual connections are in the interconnected zone, this would represent an increase in the annual growth rate of sales of a little less than 0.9% (0.56% for JIRAMA as a whole) and of 1.9% for peak demand. Although this is significant, particularly from a financial point of view, it is hardly commensurate with the scale of the available surplus. The impact of substitution of hydroelectricity for imported fuel in existing energy uses is likely to be much greater in terms of energy sales and would also require less distribution investment per kWh sold, or even, in such cases as storage water heating, no distribution investment at all.

3.23 Some of the issues raised by the implementation of a substitution policy for various types of uses are discussed below. They concern primarily the Interconnected System, and, possibly, Taomasina and Fianarantsoa.

Cooking

3.24 In the residential sector, the cost of the electric cooker is likely to be a limiting factor. Also, in Antananarivo, considering the presently sharp evening peak with an average of only 500 watts per customer, the impact of electric hot plates of 1-2.5 kW on peak load would have to be studied through adequate load measurement experiments. Another handicap is that electric cooking offers little attractiveness for the customer as compared to charcoal at current prices, and under the most favorable hypotheses for electricity rates and subsidization of the equipment. On the other hand, a 2 kW or 3 kW residential tariff could accomodate the use of an efficient rice cooker (about 500 watts) that would have a lesser impact on peak load. For example, the tariff that would result, in Antananarivo, from dividing the first block of 40 hours of use of contracted demand, priced at FMG 75.6/kWh, into two shorter ones (which may also constitute an option for the elimination of double metering), with a higher price for the first block and a significantly lower one for the second block, could clearly make the price of the second block competitive with LPG. For efficient rice cookers

electricity has to be priced below FMG 70/kWh (taxes included) to compete, in terms of the energy bill, with LPG at FMG 520/kg. For regular cooking, the price of electricity should be below FMG 55/kWh to be competitive with LPG, due to the difference in efficiency compared to rice cookers.

3.25 In the commercial sector (restaurants, hospitals, bakeries, etc.), the load curve is likely to be more attractive than in the residential sector. Large customers would also lend themselves better to individual commercial measures. The current average price in medium voltage in Antananarivo before taxes (FMG 48/kWh) would be competitive with LPG; 6/ however, after taxes (FMG 61/kWh), it would not. 7/

3.26 Hospital Ravoahangy, for example, is using 19.2 tons of LPG per year for cooking. From an economic point of view, the cost of an electric installation will rapidly be paid back by savings on LPG. The resulting sales of electricity would amount to 182,000 kWh per year.

Water Heating

3.27 The amount of imported fuel consumed for this use and the potential electricity sales that would result from substitution in both the residential and commercial sectors is certainly significant and should be evaluated more accurately. Here the question arises of the relative attractiveness of direct vs. storage water heating. Direct heating requires lower investments at the customer level, but would have a less favorable impact on the load curve. Given the run of the river nature of Andekaleka or Volobe, the nighttime surplus of hydro energy will persist for a long time and the electricity cost of storage water heating will remain practically zero (excluding possible reinforcement of a few customer connections). The reactivation of time of day tariffs in low voltage would help promote this use without affecting other tariffs. In medium-voltage, the nighttime tariff of Antananarivo has two blocks related to the contracted (daytime) demand; the reference to the contracted demand could be eliminated and the night rate reduced substantially at the expense of only a very small increase of daytime prices to preserve the revenues from present structure of sales. The foreign exchange balance of conversion to electric storage water heating should be excellent. In the Interconnected Zone, Taomasina, and Fianarantsoa, the reduction of nighttime prices should be an essential feature of the next tariff adjustment.

6/ The breakeven price of FMG 55/kWh is based on an equivalence of 9.5 kWh/kg and an LPG price of FMG 520/kg.

7/ Given the two-part declining block nature of the tariff, a finer analysis is needed, on a case-by-case basis, particularly of the required increase in contracted demand.

Space Heating

3.28 Although this may represent a small market, the quantity of fuel products consumed for this purpose could be significant. Antananarivo is at an altitude of 1,200 m and temperatures can reach lows of 5°C.

Electric Boilers in Industry

3.29 Electric steam or hot water production for industrial purposes represents an efficient means of quickly reaping the benefits of the hydro surplus, although the option would have to be progressively phased out as thermal complement would be needed for electric generation during daytime, other than occasionally or only during one or two peak hours. The economics of nighttime or weekend use of boilers, which would either involve dual firing, or the addition of storage equipment for water heating purposes, is the same as that of storage water heating discussed previously. This latter mode of boiler operation should be possible for many years. Also, when a third turbine is installed in Andekaleka, there will be some temporary surplus of secondary energy during the wet season, for which there would be little use, except for seasonal production of steam from electric boilers, the steam being produced by the fuel boiler during the dry season.

3.30 The hydro surplus is large enough to allow a sufficient number of years to pay back the cost of electric boilers (actually cheaper than fuel fired boilers, particulary in terms of maintenance), while leaving a large economic surplus to be shared between JIRAMA and the users. A feasibility study has been done on this subject and shows payback periods that can be as low as one and a half years for long utilizations. Temporary conversion of the most attractive installations in Antananarivo corresponding to an electricity consumption in the range of 85-115 GWh would require a total investment of about US$2 million, including US$0.5 million of local costs.

3.31 Possible difficulties with electric boilers lie less in their immediate value than in the way of phasing them out (at least partially) when it becomes economically justified and, more generally, of limiting their use to match the available surplus. In view of the inevitable uncertainties about the supply/demand balance beyond a horizon of five years or so, contractual arrangements should provide the flexibility to restrict or adapt their use beyond some years. 8/ Given the short payback period of electric boilers this should not affect their economic merits significantly. Many contractual arrangements are available for

---

8/ The essential parameter should be the date at which fuel generation may become needed for more than a couple of peak hours during week days. JIRAMA has hired a consultant (EDF International) to advise it on these issues before final supply contracts are prepared.

providing the necessary flexibility while protecting the interests and objectives of the user. Those include clauses that would guarantee supply for a limited number of years, together with clauses on possible interruptibility, or on seasonal, time of day, or weekly restrictions after a certain period. Also, appropriate termination clauses would reduce the capital risk that may be perceived by potential users.

Commercial Measures for Substitution

3.32 In two cases examined above, modifications of tariff structures alone (increased degressivity, and lower nighttime rates) would help make electric solutions more attractive.

3.33 Measures to alleviate the bottleneck that could arise because of the consumer investment required could also play an important role. Such measures could include free reinforcement of the connection, assistance in the financing of the equipment, leasing of the equipment, or, as a last resort, direct capital participations. 9/ Such measures might be more effective (and preferable from a medium-term point of view) than such measures as temporary tariff discounts which would amount to a series of preferential tariffs.

3.34 Some measures that would be helpful in implementing a substitution policy would be beyond JIRAMA's authority. Such measures could include the creation of a special Fund for the financing of electric equipment in hydro zones, fiscal deductions for substitution investments, or a reduction of electricity taxes in hydro zones.

3.35 On JIRAMA's side or MIEM, market and load research studies on substitution possibilities in addition to boilers are required; technical assistance could usefully be provided for that purpose. These studies should determine the size of the potential markets, identify the appropriate types of equipment needed, evaluate the impact of various forms of electricity uses on the load curve, the amount of investment needed and the foreign exchange savings that would result, as well as the commercial measures that could be devised to promote substitution. Considering that the analysis of cooking in the residential sector will be mostly covered by the larger household energy strategy study, which is

---

9/ From an economic point of view, capital subsidies should essentially be considered, in this situation, as second best instruments for optimal allocation of resources (e.g., compensate the difference between tariffs and short-run marginal costs) rather than instruments for social or economic transfers. However, transfer effects can be hard to avoid and subsidies must be used cautiously: for example, subsidizing rice cookers only if they are competitive with LPG would favor current LPG users who are, most likely, in the upper income bracket.

envisaged elsewhere under the IDA Energy I project, the financing needed for this technical assistance should not exceed US$100,000-150,000.

Details on Tariffs for Lighting and Domestic Uses in Antananarivo and Grand Tana

3.36 To illustrate the tariff issues mentioned above, the low-voltage tariffs for Antananarivo and Grand Tana are presented in the following table. There is no distinction between commercial and residential customers, except for the fact that the motive power tariff is somewhat different. The case of Antananarivo is particularly relevant since about 2/3 of the metering installations that could be recovered would be in Antananarivo.

Table 3.2: LOW VOLTAGE TARIFFS FOR LIGHTING AND DOMESTIC USES FOR PRIVATE CUSTOMERS - March 1986 (FMG/kWh)

Antananarivo	Tariff	Grand Tana	Tariff
Lighting		Lighting	
1st block (10 kWh)	57.3	Flat rate	70.9
Surplus	121.9		
Domestic Uses a/		Mixed Tariff a/ (Lighting and Domestic Uses)	
1st block (40 hours/m)	75.6	1st block (20 hours/m)	70.9
Surplus	48.4	2nd block (20 hours/m)	39.7
		Surplus	28.4
Off peak Domestic Uses		Domestic Uses	
(From 12 am to 5:30 pm and from 9 pm to 8 am)	42.4	1st block (20 hours/m)	39.7
		Surplus	28.4

a/ Blocks are expressed in terms of hours of use of contracted demand.

Source:

3.37 Fixed service charges for meter and connection maintenance range from FMG 580/month for 5A (single phase) to FMG 1,210/month for 15A (three phase) in Antananarivo. Service charges are itemized, and include charges for the maintenance of the service drop, of the connection, rental of the meter, and rental of the circuit breaker. A lump sum

service charge would be simpler. For Grand Tana, meter rental is FMG 120 for single phase (independent of power) and FMG 332 for three-phase supply.

3.38 These tariffs illustrate some of the imperfections of present tariff structures: heterogeneity of tariffs, even within the interconnected zone (the two zones were served by two different companies prior to JIRAMA's creation), higher tariffs in Antananarivo despite lower network costs due to higher consumption density. The mixed tariff of Grand Tana is an example of tariff requiring a single metering installation; the lighting tariff which could be considered a "small customer" tariff is a flat rate tariff which, in fact, corresponds to the first block of the mixed tariff.

IV. DISTRIBUTION SYSTEM--FINDINGS AND RECOMMENDATIONS

Summary

4.1 Madagascar's distribution systems are operated and controlled from a head office in Antananarivo and seven regional offices. 10/ The mission visited Antananarivo and Mahajanga. Particular emphasis was placed on the Antananarivo area, which accounts for about 64% of the country's energy sales. The operational problems found in these two regions are representative of the situation in most major load centers.

4.2 The distribution networks in Madagascar are built according to European standards: three-phase circuits, long secondary network lines, and large capacity distribution transformers. Line construction in general is well planned, and the use of highly meshed medium voltage circuits in densely populated cities provides good operational flexibility.

4.3 The main findings of the mission are the following:

(a) There is a chronic shortage of materials and tools for repairing existing installations and connecting new customers. Transport and communication support services are very weak and require immediate upgrading;

(b) Load growth is causing excessive voltage drop and high losses on several major primary lines, particularly those operated at 5 kV. Lack of automation in the distribution network reduces operational efficiency as well as the quality of service; and

(c) In view of the existing surplus of generation capacity (particularly of hydropower) and of the low electrification ratio, there should be much greater emphasis on distribution. In view of financial constraints, every effort should be made to reduce the cost of distribution to new customers.

The Effects of Shortages of Materials and Equipment

4.4 Shortages of equipment, materials, spare parts, and vehicles have had two major effects on the distribution system. First they have often prevented normal maintenance practices. This, in turn, has resulted in temporary repairs. The latter are not always the least-cost

---

10/ The regional offices are: Mahajanga, Fianarantsoa, Toamasina, Antsirabe, Toliara, Antsiranana and Isolated Centers.

solution and can reduce service reliability considerably. Second, the shortages have prevented expansion of service to thousands of potential customers.

Materials Necessary to Complete Pending Repair Work

4.5 Basic line materials, such as fuses, conductors, and distribution transformers often cannot be obtained. The mission therefore examined JIRAMA's priority requirements in order to complete urgent repairs and to bring stocks to the level necessary to maintain reliable service. The total cost is estimated at the equivalent of US$2.9 million. The individual costs are itemized in Table 4.1.

Table 4.1: MATERIALS REQUIRED FOR BASIC REPAIRS AND FOR RESTORING THE STOCK

Item	Estimated Cost
	(US$)
High voltage conductor (various sizes)	450,000
Underground cable (various sizes)	330,000
Low voltage conductor (various sizes)	180,000
Distribution transformers (16 MVA total)	330,000
Sectionalizers (various sizes)	135,000
Main breakers for distribution transformers	125,000
Low voltage circuit breakers, panels, interruptors	150,000
Fuses and fuse holders	120,000
Connectors and hardware for low voltage network	240,000
Connectors and hardware for underground network	120,000
Insulators and line hardware	150,000
Hardware for distribution transformer vaults	140,000
Lighting equipment	150,000
Lightning protection equipment	190,000
Total Cost:	2,900,000

Source: JIRAMA.

4.6 The mission recommends financing about US$2.9 million worth of materials to allow the completion of much needed rehabilitation and repair work and bring stocks to adequate levels. Failure to obtain these items soon will create further pending maintenance work, a drop in service reliability, and loss of revenues due to disruption of supply.

Support Services

4.7 Lack of support services, such as vehicles and communications equipment, greatly restricts operations and maintenance. Few utility-type vehicles are available for transmission and distribution line work, and those that are available are in poor condition. Equipment for the installation of poles is very limited. There are long delays in line repairs and in responding to emergency calls.

4.8 Communication equipment is also needed for ordinary operations and maintenance construction work, and to allow fast and safe restoration of service in case of defects in the network.

4.9 Vehicles and telecommunication equipment requirements are described in Chapter VII in the framework of the overall program for the upgrading of JIRAMA's support services. Among the vehicles needed the mission recommends the purchase of trucks equipped with lifting equipment for pole handling and installation as well as specialized vehicles for line repair and installation work. Those are required to effect new connections efficiently.

New Connections

4.10 Lack of equipment and materials has also prevented expansion. Of the estimated 10,000 potential customers waiting to be connected to the electric network, about 5,000 are found in the Interconnected Zone, 4,500 in the External Zones, and 500 in the Isolated Centers.

4.11 JIRAMA has itemized the equipment and materials needed to connect these potential customers, and its itemized list has been reviewed by the mission in order to determine the cost of the electrification project discussed in Chapter III. Table 4.2 summarizes estimated quantities and costs.

4.12 The cost estimate for the 10,000 new connections is an average US$480. A global crosscheck was made by calculating the average value of distribution equipment per customer at current prices. The latter amounts to US$650 per customer. The ratio between the cost of a new connection and the average asset value per customer (74%) reflects a normal coefficient of economies of scale for distribution networks (the potential customers are not part of a rural electrification scheme). The equipment cost of US$480 per customer includes metering equipment. If meters were recovered from existing installations through the elimination of tariffs according to type of use, the cost per customer would amount to US$400, or 17% less.

Table 4.2: EQUIPMENT AND MATERIAL REQUIREMENTS FOR 10,000 NEW CUSTOMERS

Item	Quantity	Estimated Cost a/
		(US$)
Primary and Secondary Lines		
12 m Class E wood poles	2,600	
9 m Class E wood poles	2,800	
Low voltage cable	80 km	
High voltage conductor	420 km	
High voltage and low voltage insulators	9,800	
Grounding sets	320	
High voltage air disconnects	50	
Line hardware and luminaries (1,500)	Lot	
Sub-total		1,910,000
Distribution Transformers		
(32.1 MVA) three phase dist. transformers, pole type	257	
(18.7 MVA) pad mounted dist. transformers	49	
High voltage and low voltage fuses, breakers, dist. switchboards, and mounting hardware	Lot	
Sub-total		1,521,000
Service Drops		
Single phase kWh meters	9,000	
Three phase kWh meters	1,000	
Low voltage breakers, fused disconnects	10,000	
Service drop conductor	400 km	
Hardware and connectors	Lot	
Sub-total		1,368,900
TOTAL		4,800,800

a/ Costs include a 15% provision for contingencies.

Source: JIRAMA and mission estimates.

Energy Losses and Overloaded Distribution Lines

Power Losses and Voltage Drops

4.13 Overall transmission and distribution losses as a percentage of net generation in 1984 were 9.4% for the entire country and 9.8% for the interconnected system as reported by JIRAMA's statistics. These global percentages are rather low compared to percentages found in many developing countries. This is due in particular to the fact that 64% of sales are to large consumers metered at high or medium voltage and the reduced use of low voltage distribution networks as well as to the vigorous efforts made by the utility to minimize non-technical losses by closely controlling illegal connections and possible energy theft.

4.14 Estimating technical losses in the power system of Madagascar is difficult because of the large number of isolated service areas and the lack of technical data on all system components. A detailed study of losses, based on computer simulation, was carried out by the mission for the Interconnected Zone for which data are readily available. An evaluation of technical losses on a feeder line in Mahajanga was also carried out.

4.15 According to JIRAMA's statistics, losses in the Interconnected Zone have varied widely over the past seven years, as shown in Table 4.3.

Table 4.3 ENERGY LOSSES, INTERCONNECTED SYSTEM (1979-1985)
(GWh)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Gross Generation	189.8	200.3	201.8	207.5	221.5	226.2	235.3
Station Supply	1.7	1.6	1.7	1.7	4.6	4.7	4.8
Net Generation	188.1	198.7	200.1	205.8	216.9	221.5	230.5
Sales	172.6	180.0	182.0	180.2	192.3	199.9	204.2
Transmission Losses (GWh)	7.3	8.9	9.2	11.2	10.6	10.4	11.3
Distribution Losses (GWh)	8.2	9.8	8.9	14.4	14.0	11.2	15.0
Total Losses (GWh)	15.5	18.7	18.1	25.6	24.6	21.6	26.3
Transmission (% of net)	3.9	4.5	4.6	5.4	4.9	4.7	4.9
Distribution (% of trans.) a/	4.5%	5.2%	4.7%	7.4%	6.8%	5.3%	6.8%
Total (% of net)	8.3%	9.4%	9.0%	12.4%	11.3%	9.8%	11.4%

a/ Percentage of energy delivered to distribution networks (net generation minus transmission losses).

Source: JIRAMA.

4.16 Part of the increase in transmission losses in 1982 was caused by the addition of the 130 km, 138 kV transmission line from Andekaleka. The increase of the distribution loss ratio in 1982 and 1983 seems to reflect a metering or statistical problem. The fact that only 36% of the energy transits on low voltage networks (with a growing share of 220/380 volts) and the proximity of large, medium, and high-voltage customers to supply sources explains the low level of distribution energy losses. For this reason, the relatively low level of total distribution losses cannot be interpreted as reflecting high capacity margins in the network at peak time. In fact overloaded distribution networks and customer complaints on voltage drops have become a concern to JIRAMA.

4.17 The mission checked the 1984 losses by computer simulation of individual network components of the Interconnected System. Losses in transmission lines and power transformers were calculated using actual loadings at peak time. Losses in distribution feeders and distribution transformers were estimated through a sampling of feeders considered typical for the network under analysis. Annex 7 provides a full description of the methodology used and additional results of the calculations. The main results of the exercise are shown in Table 4.4.

Table 4.4: DISTRIBUTION OF TECHNICAL LOSSES IN THE INTERCONNECTED SYSTEM (1984)

	Demand Losses		Energy Losses	
	(MW)	(%)	(GWh)	(%)
Plant power transformers	0.73	1.6	4.8	2.2
Transmission lines	3.41	7.3	6.1	2.7
Dist. S/S power transformers	0.32	0.7	1.8	0.8
Primary lines	2.25	4.8	4.6	2.1
Distribution transformers	0.72	1.6	4.0	1.8
L.V. network and service drops	1.27	2.4	3.2	1.4
Total	8.70	18.7	24.5	11.0

Source: Mission estimates.

4.18 The distribution network (primary lines, distribution transformers, secondary lines and service drops) would account for 11.8 GWh of losses (5.3% of net generation) in 1984. This value is close to JIRAMA's statistics. For overall system losses, however, there is a difference between the statistical figure of 9.8% and the mission's calculated value of 11%. The discrepancy is minor and within the accuracy expected in the analysis. Also some provision should be made for statistical and metering accuracy. Mission checks at two substations revealed substantial differences between loads measured by panel instruments and those measured by kWh meters.

4.19 One important point that seems clearly confirmed by this analysis is that non-technical losses are not very significant in the Interconnected Zone. This reflects the efficient action of the meter lab and in particular very careful meter sealing practices. The analysis detailed in Annex 7 also shows on one feeder (Section I, Ambohijatovo), a rather high installed capacity of distribution transformers with respect to the peak demand on the feeder (a ratio of 4.2 to 1). Although this does not seem to be a general case, tighter transformer management would not only reduce costs but would also reduce energy losses in transformers, a large part of which consists, in such a case, in no-load ("iron") losses.

4.20 JIRAMA's data on energy losses in the external zones and isolated centers for the period 1980-1984 are given in Table 4.5.

Table 4.5: ENERGY LOSSES IN THE EXTERNAL ZONES & ISOLATED CENTERS (1980-1984)

	1980	1981	1982	1983	1984
External Zones (GWh)					
Gross generation	133.5	133.7	133.3	136.9	134.4
Station supply	10.0	7.9	7.1	9.8	9.5
Net generation	123.5	125.8	126.2	127.1	124.9
Sales 114.0	119.1	116.7	119.1	114.1	
Total losses	9.5	6.7	9.5	8.0	10.8
% of losses (of net)	8.3	5.6	7.5	6.7	8.6
Isolated Centers (MWh)					
Gross generation	1,807.4	1,842.0	1,854.4	1,820.9	2,004.2
Station supply	---	35.6	40.5	33.8	42.8
Net generation	---	1,806.4	1,813.9	1,787.1	1,961.4
Sales 1,553.4	1,693.7	1,606.4	1,528.3	1,732.8	
Total losses	---	112.8	207.5	258.8	228.6
% of losses (of net)	---	6.2	11.4	14.5	11.7

Source: JIRAMA.

4.21 Losses in the external zones and in the isolated centers vary considerably. Statistics on these regions are not as reliable as those for the interconnected system because of such factors as time lags and manual processing of information. In general, however, the energy losses are also relatively low.

4.22 The average value of losses in the external zones given in Table 4.5 must be treated with caution. It may not be representative of the situation everywhere. In 1984, for instance, Toamasina reported losses of 13.1% (including transmission from Volobe), Morondava 14.2%, and Antalaha 15.6%; sales in these centers accounted respectively for

only 15.7%, 1.3% and 1.1% of the total. Mahajanga in turn, which represents 43.4% of sales in the external zones, had losses of only 4.3% in 1984 and 2.5% in 1983 due to the fact that the largest customer, supplied in Medium Voltage accounts for 70% of total sales. Mahajanga's weight in overall losses is therefore large, and each sector should be analyzed separately.

4.23 Non-technical losses are suspected in many small centers of the external zones. Extremely high losses in places like Marovoay (44.7%) and Antsohihy (47.1%), and the abnormal statistics reported by places like Anahidrano, Sainte Marie, and Vohipeno (where for two consecutive years sales exceeded generation) seem to indicate an urgent need for upgrading instrumentation and metering equipment.

The Need for Distribution Line Reinforcements

4.24 The mission's analysis of feeders in Antananarivo determined that some feeders, particulary those that are long and operated at 5 kV, have high losses and excessive voltage drop. For example, feeder No. 1 out of Ambohijatovo substation showed voltage drops as high as 18% at the end of the line, due to line impedance, and power losses of 11% at peak time.

4.25 Similar cases were identified in other heavily loaded circuits and JIRAMA reports that complaints from customers on voltage drops are on the rise. Although power losses have little cost in the short run due to the hydro surplus (at least in hydro zones), voltage drops can affect the quality of service significantly. Voltage drops also affect JIRAMA's revenue since they are a form of unmet demand. In addition, heavy loads on a number of circuits limit the possibility of using these circuits as back-ups during emergencies.

4.26 Although some overloaded circuits in the 5 kV network are being reinforced by changing the conductor section, this solution does not solve the problems that will appear with further load growth. A simulation undertaken for one of the highly loaded feeders of Antananarivo (see Annex 7) shows the limits of reconductoring for reducing losses, as compared to upgrading the voltage to 20 kV. JIRAMA has decided to conduct a Distribution Master Plan study 11/ that would provide the guildelines for expansion, and has already sought the assistance of a consulting firm for this work.

4.27 This study will provide short-, medium-, and long-term plans for the distribution network of Antananarivo including, among other things: choices of primary line voltage levels, standardization of materials, construction standards, system automation and strategies for developing and rehabilitating the medium voltage network. The mission

---

11/ Etude du Plan Directeur du reseau de Distribution d'Antananarivo.

recommends that particular attention be given to the upgrading of the voltage of the present 5 kV network in Antananarivo. In the short-term, to solve the voltage drop problem, the use of voltage regulators should also be considered. Since 88% of the feeders operate at 5 kV, equipment that would be replaced by upgrading could then be utilized in other areas where loads are more appropriate for this voltage level.

Lack of Automation

4.28 The absence of advanced automated equipment reduces the quality of service provided by JIRAMA, even though the existing network was well designed to provide for flexible operation during emergencies. This flexibility, however, is not as great as it could be, since all operations must be carried out manually. The restoration of service after line outages is slow, even though all major substations in Antananarivo are manned 24 hours a day. The installation of supervisory control equipment at one of the main substations would greatly improve operating routines by providing instantaneous information on circuit loads and allowing remote control of main circuit breakers.

4.29 The mission believes that some degree of automation is necessary. The implementation of automation in the existing system, however, would require further analysis to establish the costs and benefits. The Distribution Master Plan study that has been contracted by JIRAMA will include work at the feasibility level on this subject.

Limited Lightning Protection

4.30 Past records show that approximately 0.5% of the distribution transformers installed in Antananarivo and Grand-Tana are put out of commission every year by lightning. The use of lighting arresters or of completely self-protected transformers is therefore highly recommended, since the latter incorporate lightning arresters, low-voltage circuit breakers, primary protection fuses, and other automatic features. Line protection against lightning should also be improved by more intensive use of distribution-type lightning arresters, which are rarely used. The program of essential repairs and stock upgrading covers the provision of lightning arresters.

Reduction of Distribution Costs--Pilot Project

4.31 Generation overcapacity makes it very attractive to increase the pace of connection of new customers. In view of the financial constraints, this will be most attractive if distribution and customer connection costs are reduced to a minimum. This would involve a wide range of measures, ranging from the establishment of revised construction standards and optimized design, to policies regarding tariffs (metering), connection charges, and other measures to accelerate growth in newly electrified zones to obtain better utilization of equipment.

4.32 Steps to reduce the costs of distribution installations have already been taken by JIRAMA. Local wood poles have been successfully introduced on new line extensions instead of more expensive reinforced concrete poles. Pole-mounted distribution transformers in suburban areas are increasingly being used to replace expensive transformer vaults built in the cities.

4.33 The use of less expensive materials and more efficient equipment has become more necessary because most new electrification lines are being built in suburban zones with lower load densities rather than in urban areas. The utility vehicles for pole mounting and line work should greatly improve the efficiency of construction work in such areas.

4.34 In terms of network design, a modified European system could be an alternative. It would include both three-phase and single-phase lines (two-phase wires) with single-phase transformers insulated for line-to-line voltage. This would provide the flexibility of designing a lower cost system to serve light loads at the beginning and expand it as load density increases. This system has proven successful in several countries generally using traditional European standards and is also used by many American utilities.

4.35 Savings in public lighting are also possible. Public lighting is now done by means of separate conductors with electric current controlled from a central command post. Photocell-controlled luminaries would reduce costs. Public lighting consumption would then have to be estimated on a "per bulb" basis.

4.36 Reduction of costs related to customer connections have been discussed in Chapter III (paras. 3.11 and 3.13). Elimination of double meter installations would allow JIRAMA to recover meters for the connection of new customers and to reduce meter costs for customers using electricity for uses other than lighting. For small customers, a simple kWh tariff would allow savings on expensive differential circuit breakers which could be replaced by lower cost thermo-magnetic breakers or special fuses. Such low cost metering installations have been developed in the past in Antananarivo.

4.37 A site located in the outskirts of Antananarivo (Firaisanpokontany Ambavahaditoka-Itaosy) has been identified with JIRAMA and is a current candidate for electrification. This pilot project would serve as a case study on distribution cost reduction. This is a middle to low-medium income residential area which can be considered typical of the type of electrification projects in years to come. There are about 90 customers that have requested service and a potential maximum of around 450. A tight economic optimization study is recommended to analyze the costs and benefits of various designs and equipment standards (poles, transformers, lines) for three or four customer growth patterns. The economic criterion would be the average discounted cost per customer. The study should also analyze safety standards to be taken

into account in the possible elimination of differential circuit breakers in the kWh based tariff proposed as an option for smaller customers. In addition, line crews could be trained in the use of new tools and equipment. One could expect that optimized design, improved construction equipments and procedures, and measures to accelerate customer growth could reduce the discounted cost per customer by 15 to 20%. It should be observed, however, that electrification of the area might in itself generate rapid growth given the presently unsupplied demand for electric service. The foreign cost of the equipment that would be needed for this project is estimated at about US$50,000 with the present design. The study and training would cost an estimated US$90,000. The local component, which includes installation costs, is estimated at US$20,000. Terms of Reference for the study are included in Annex 11. In parallel to this activity, about US$20,000 should be budgeted for travel and study visits of two distribution engineers to foreign countries (design of peri-urban and rural distribution networks, visits to manufacturers and exhibitions).

V. DIESEL GENERATION--MAIN FINDINGS AND RECOMMENDATIONS

Overview

5.1 Diesel stations supplied 32% of electricity demand in 1985. There are about 60 diesel power stations in sizes that range from 6 kW to 25 MW. Most of them supply isolated systems. The five largest stations use heavy fuel. All other stations use gas oil. Gasoil accounted for 58% of the volume of fuel consumed in thermal stations in 1984. Most of the gas oil and all of the heavy fuel comes from the refinery of Toamasina. Fuel costs represent about 37% of JIRAMA's operating expenses.

5.2 The mission visited three large diesel power stations at Mahajanga, Toliara and Nosy-Be and two smaller stations at Miarinarivo and Morovoay to get an overall idea of the condition of the stations and of the measures needed for improving the efficiency and availability of diesel generating plants. A list of all diesel stations operated by JIRAMA is included in Annex 8 with details such as type, number of units, year of installation and fuel consumption.

5.3 After visiting these stations and reviewing data provided by JIRAMA about the rest of Madagascar's diesel stations, the mission concluded that:

(a) plant availability is low as a result of overdue maintenance due mainly to a serious shortage of spare parts;

(b) too many engines are used well beyond their normal economic lifetime;

(c) the type and size of engines do not always match the load curves of their service area;

(d) maintenance is hampered by the limited accessibility to many stations, and a shortage of suitable means of transport and maintenance equipment; and

(e) the operational and maintenance problems at the Mahajanga and Toliara II stations are aggravated by the inadequacy of the heavy fuel treatment systems.

5.4 To remedy this situation the mission recommends two action programs:

(a) Rehabilitation and rationalization of engine population:

(i) rehabilitation of Mahajanga and Toliara, notably by upgrading their facilities for fuel storage and fuel treatment;

(ii) replacing the damaged units at Nosy-Be with a new 800 kW set and study of a new station;

(iii) improving engine utilization factors and the match between engine capacities and local load curves by transfer of generator sets between stations;

(iv) retiring, and where necessary, replacing obsolete engines, and applying appropriate preservation measures to the engines of the hydro zones when they are not needed in the immediate future.

(b) Upgrading plant maintenance equipment and practices, chiefly through:

(i) upgrading the stock of spare parts;

(ii) provision of mobile maintenance facilities;

(iii) provision of software for maintenance management and inventory control; and

(iv) training of JIRAMA personnel in diesel power station design, operation, and maintenance, and upgrading plant monitoring equipment.

Plant Availability and Lack of Spare Parts

5.5 Plant availability, particularly in the external zones, is poor, as shown in the following table.

Table 5.1: AVAILABILITY OF ENGINES AND POWER IN THE EXTERNAL ZONE

Number of engines installed	195
Number of engines in operational condition	103 (53%)
Power installed	77,030 kW
Firm power available a/	33,700 kW (43%)
Plant utilization factor b/	14.2%

a/ Power installed minus capacity largest unit in each station minus capacity out of service.

b/ Plant utilization factor = $\frac{\text{kWh generated per year}}{\text{kW installed} \times 8,760}$

Source: JIRAMA, December 1985.

5.6 The lack of spare parts, which is mainly due to foreign exchange constraints, is one of the major causes of the low availability of engines even though significant resources are devoted to repairs of damaged parts. Only about 50% of the spare parts needed for the annual generation of the diesel stations have been available over the past seven years. The overall level of spares and exchange parts in stock is far below the recommended minimum. Many engines are out of operation waiting for spare parts, others have run long past their scheduled maintenance time which, in turn, increases the risk of more costly breakdowns, or are being operated at less than rated output to reduce this risk. Some engines are presently in serious danger of suffering damage leading to total loss. Overall, the cost of parts and repairs per kWh produced in thermal stations is high compared to normal standards.

Age of Engines

5.7 Many engines are very old and are no longer being manufactured, which creates additional spare parts problems. These old engines do not meet modern maintenance standards or fuel and lubricating oil efficiency standards. Table 5.2 summarizes the distribution of engines by age.

Table 5.2: AGE DISTRIBUTION OF DIESEL ENGINES
(years)

	0-20	20-25	25-30	30-35	35+	unknown
Interconnected Zone						
Number of engines	4	2	4	0	1	0
kW capacity	28,400	2,300	3,080	0	720	0
Isolated Centers						
Number of engines	20	0	1	0	0	0
kW capacity	1,708	0	128	0	0	0
External Zones						
Number of engines	90	4	16	10	7	14
kW capacity	68,839	545	3,638	2,600	645	1,643

The total number of engines in the External Zones (141) differs from the number given in Table 3.1 (195). That is because very small transportable units (<10 kW) are not included in this table.

Source: JIRAMA.

5.8 Sixty-five engines, with a total capacity of about 18 MW, have passed the economic lifetime. This includes seven engines with a total capacity of 7.2 MW at the Antsirabe and Mandroseza stations, which are in the interconnected zone. The hydroelectric generating capacity, as well as the modern diesel capacity available in the interconnected zone should allow the retirement of these engines.

5.9 Considerable savings on fuel and maintenance could be achieved by replacing obsolete engines. It is expected that half the capacity of the retired engines would be sufficient to provide the same kWh generation. Present diesel generation in the external zones and isolated centers, excluding Toliara, Toamasina, Mahajanga and Antsiranana, is about 23 GWh. For these stations, the mission estimates that average savings of 40 grams of gasoil per kWh are possible, as well as a reduction of US5¢/kWh of maintenance expense (-50%). The fuel savings would then be about US$250,000 per year, while the potential savings in maintenance cost are conservatively estimated at US$115,000 per year at the present level of generation. At Nosy-Be alone, the saving in fuel that would result from a new set of 800 kW would amount to more than US$60,000 per year and the reduction of maintenance costs to US$46,000. Additional savings would result from better plant availability and less frequent load shedding. Guidelines similar to those used in developed countries should be followed in replacing older engines. For example, small lightweight automotive engines (<70 kW) should be replaced after about 10 years of operation, truck-type engines (capacity between 70-200 kW) after about 15 years, and heavy industrial type engines (generally >200 kW) after 20 years.

Types of Engines

5.10 There are stations where the diesel engines are not only made by different manufacturers but are also of different types. A number of engines are of lightweight design and have a lower rigidity and high stress levels, which make them less suitable for continuous duty.

5.11 To cover the large difference between maximum demand and minimum demand found at several small stations, several engines of the same type but with different numbers of cylinders should be used. A 2-, a 4-, and an 8-cylinder engine would, in combination, be sufficient to cover a 10:1 maximum-to-minimum load ratio with none of the engines running below 50% rated capacity.

5.12 Medium-sized stations (up to 350 kW capacity) should use combinations of 4-, 6-, and 8-cylinder engines of the same design (turbocharged engines when the number of cylinders is high, and naturally aspirated engines when there are fewer cylinders). When capacity exceeds 350 kW, only turbocharged engines should be used, preferably in combinations of 6-, 8-, and 9-cylinder units of the same design. These general options, however, will have to be refined in light of the

particular characteristics of each station and the criteria for service reliability desired. For certain stations the advantages that would be obtained from the use, as far as possible, of identical units would also have to to be evaluated.

5.13 In all cases, heavy duty engines of rigid design should be used, preferably with in-line cylinder arrangement.

Plant Maintenance

5.14 Day-to-day maintenance is done by a single mechanic in the smaller stations and by several mechanics and electricians in the bigger stations. The professional level varies according to station size, but is generally adequate for the job, and motivation is, without exception, very good. Good guidelines exist for periodic maintenance of engines and auxiliaries. All major maintenance activities are performed by the region's mobile maintenance team with specialist assistance from head office as required. The regional maintenance team also provides training to plant staff on the occasion of preventive maintenance visits.

5.15 Minor spare parts are stocked in the sector's warehouse and administered by means of a JIRAMA standard inventory card system. Larger parts are kept in regional warehouses.

5.16 In practice, the maintenance of diesel generating stations is hampered by difficulties in reaching the stations, by lack of proper tools and transport. Most of the towns and villages where diesel stations are located can only be provided with fuel and maintenance materials by 4-wheel drive vehicles. Five shore-side locations are not always accessible by truck and do not have a port, and major maintenance at these stations can only be done when road conditions permit.

5.17 JIRAMA's financial situation has allowed only limited replacement of old maintenance vehicles and of the hand tools and small machines required for overhaul and repair work. These difficulties, added to the lack of spare parts and to the increasing need for the regional maintenance teams to intervene on emergency repairs have deeply affected normal maintenance practices.

Issues on Diesel Stations of Hydro Zones

5.18 Several diesel units are available in hydro zones and are hardly used considering the surplus of hydro capacity. In Antananarivo and Fianarantsoa the present hydro capacity does not seem to call for thermal generation at least for some years. In general, the units concerned would be too big for other load centers to envisage their transfer. Also, in the future, these units might fulfill a more active role either for peaking or as backup in the dry season. In the short term, focus should be placed on preserving their residual lifetime. The

same will hold for the diesel units of Taomasina, once Volobe returns to service. Older units such as those at Mandroseza should be retired. Although the mission did not have the opportunity to visit these stations or analyze the operational considerations that may require some thermal capacity in the city, it seems that preservation measures would be the least cost way of extending the life of this equipment. This will provide savings on fuel and maintenance compared to running the engines at regular intervals to maintain their operating condition.

5.19 Some of these units are equipped for use of heavy fuel. Although heavy fuel is cheaper, it requires complex in-plant treatment facilities which place a significant burden on operation and maintenance personnel. In practice, this means that the use of heavy fuel is limited to engines operating several thousand hours per year. The mission recommends discontinuing the use of heavy fuel in stations such as Ambohimanambola or Taomasina III (2 x 8 MW) once the Volobe hydro station returns to service. The possibility of transferring the fuel separators and other suitable equipment to Toliara II and, later on, those of Taomasina III to Mahajanga II will also be worth examining.

Recommendations

5.20 While the mission was still in Madagascar it recommended that US$320,000 be made available to JIRAMA as quickly as possible to purchase urgently needed spare parts. A fully detailed list of parts was made available to the mission and steps for the purchase of these items have been taken.

5.21 The heavy fuel units of Mahajanga and Toliara, should be rapidly rehabilitated. They power vital national industries and are in poor condition. Their availability is very low, and operation under present conditions bears a clear risk of costly breakdown. Redesign of their fuel storage and treatment systems and maintenance facilities is especially important (see detailed findings in paras. 5.34-5.52).

5.22 The diesel station at Nosy-Be, which serves vital export industries and major tourist resorts is also in very bad condition. Outages occur regularly, imposing economic losses for the two local fishery and freezing companies. To provide immediate relief, a new 800 kW unit is needed. The transfer of one of the 500 kW units from Toliara to this station would bridge the gap before the arrival of the new unit, but given the rather poor efficiency of the Toliara unit, this can only be considered as an interim solution. The Nosy-Be station is very unfavorably located to allow future extensions and has limited space to allow good operation. It is therefore recommended that a new station be built at a more suitable location as soon as additional units are needed. Preparatory work for the location and design of a new station should start promptly.

5.23 About 50 smaller stations of less than 1 MW should be upgraded by scrapping obsolete engines, transferring engines not suitable for the duty required, and installing modern units which match the load curve of each station. Simultaneously, necessary improvements should be made at the station of Antsiranana, and preservation operations applied to the other large diesel stations of more than 1 MW, of the hydro systems.

5.24 Engine monitoring and maintenance methods and instruments should be modernized and transportation for maintenance and repair of remotely located diesel plants should be improved. Adequate means of transporation are vital and should be available to each of the eight major regions to facilitate rehabilitation works.

5.25 The mission has identified and prepared two programs to assist JIRAMA in achieving the improvements mentioned above. These programs are described below.

Program A: Plant Rehabilitation and Rationalization of Engine Population

5.26 This program is aimed at upgrading plants to recover derated capacity and rationalizing the engine population. It will be carried out in two phases. Phase I consists of a complete inspection and revision of all major diesel stations and of a number of small stations. Preparation of specifications, bid evaluation, and contract negotiations for work to be done in every station is included. The rationalization of engines by relocating those that do not match the load demand in the station where they are installed to other stations is also included, as well as the establishment of criteria for retirement of older, inefficient units. Phase II will consist of actual repair work, installation of the units whose relocation is found to be economically justified or replacement of obsolete units.

5.27 The implementation of this program relies heavily on work already prepared by JIRAMA and on local manpower. Engine rationalization and the retirement of obsolete equipment require a careful economic review and the preparation of proper methodologies and decision-making strategies. In view of the scope of work and of the potential benefits, the hiring of a consultant is envisaged to provide assistance and cooperate with JIRAMA on all phases of this program which should be completed over three years. The total cost is estimated to be approximately US$6.5 million of which an equivalent of US$1.4 million are local costs. A summary of costs, Terms of Reference, and further details are given in Annex 1.

Program B: Upgrading Maintenance Equipment and Practices

5.28 This program includes the provision of mobile maintenance units for efficient overhauling and repairing generating plants at the many remote sites, incuding transportable stand-by generating sets to cover interruptions caused by repairs; replenishment of the stock of spare parts required for proper maintenance of all diesel generating plants;

introduction of modern maintenance tools and practices including overseas training for five JIRAMA power engineers; and finally, it provides a computerized system for maintenance and diesel plants management.

5.29 This program is recommended by the mission to improve the present utilization and availability of generating plants and to avoid recurrence of the present situation. Provision of mobile maintenance equipment and transportable stand-by generating sets will allow overhauls and engine repairs on site to be done quickly and will enable to bridge temporary generating capacity shortages. The provision of spare parts to increase the stock to levels that will permit efficient operation of JIRAMA's diesel power stations is considered essential for the success of the overall rehabilitation program, to allow prompt and efficient intervention, improve plant availability, and reduce maintenance costs.

5.30 The introduction of modern maintenance practices which includes training of up to five power engineers in a foreign country on modern diesel plant design, operation and maintenance programs, and fuel technology, is considered essential to raise the present technical level of JIRAMA's personnel.

5.31 Finally, the provision of a computerized system for maintenance and materials management is included in the program to improve the overall efficiency of maintenance work. Spare parts inventory control is all done presently by hand. Engine operation data and maintenance recording and filing appears to be well organized and properly executed, however, insufficient management data is retrieved because all this work is also done by hand. Operation and Maintenance and plant monitoring software will allow more efficient management of diesel units. The parallel implementation of a computerized inventory management system accessible at the regional level will improve the management of spare parts and should allow JIRAMA to keep stocks at an optimal level.

5.32 The total cost of the maintenance improvement program is estimated at about US$5.5 million, of which US$0.1 million are costs in local currency. Terms of Reference and cost estimates are provided in Annex 2. Although programs A and B have different purposes, they are highly interlinked. Technical assistance for preparation and supervision should preferably be provided by the same firm.

Detailed Findings in Major Plants Visited

5.33 Detailed findings on the larger plants visited by the mission are given in paragraphs that follow. Overall performance of the units and maintenance records of each plant were checked to determine pending work and/or measures needed to extend the life of equipment.

The Mahajanga Power Station

5.34 The Mahajanga power plant, located on the northwestern coast of Madagascar and serving the city of Mahajanga and neighboring areas, has seven engines with a total capacity of 25,730 kW. All engines are medium speed units running at 428 rpm. The three larger sets (4,000, 6,500, and 9,000 kW), installed after 1972 operate on heavy fuel, while the four smaller sets (1 x 830 kWh, and 3 x 1,800 kW), installed in 1960 and 1970, operate on gas oil. The station is well designed, with ample space for maintenance work. This station is JIRAMA's largest diesel station and it accounts for about 51% of the total thermal generation. Specific consumption of fuel and lubricating oil are normal and stable.

5.35 In 1985, the station's load factor was 73% and peak demand was 800 kW. Although the installed capacity is high in relation to maximum demand, this overcapacity is only apparent, given the low availability of the units. Although most of the generation should have been supplied by the heavy fuel units with the gasoil units held in reserve, the gasoil units have been running about 60% of the time and gasoil accounted for close to 25% of the station's fuel consumption in 1985 and significantly more in 1984.

5.36 The concrete foundation block of one of the heavy fuel engines, (Unit no. 1003, 4,000 kW), not used since 1981, shows cracks in side surfaces. The engine crankshaft has shown some small changes in deflection that are probably the result of gradual residual stress relief in the engine seating or the foundation. JIRAMA has re-established the original deflection pattern by reshimming the engine. Several telltales have been installed across the cracks to measure any further displacements. Although the possibility of deep and serious cracks should not be excluded, the appearance of the cracks does not suggest that, but they should be monitored closely. JIRAMA expected to put this engine back in operation during 1986 which would have increased station capacity considerably and reduce gas oil consumption. The weekend load of 1,500 to 3,500 kW, which is presently met with the smaller gas oil units could then be met more economically by engine 1003, using heavy fuel.

5.37 The other two heavy fuel engines have been out of service an average 2,666 hours per year in recent years, which corresponds to an availability ratio of 70%. This extremely low figure is almost fully attributable to a lack of consumable and exchange spare parts. With adequate spare parts at hand, planned and unplanned maintenance work could be done without delay and would not require more than 15% of the running hours. Most of the maintenance work could then be done on weekends and off-peak hours, limiting outages to, at most, a few hundred hours per year during weekday peak hours, that is, an availability of more than 85% during peak periods. Almost all of the station's generation would then be provided by the heavy fuel units. They would run on heavy fuel all the time except for starting and stopping.

5.38 The station's heavy fuel storage and treatment equipment is inadequate to assure clean fuel at the inlets of the larger engines and this also contributes to increasing the consumption of gas oil and outages. The existing storage tank has 850 m^3 capacity, or only, 10-15 days operation. This requires frequent refuelling, which results in high fuel transport costs. The tank does not allow draining of water and sludge. The tank should be replaced with two new tanks with a capacity of about 2,500 m^3 each. The tanks should have tilted or conical bottoms and water and sludge collectors. Bottom heating should be added, if fuels with viscosity higher than 150 cs/50°C are used. Two tanks are recommended so as to receive new fuel in one, which would provide ample time for analysis, thus preventing it from entering the separators if fuel specifications were not met.

5.39 Similarly, two settling tanks should be built to receive the fuel from the storage tanks before it enters the centrifuges. One tank should be filled and then time should be allowed to let water and dirt settle down while fuel from the second tank is used. The tanks should preferably be of the horizontal cylindrical type tilted 10° to allow water to collect at the lowest end, with a capacity of about 40 m^3 each (which allows three hour filling time, five hours settling time, and a one hour margin); the tanks would contain sufficient fuel for 10 hours of operation at maximum capacity. The tanks should be insulated, and have a 20 kW heater to keep the fuel warm. Between the storage tanks and the settling tanks there should be a 250 kW line heater in order to heat the oil to the required settling temperature of 70°C at a flow of 14 tons/h (leaving the storage tanks at 40°C).

Economic Analysis of Mahajanga Rehabilitation

5.40 Upgrading the stock of spare parts will permit prompt repairs, reduce outage times, and avoid delaying maintenance of available units, which will ultimately reduce the cost of maintenance and repairs. Prompt repair will also be facilitated by the upgrading of the workshop. Improvement of the heavy fuel treatment facilities will also improve the availability of the heavy fuel units and reduce the risk of engine damage.

5.41 Increased availability of the heavy fuel units and better fuel treatment facilities should allow a reduction in the share of gasoil from 25% to 7% at most. For a total generation of 58 GWh, fuel consumption of 224 g/kWh, and a difference of US$80/ton between the cost of gasoil and that of heavy fuel, the fuel savings would be about US$187,000 per year.

5.42 An availability ratio of 87% on weekdays would bring the firm capacity of the heavy fuel units to 16,965 kW, which for a peak demand of 9,800 kW should virtually eliminate all risk of shortage. The probability of shortage with the present availability is estimated at 9% on weekdays and the estimated energy shortage at about 2.16 million kWh per year, or 3.4% of annual generation (see Annex 10). At an average price of US16¢/kWh (20% lighting and domestic uses, 80% high voltage) the value

of sales foregone (JIRAMA and taxes) would amount to US$345,000 per year.

5.43 Normal preventive maintenance allowed by a better availability of spare parts, together with the improved fuel treatment and quality control should reduce the cost of parts and repairs which amounted to more than US1.1¢/kWh for the last two years (including lubricants, taxes and duties but excluding labor). Assuming that taxes and duties represent 30% of this amount, the c.i.f. cost would be US0.8¢/kWh. With a 73% load factor and the current utilization factor, a reduction of US0.2¢/kWh excluding taxes, would be a conservative estimate of the potential reduction in maintenance costs. That would mean annual savings of US$116,000.

5.44 The summary of costs and benefits is as follows:

Table 5.3: SUMMARY OF COSTS AND BENEFITS
(US$)

Costs	
Rehabilitation a/	597,000
Increase in stocks (US$25,000/MW)	640,000
	1,237,000
Benefits	
Reduced gasoil cost	187,000
Reduced outages	345,000
Reduced maintenance expenses	116,000
	648,000

a/ Including 15% of the total program's management and preparation cost.

Source: Mission estimates.

The benefits have been calculated on the basis of the 1985 demand. They would be substantially higher as demand increases. The value of sales foregone is an under-estimate of the economic cost of power outages. If the financial payback period is less than two years, the economic rate of return is then more than 52%.

The Toliara Power Stations

5.45 Two power stations located several miles apart have been built to serve the city of Toliara on the southwestern coast of Madagascar. Total installed capacity is 14,900 kW. In 1985 the stations had a 59% load factor and a peak demand of 3,500 kW.

5.46 The older station, Toliara I, is located in the city of Toliara and has the following units:

(a) One 600 kW high speed V-12 engine, not operating because of lack of a spare parts. It is the only remaining unit of six identical units that have been scrapped because of bad performance. Installed in 1976, the engine is of the highly loaded, lightweight rail traction type and is not suitable for this type of service. It too should be scrapped.

(b) Two 500 kW units, installed in 1970 and 1979, one of which is presently under repair.

(c) Two self-contained 500 kW units installed in 1980. These units are radiator-cooled and have a high specific fuel consumption.

5.47 The Toliara I station has two buried fuel storage tanks of 15 m^3 capacity. The tanks are 20 years old and are suspected of leaking oil into the ground. The surrounding ground is being removed and will be replaced by a concrete pit, which will allow replacement of the tanks and the possibility of draining water from them, which cannot be done now. This station has no incinerator for burning waste oil and is creating some environmental problems because of its location in the city.

5.48 The Toliara II station is located outside the city and was commissioned in 1981 to meet increasing industrial demand. It has two 4,500 kW engines and one 3,300 kW engine, all of which run on heavy fuel. The powerhouse offers good accessibility to the engines and auxiliary equipment. Toliara II, however, lacks dead start capability, and Toliara I must be operating in order to start up Toliara II.

5.49 Toliara II still has many problems, as shown by the following figures. Since its commissioning in 1981, running time has totalled 30,350 hours and downtime has totalled 33,000 hours. Under normal circumstances, downtime should not exceed 15% of running hours, which in this case would be 4,500 hours. The problems result from the following:

(a) The fuel treatment system does not have sufficient settling capacity to separate water and dirt from the fuel before it enters the centrifuge. A system like the one suggested for Mahajanga power plant should be provided here as well. Furthermore, Toliara II's fuel centrifuges are not operational because of a lack of spare parts and have been temporarily replaced by two lubricating oil centrifuges. The oil centrifuges, however, are too small. In addition, the centrifuges are now unavailable for cleaning lubricating oil.

(b) The engine's cylinder bore of 280 mm is at the minimum required to burn heavy fuel effectively and without adverse effects, such as excessive fouling of combustion chambers, exhaust valves, and pistons. The engine speed is at the very top to

allow sufficient burning time for the relatively slow combustion of heavy fuel oil. In such circumstances, high injection pressures and thus small clearances between fuel pump plunger and barrel are required. That, in turn, requires excellent filtration of fuel and lubricating oil. Absence of this degree of filtration explains why numerous fuel pumps have seized up and still fail, requiring premature replacement of pumps.

(c) Injector cleaning and replacement should be done at more frequent intervals. Hours between cleaning/replacement can be improved by avoiding high pressures, i.e., applying full engine load only after the fuel has reached its required injection temperature. To do this the fuel heater and its control system must be checked regularly during daily engine load cycles. Furthermore, a clean and well-equipped fuel injection workshop with sufficient spare injector nozzles should exist. Depending on delivery time a stock of 25-30 injector nozzles should be maintained for the total 44 cylinders that exist at this station.

(d) Toliara II has no facilities for proper disposal of used oil and fuel. An incinerator, and tank for used oil, should be installed. The incinerator should be suitable for burning both solid and liquid wastes.

5.50 The future of Toliara I, after rehabilitation and modification of Toliara II, will largely depend on the growth of electrical demand in the area. A low base load during weekends and holidays (1,400 kW) makes it necessary to maintain Toliara I because the load is too small for the 3,300 and 4,500 kW heavy fuel engines at Toliara II. Either Toliara I must be used until the base load grows closer to the range of the Toliara II's 3,300 kW engine or this engine must be temporarily converted to gas oil, which would allow it to serve smaller loads and with savings in fuel cost. The low load problem will also be solved once the 900 kW load from the textile factory comes on line again.

5.51 The unfavorable match between oliara's installed capacity (14,900 kW) and load (3,500 kW peak) is the cause of the utilization factor of only 14%. Improvement in the spare parts situation would enable JIRAMA to withdraw one transportable 500 kW set (or both) from Toliara I for temporary service in other areas, such as Nosy-Be. That would increase the utilization factor and reduce operating costs by eventually stopping the operation of the Toliara I station.

5.52 Availability at Toliara should improve from about 70% to about 87% as a result of the rehabilitation program. Given the present availability figure, the probability of outages of all three heavy fuel units is a high 2.7%. Considering the high maintenance costs of recent years, rehabilitation should result in substantial savings in maintenance costs--about US5¢/kWh, or an annual saving of US$90,000 per year, for a

generation level of 18 GWh. The savings on gasoil would be of the same order of magnitude as at Mahajanga, in relation to station size. Although outages are less pronounced in Toliara due to higher over-capacity, the economic benefits of the rehabilitation of Toliara are very similar to those calculated for Mahajanga.

The Nosy-Be Power Station

5.53 The Nosy-Be power station is located on a small island off the northern coast. It has seven diesel powered generating units with a total installed capacity of 2,230 kW. The load factor in 1985 was 51%, with a peak demand of about 1,300 kW. All seven engines operate on gasoil.

5.54 Table 5.4 shows details of the units installed:

Table 5.4 ENGINE UNITS AT NOSY-BE STATION

Engine No.	Year Installed	Capacity	Number of Cylinders
		(kW)	
0501	1952	150	6
0502	1953	150	6
1202	1958	500	16
1203	1958	500	16
1204	1956	375	12
1205	1956	375	12
1411	1972	180	12

Source:

5.55 Of the seven engines, four were out of service during the mission's visit--Nos. 0502 and 1204 with broken crankshafts, No. 1202 with seizing of a piston, and No. 1203 on general overhaul and waiting for spare parts. This left the station with 1,105 MW, unable to satisfy peak demand. Data provided by JIRAMA show that all these engines are in bad condition and have a high failure rate, often leading to partial load shedding and sometimes to complete station blackout.

5.56 The problems at this station are caused by: (a) the age of the engines, (b) a lack of spare parts, and (c) an excessive number of engines and types of engines.

5.57 Six of the seven engines were installed in the 1950s, and the other in 1972. The older engines have exceeded their economic lifetime and should be replaced.

5.58 This situation aggravates the requirements for spare parts as many of them are no longer being manufactured and can only be obtained through special orders that demand additional time for fabrication.

5.59 The large number of engines, the large number of cylinders (80), and the lightweight design of five of the units place a severe burden on maintenance personnel. Normally, lightweight, highly loaded type engines have a lifetime of between 15 and 20 years if used 4,000 to 5,000 hours annually. At Nosy-Be the average age of the engine is 28 years. The total of 99,000 running hours during the past five years versus 82,000 outage hours during the same period gives an idea of the condition of these units.

5.60 Replacement or retirement of the older engines should be started immediately. The specific fuel consumption figures of modern engines are about 50 grams/kWh less than present average consumption (270 g/kWh net) at Nosy-Be. Hence, the savings in fuel costs alone would almost pay for the capital cost of new units.

5.61 For the short term the mission recommends moving one of the 500 kW generating sets from Toliara I to replace capacity lost by failure of some units at Nosy-Be. Otherwise, in spite of the load management efforts already made by hotels, there is the risk of more economic losses for fisheries and the uneconomic use and development of private standby sets.

5.62 A new generating unit should be ordered rapidly to permanently replace the three units that have failed and the 500 kW transportable set. This new unit should have six cylinders and a capacity of about 800 kW. It should have a net specific fuel consumption of 220 g/kWh. This compares to 290 g/kWh of the transportable 500 kW unit and to 269 g/kWh average present net station consumption.

5.63 The present power station does not allow extensions required to meet future load demand increase. It does not meet any standard for maintainability: there is no control room, no office space, no workshop and no proper warehouse for spare parts and other materials. It is located at a crossroad site in town where there is no space for building such facilities.

5.64 To overcome these limitations, the mission recommends the construction of a new power station at a location outside town. The station should be designed to accommodate five units of 800 kW each, of the same model as the 800 kW unit to be installed in the existing station. The new station should initially have two such units, in addition to the 800 kW unit which would be moved from the old station. The old station should then be closed and dismantled. Until that time, four old units of the existing station should be kept in operation. The new station should be commissioned in about three years; by then, the remaining units of the existing station (1,555 MW in total) will be 32 to 34 years old. The new station should also house a workshop and a

storeroom for the transmission and distribution line equipment and materials.

5.65 The new station's engines should use gas oil. Given the US$80/ton difference between the prices of gasoil and heavy fuel, the potential saving in fuel costs does not justify the extra investment that would be required for the treatment of heavy fuel plus the extra maintenance cost and the cost of extra generating capacity that is required to compensate for higher downtime when running on heavy fuel as long as the annual generation is less than 10^7 kWh. Any extension of the station beyond 4,000 kW capacity should be done by installing bigger engines. At that occasion installing a heavy fuel treatment system with sufficient capacity to feed both the 800 kW units and the new bigger unit or units should be considered.

5.66 The investment cost of a new power station, including five 800 kW engines, switchgear, and transformers, mechanical and electrical workshops, warehouse, offices, and a washing room is estimated to be US$3.9 million.

5.67 The first stage of construction (3 x 800 kW) would cost about US$1.9 million. Relocation of the 800 kW unit from the old station to the new station would cost about US$100,000. (The cost of this unit is not included in the US$1.9 million cost of the new station.)

5.68 Apart from the installation of the 500 kW unit from Toliara and the new 800 kW unit, rehabilitation of the current Nosy-Be station should be kept to a minimum, in view of the move to the new station. A possible alternative to the scheme described above would be the fast construction of the new powerhouse in which one or two new units would be directly installed and to which temporarily two or three of the best units of the existing power station would be transferred.

Economic Analysis of Nosy-Be Rehabilitation

5.69 Given that station peak is 1,300 kW, lasts three hours per day, and requires the transportable unit to run at full load and that the station base load is 800 kW, that the new unit would run 7,000 hours per year at 800 kW (770 kW net), the fuel saving would be 245 tons per year. 12/

5.70 With an economic capacity cost of US$87/year per kW installed 13/ the gasoil price at which the fuel cost saving would equal

---

12/ 7,000 hrs x [770 kW x (0.270 - 0.220) x 21/24 + 530 kW x (0.290 - 0.270) x 3/24] = 245 tons per year.

13/ Based on investment cost of US$650/kW, 20 years depreciation, a 12% discount rate giving an annuity of 0.134.

the capital lost for the new unit would be given by: p(US$/t) x 245 t = US$87/kW x 800 kW, or p = US$284/t. This is not much above the economic cost of gasoil delivered in Nosy Be. This means that the cost of the new 800 kW is practically paid for by fuel savings alone. For a gasoil cost of US$250/t the annual saving would be US$61,250.

5.71 The new unit would have a maintenance cost of around US5¢/kWh, or almost US8.5¢/kWh below last year's station average (excluding taxes). For a net generation of 5 GWh for the new unit, this would imply a saving of about US$46,000 per year, or about two-thirds of the annual capital cost of the new unit. Furthermore, an average power shortage of 300 kW for three peak hours per day, and 260 days per year, would imply foregone revenues (not mentioning the economic losses due to outages) of about US$50,000.

5.72 The savings per year would then be as follows:

Fuel:	61,500
O & M:	46,000
Income:	50,000
Total:	US$157,500

The proposed program would include US$726,000 for rehabilitation (including 8% of the overall program management and preparation cost) and about US$70,000 for spare parts. Given that the estimate of benefits is very conservative and is based on current consumption, the rate of return would be well above 20%. In terms of reduction of operating costs alone the rate of return would be 14%. This illustrates the value of replacing older engines, independently of the benefits related to a reduction of power outages.

VI. HYDRO GENERATION

Introduction and Summary

6.1 Hydro generation accounted for 68% of Madagascar's total generation in 1985, and 99% of generation in the interconnected system. Out of the country's total installed capacity of 106 MW, older plants (excluding Andekaleka and Namorona) account for 41.9 MW. The mission visited four of the older plants, which together account for 39.7 MW:

Antelomita (ICS): 8.8 MW;
Mandraka (ICS): 24 MW;
Volobe (Taomasina): 6.8 MW; and
Vatomandry (Taomasina region): 170 kW.

Table 6.1 lists the country's hydro plants.

6.2 Antelomita and Volobe date back to the 1930s, as do two other plants not visited by the mission (Manandona, 1.6 MW, in Antsirabe, and Manandray, 0.45 MW, in Fianarantsoa). Although some of the older plants were overhauled in the 1950s, some components are still the original ones.

6.3 The plants visited were generally found to have been well maintained. However, many problems related to age were encountered. Switchgear, instrumentation, and control equipment need to be thoroughly overhauled or replaced, and some serious turbine shaft and bearing problems have developed. The runner of Antelomita's 640 kw unit is inoperable. Also, because of the age of the equipment, spare parts are difficult to find.

6.4 Some civil work is also needed to avoid leakages and preserve the dams themselves. In Mandraka, the canal that carries water from the main reservoir should be upgraded to allow sufficient flow to the station to achieve its full 24 MW capacity instead of the current 20 MW maximum.

6.5 Judging from the case of Volobe and Vatomandry, transmission lines are subject to frequent outages, and lightning protection should be improved. High losses also limit the plant output. Upgrading transmission lines would improve service reliability and reduce the need for costly thermal backup.

6.6 The Volobe station was severely damaged by a cyclone shortly after the mission's visit, and it is not included in the program proposed here, since separate financing of the repairs is underway.

Table 6.1: MADAGASCAR'S HYDROPOWER PLANTS

Plant	Type	No. of Units	Unit Capacity	Commissioning Date	Installed Capacity (kW)	Available Capacity (kW)	Average c/ Energy (GWh p.a.)	Firm a/ Energy (GWh p.a.)
1. Hydropower plants								
A. Interconnected System								
Antelomita	Francis	6	6 x 1,360	1930-58	8,160	8,000	50	29
		1	1 x 640	640				
Mandraka	Pelton	4	4 x 6,000	1 - 04/56	24,000	20,000	81	57
				2 - 04/56				
				3 - 11/66				
				4 - 05/71				
Manandona	Francis	2	2 x 480	1 - 1932	960	960	12	10
				2 1932				
		1	1 x 640	3 - 06/60	640	640		
Andekaleka	Francis	2	2 x 29,000	1 - 06/82	58,000	58,000	500	427
				(Dry year	44,000)	643	523	
B. Isolated Centers								
Ankazobe	Francis	1	1 x 50	1959	50	--	0.05	--
Ambohimidana	Francis	1	56	--	56	--	0.07	--
C. External Zones								
Taomasina (Volobe) b/	Francis	4	3 x 1,320	1931	6,760	5,760	45 d/	45
		1	x 2,200	1971				
Vatomandry	Francis	3	1 x 90	1953	170	90	0.3	0.3
			2 x 40	1953				
Namorona	Francis	2	2 x 2,800	1980	5,600	5,600	25	25
Manandray	Francis	3	2 x 140	1932	450	450	1.5	1.5
			1 x 170	1963				

a/ Dry year (1978 values for the interconnected zone).
b/ Currently under repair.
c/ In average hydro year.
d/ With current capacity limitations.

6.7 In the interconnected system, the present situation of excess supply of hydropower, 14/ implies that costly efficiency improvements have little value in the short run, although such improvements would have a high value in the medium term. However, overhaul of switchgear, instrumentation and control equipment, as well as dam repairs, are needed to preserve the economic life of the stations. On the other hand, the present overcapacity offers the opportunity to carry out work that would require taking the plants out of service--such as the enlargement of the Mandraka canal--without incurring significant losses. The trade-off between short term necessities and medium term improvement options will have to be carefully addressed in the preparation of the rehabilitation program.

6.8 The small stations of the isolated centers (Ankazobe and Ambohimidana, 106 kW total) as well as Manandray, 450 kW, near Fianarantsoa and Vatomandry (170 kW, Taomasina) also require repairs. Manandray, however, is rarely used since the commissioning of Namorona and the case of Vatomandry is far from clear-cut. Vatomandry is a small plant, it is hard to reach, and it is 30 km away from the town which has a peak demand of 100 kW and in which the growth of demand is limited. The station and the line are in poor condition and full rehabilitation would require substantial investment. The installation of two or three diesel units of 50 kW each should be considered as an alternative. To minimize costs, work on small stations should preferably be effected, as needs arise, through on-site repair and replacements by JIRAMA's staff.

6.9 The mission has identified and prepared a program to assist JIRAMA in the rehabilitation of hydro plants. Terms of Reference for required work are included in Annex 3. The proposed program would include full inspection of the plants and transmission lines for the following purposes:

(a) to devise and implement an Essential Repair Program (ERP) necessary to preserve the integrity of the plants;

(b) to assess the feasibility, costs and expected benefits of measures to improve the efficiency or peaking capabilities of the plants and the appropriate timing of such measures;

(c) to establish minimum desirable levels of spare parts; and

(d) to provide advice on the most desirable courses of action for the Vatomandry and Manandray stations.

The proposed program would also provide training on technology, operation, and maintenance of hydro plants.

14/ Available hydro capacity is presently almost 40 MW (80%) higher than peak demand.

Possible Efficiency Improvements in the Hydro Plants of the Interconnected System

6.10 Andekaleka and Manandona are run-of-the-river hydro plants. They provide the interconnected system with 59.6 MW of baseload power. Antelomita and Mandraka are peaking plants which also benefit from large upstream reservoirs. Their combined capacity is only 28 MW but could easily be increased to 32.8 MW if the present limitations were removed. In the future, an additional turbine (29 MW) at Andekaleka would increase the energy and baseload power during the wet season; however the contribution of this turbine in terms of firm capacity during the dry season, would remain limited, at least until the commissioning of the regulating dam at Ankohotra.

6.11 Given these general trends for the development of the interconnected system, it appears that the role of Antelomita and Mandraka will change substantially compared to the "pre-Andekaleka" period. Their peaking and seasonal storage capabilities will have great value, and improving their peaking capacity may prove to be a very attractive option.

6.12 Most studies undertaken in recent years show that the firm capacity available at peak time will be the principal system bottleneck. With the present peaking capacity of hydro plants, this would imply the need for thermal generation at peak time. The latter would be provided by the existing diesel equipment in a first stage, and, later, by additional peaking units such as gas turbines. The main value of the rehabilitation of Antelomita and Mandraka will then primarily come from an increased peaking capacity. 15/ Improvements in energy efficiency will also contribute to increase the availability of hydro energy during daytime on weekdays, which will have value at a later date, while the value of night-time or weekend energy is likely to remain minimal for many years.

6.13 The age of the equipment may entail substantial repairs or renewal of existing equipment to provide the current nominal capacity with a high degree of reliability, and replacement by more efficient equipment may provide additional capacity at little extra cost.

6.14 Only a detailed inspection of the various components of the plants will permit good definition of the technical feasibility of various options for improving efficiency or peaking capacity. This will facilitate the preparation of an Efficiency Improvement Program the implementation of which will be evaluated in defining the least cost expansion plan. This will also ensure consistency between the short term

---

15/ Actually the original design of the Mandraka powerhouse has made provision for the addition of a fifth unit.

Essential Repair Program and the medium term action program. It will determine which works can be deferred until the implementation of the Efficiency Improvement Program, or on the contrary, which improvements should be brought forward and incorporated in the essential repair program.

6.15 Given the age of the equipment, it is likely that efficiency gains in the order of 8% could be obtained through such improvements as new design of replacement runners, or rewinding of generators. For Mandraka and Antelomita (32.8 MW), this would yield 2.6 MW of additional capacity.

6.16 Even without specific investment in larger generating units, peaking capacity would be increased by the replacement of the 640 kW runner of Antelomita and by restoring the full capacity of the 1,360 kW turbine of Antelomita II which is presently limited to 1,200 kW.

6.17 Enlargement of the Mandraka canal, and replacement of the runner of the small turbine at Antelomita I would add 4.64 MW at a cost of about US$135/kW, which is almost five times less than the cost of diesel capacity. Assuming that gasoil would be used if thermal generation is only needed for 780 hours per year (3 hours per day, 5 days per week), and an economic cost of gasoil of US$250 per ton delivered in Antananarivo (about US5.6¢/kWh) would imply fuel savings of US$44 per year per additional kW of hydro available at peak time. This would imply a rate of return of 32% for such increases of peaking capacity at US$135/kW. These operations should then be completed at most as soon as thermal generation at peak time would otherwise be needed. Given the growing penalty in terms of fuel cost that would have to be paid for the enlargement of the Mandraka canal (this plant represents, alone, almost half of todays peak demand of the Interconnected Zone) and the possibility of larger fuel savings in dry years, it is most likely that the work will have to be undertaken soon, and before the time when fuel generation becomes needed again at peak time. 16/ Opportunities for increasing the peaking capacity of Antelomita and Mandraka at an additional cost of US$300/kW (compared to mere renewal of existing capacity) will have a rate of return of more than 14%, even if we only consider fuel savings at peak time. If a value of US$90/kW per year is given to

---

16/ One important parameter is the duration of the plant outage required to do the work. With a 5.5% p.a. growth of peak demand and the addition of 13 MW of electric boilers at peak time, the stoppage of Mandraka would require 9 MW of thermal generation at peak time in 1990. With gasoil at US$250/t, 245 g/kWh, and three hours of operation, making up for Mandraka's outage would then cost about US$1,650 per day. With the same hypothesis on demand growth and the hydro capacity currently available, thermal generation at peak time would become necessary by 1993, with normal hydrological conditions and all hydro units available.

peaking capacity (economic cost of a gas turbine with a 12% discount rate) in addition to fuel savings, upgrading the peaking capacity of hydro plants (without increase in energy generation) would be attractive up to a cost of about US$1,100/kW (if implemented when additional peaking capacity becomes needed). If it is technically feasible, substantial capacity improvements could then be an attractive option for the medium term, especially if major replacements appear warranted in the near future.

Program Cost Estimates

6.18 Preliminary estimates of the costs of the hydropower improvement program are as follows:

	Local Cost	Foreign Cost	Total
Essential Repair Program			
- Study and Engineering	2	138	140
Sub-total	2	138	140
- Antelomita (8.0 MW)			
Turbine overhaul	25	450	475
Penstock and valves inspection	5	--	5
Reservoirs and dams	15	20	35
Generator overhaul	20	150	170
Electrical equipment	20	125	145
Spare parts	--	200	200
Professional Services (total)	10	80	90
Contingency (15%)	15	140	155
Sub-total	110	1,165	1,275
- Manandona (1.6 MW)			
Turbine overhaul	20	200	220
Penstock and valves inspection	5	--	5
Dam	10	10	20
Generators	15	150	165
Electrical controls	3	25	28
Transformers	2	10	12
Spare parts	--	60	60
Professional services (total)	--	30	30
Contingency (15%)	10	70	80
Sub-total	65	555	620
Total	177	1,858	2,035
Future Efficiency Improvements (Timing to be defined)			
- Mandraka Canal	320	140	460
Contingencies (15%)	50	20	70
Sub-total	370	160	530
- Other	130	3,500	3,630
Total	500	3,660	4,160

6.19 The cost of essential repairs is based on costs of major overhauls experienced for similar plants. The cost estimate for future efficiency improvements assumes only, replacement of turbine runners by high efficiency ones, rewinding of generators and replacement of transformers at Manandona, Mandraka and Antelomita, that is, no major plant upgrading (efficiency improvement of about 8%). These costs are orders of magnitude and should be better defined by the preparation study upon detailed inspection of the equipment and evaluation of the technical and economic feasibility of various options for upgrading plant capacities. The essential repair program should be completed within less than two years. The enlargement of the Mandraka canal may have to be effected by the end of that period. Other improvements can be assumed not to be needed before 1990.

Detailed Findings on Plants Visited

Antelomita I and II

6.20 The Antelomita power station is situated on the Sopa River about 36 km east of Antananarivo. Two powerhouses were constructed to take advantage of a drop in the river. The distance between them is about 2 km. Both of them are well operated and maintained in the best possible condition, considering their age as well as budget constraints.

6.21 Antelomita I (upstream) was constructed in 1905 and rehabilitated in 1952. It contains three generating sets installed in 1952 each with a capacity of 1,360 kW (1,700 kVA). It also has a smaller 640 kW (850 kVA) turbine and generator installed in 1918 and fully refurbished in 1952. Antelomita II (downstream) was constructed in 1930 and also contains three generating sets of 1,360 kW each. Two of these were installed in 1930, the third in 1951. Total nominal capacity at Antelomita is 8,800 kW, but because of problems in the 640 kW unit in Station I and on one of the downstream units actual capacity is considered to be 8.0 MW. With a turbine flow of about 30 m^3/s, Antelomita generates 50 GWh in an average year. Firm energy in a dry year is 29 GWh.

6.22 Each station has a small reservoir used for daily peaking operation (1.25×10^6 m^3 upstream, 0.25×10^6 m^3 downstream). These reservoirs have little value for seasonal generation. A large reservoir, Tsiazampaniry, was constructed upstream in 1956 with an active storage of 210×10^6 m^3. Although this reservoir is used for generation, its primary purpose is to provide irrigation water and flood control. Given the small capacity of the downstream reservoir and the larger installed capacity of the upstream station, full use of the upstream station can induce spillage at the downstream station.

6.23 The main problems at Antelomita I are as follows:

(a) the 640 kW unit has been out of service since August 1985 because of a badly cavitated turbine runner. A new runner would be required to regain full peaking capacity;

(b) the plant's electrical controls and switchgear are very old, and great difficulty is experienced in obtaining replacement parts; and

(c) the main dam has minor leakage problems. Grouting and/or resurfacing of the upstream face of the dam is necessary.

6.24 The main problems at Antelomita II are as follows:

(a) misalignment of the driveshaft in one of the three units prevents operation with loads in excess of 1,200 kW because vibration then becomes excessive;

(b) the plant's electrical controls and switchgear need a major overhaul; and

(c) serious leakage has developed in the face of the main dam, and resurfacing is required. The seals of the main gates must be refurbished, since the gates cannot be properly closed.

6.25 Essential repairs at the Antelomita station are estimated to cost US$1,275,000 of which US$110,000 would be the local component.

Mandraka

6.26 The Mandraka power station is situated on the Mandraka River about 36 km east of Antananarivo. Constructed in 1955/56, the station is relatively modern and is apparently in good state of repair. The station consists of a small dam and intake works, a 750 m intake tunnel and penstock with a gross head of 250 m, and a powerhouse containing four 6 MW Pelton turbines and generators.

6.27 The reservoir above the intake dam is very small and can be drawn down in one hour with the turbines at full load. Dependable river flow is only 2 m^3/s, but there is a large reservoir (Mantasoa, 122 MM m^3 gross, 70 MM m^3 net) in an adjacent watershed about 15 km upstream. This reservoir feeds the Mandraka plant through a small diversion canal about 5 km in length that discharges into the river upstream of the plant.

6.28 The four turbines are 1.5 m Pelton wheels manufactured by Vevey and installed between 1956 and 1970. The turbines and generators are in good condition.

6.29 The plant electrical controls and switchgear are also in good condition, although some equipment replacement is under way after

30 years of use. A 60 kV transmission line transmits power to the Interconnected System.

6.30 The main problem at the plant is the canal which cannot deliver enough water to maintain the reservoir level when all the turbines are operating at full capacity. Flooding and erosion along the canal are the main difficulties.

6.31 Improvement of the canal was not considered necessary in the past, but the value of regaining the full peaking capacity of the plant will increase significantly. Since Andekaleka is a run-of-the-river plant, Mandraka will have an essential role in providing peaking capacity for the interconnected system. Improvement of the canal is therefore necessary, since the additional 4 MW of peak power would be very valuable. Possibilities for further increasing the peaking capacity of Mandraka should also be economically attractive.

6.32 The rehabilitation of Mandraka poses a scheduling problem. Today, the system's overcapacity makes it possible to shut down Mandraka without substituting diesel power, but this opportunity will not last indefinitely. The optimal timing of the works will require trade-offs between fuel expenditures to make up for the plant shutdown and the short term attractiveness of increasing its peaking capacity.

Manandona

6.33 The Manandona station is situated southeast of Antsirabe and feeds into the interconnected system. It is a 2 x 480 kW + 1 x 640 kW run-of-the-river plant whose first two turbines were installed in 1932. Time did not permit a field visit during this mission, but discussions with JIRAMA staff indicated the existence of some significant problems. An amount of US$620,000 has been retained for essential repairs.

Vatomandry

6.34 The Vatomandry hydropower station is situated on the Ibefitra River about 30 km west of the village of Vatomandry. Peak demand fluctuated between 97 and 113 kW in recent years. Net generation has been decreasing slightly since 1980 and is close to 300 MWh per year. The load factor is about 33%.

6.35 In addition to the 170 kW hydro station, the sector has a 100 kW diesel unit that was installed in 1962. The diesel unit's fuel efficiency is very low (400 g/kWh). Due to increasing problems at the hydro plant, and despite a slight decrease in total generation, the share of thermal generation has increased from 10% in 1980 to 17% today. The hydropower plant is in poor condition, and without substantial rehabilitation it will become increasingly unreliable. In that case, another 150 to 200 kW of diesel capacity would be needed.

6.36 Constructed in 1953, the hydropower station contains three horizontal Francis generating units, two with capacities of 40 kW and one with a capacity of 90 kW. The hydraulic runner in the larger turbine is new, while the runners in the two smaller ones are reported to be in good condition. The Leroy Sommer generators are also reported to be in good condition, but the mechanical speed governors are unreliable and should be adjusted and rebuilt. Recent modifications were made in the doorways to prevent flooding of the turbines.

6.37 The station electrical equipment is in very poor condition and constitutes a serious safety hazard. The controls are wired in such a way that only a single unit can be operated at a time, significantly reducing the plant's generating capability. Since peak electrical demand exceeds the capacity of the larger turbine, thermal generation must be used if that turbine is unavailable.

6.38 The main dam and intake chamber were rebuilt in 1985, but grouting is needed underneath the spillway to reduce leakage. In dry periods, the leakage is probably sufficient to leave a minimum flow available to the turbines.

6.39 The penstock (1 m in diameter, 380 m long), partly concrete and partly steel, has numerous leaks. It requires major repair, or preferably, replacement.

6.40 A 10 kV transmission line, 24 km long, connects the plant with the town of Vatomandry. The line's general condition is very poor, requiring substantial replacement of insulators and wire. There is doubt whether the line could carry the full 170 kW from a rehabilitated plant. Line outages average 8 to 10 per year.

6.41 The plant is very isolated, access is extremely difficult, and there is no telecommunications equipment. This extends the duration of outages.

6.42 The main problems at this site are as follows:

(a) there is serious water leakage underneath the dam, and reconstruction work is needed;

(b) the penstock is in need of major repair or complete replacement;

(c) powerhouse electrical equipment is obsolete and should be replaced;

(d) the speed governors are not reliable and should be overhauled; and

(e) the transmission line is unreliable, and substantial upgrading is required. A minimum amount of telecommunications equipment should be installed.

6.43 The estimated rehabilitation cost is US$308,000 itemized as follows:

	Local Cost	Foreign Cost	Total
Reservoir and dams	8	8	16
Water conduits	8	85	93
Transformers and electrical	2	20	22
Turbines 4	51	55	
Transmission line	4	36	40
Professional services	10	30	40
Contingency	7	35	42
Sub-total	43	265	308

In addition, about US$15,000 worth of spare parts would be needed. Excluding the latter, the rehabilitation cost would correspond to about US$1,900/kW. At a discount rate of 12% and average annual generation of 350 MWh (higher than the present combined net generation of 300 MWh), the cost per kWh would be about US10.6¢/kWh, assuming an infinite life and no operation and maintenance costs.

6.44 On the other hand, 150 kW of new diesel capacity (in two or three units; the base load is about 30-40 kW and thus, a size higher than 50 kW is not recommended) would cost about US$75,000. The annual economic depreciation (12% discount rate, 15 years) would be equivalent to US3.1¢/kWh. With 250 g/kWh, the economic cost of gas oil (excluding taxes and duties) would have to be higher than US$300/t to justify the investment in the hydro plant (ignoring differences in O&M costs, which would probably favor diesel the solution). The delivery cost of gas oil should be small, considering the relative proximity of Toamasina, and with a CIF price of gas oil of US$200/t in Toamasina a major rehabilitation of the plant and the line does not seem very attractive at this stage compared to the purchase of two or three efficient diesel units of 50-75 kW. In addition to the new diesel units, the existing one could be kept as standby. Minimum repairs could be made to the dam and transmission line, as needs arise, to continue to provide fuel savings. To minimize costs, JIRAMA should preferably take care of these repairs and do only what is absolutely necessary.

Volobe

6.45 After the mission's visit a cyclone flooded the station, causing extensive damage to all four generating units. The condition of the plant described here is the one found at the time of the mission.

6.46 The Volobe station is located on the Ivondro River some 56 km to the west of Toamasina. The station consists of an overflow dam and intake works, about 1 km of intake canal, a chamber, and two 200 m penstocks. The powerhouse contains three 1,500 kW turbines and one 2,200 kW turbines. Volobe generates an average 24 GWh per year. The three smaller turbines are Escher-Wyss units, while the larger is a Neyrpic turbine.

6.47 The station was first constructed in 1931 but was partly demolished by floodwaters in 1956. After reconstruction, a new floodwall was built around the plant. The turbines and generators were also refurbished at that time. Flow variability has increased in recent years, and flash floods occur more frequently. This is apparently related to deforestation upstream.

6.48 Volobe is a run-of-the-river station. The plant design allows for the addition of a fifth unit of 2,200 kW. Dependable river flow is 50 m^3/s, greatly in excess of the present 26 m^3/s turbine capacity as well as the potential 34 m^3/s capacity with a fifth turbine. With full capacity restored and a fifth turbine, Volobe would be able to generate, on a firm basis, more than three times the amount of energy generated in 1984.

6.49 The control system was installed in 1956 and needs to be revamped, spare parts are difficult to obtain and maintenance is a problem. The air conditioning of the control room should be improved.

6.50 Two 35 kV transmission lines deliver power to Toamasina, the country's third largest load center, situated some 30 km away.

6.51 The major problems identified during site visits were as follows:

(a) some gabions, grouting, and civil engineering work are necessary along vulnerable sections of the intake canal;

(b) two of the smaller turbine units have bearing problems that must be corrected to allow safe operation at full capacity;

(c) some leakage at wickets and butterfly valves was observed;

(d) the governor of unit 4 has control problems that have proven difficult to resolve;

(e) turbulence in the sandtrap and gates at the upstream intake should be investigated;

(f) the design of a diversion channel for flood conditions should be studied;

(g) poor ventilation results in power transformer overheating. This reduces available capacity by some 400 kW;

(h) the two transmission lines are old and need upgrading. In some sections the conductors are reportedly too small, and line losses are excessive. In addition, the line is too low at a river crossing and has sometimes been severed by floating bamboo during floods. Elevation of the pylons is necessary. Recent outage reports indicate that this line is out of service up to 300 hours per year; and

(i) lack of lightning protection is one of the main causes of line outages. The addition of overhead ground wires is highly recommended as well as a complete inspection of the line to effect proper reconductoring where needed. Maximum reliability of the two lines should reduce the need for a costly thermal backup and avoid long outages.

VII. SUPPORT SERVICES AND INFRASTRUCTURES

Overview

7.1 JIRAMA's support services need to be upgraded significantly to permit efficient operation. Previous sections of this report have shown how the poor condition of the vehicle fleet reflects on power station and network maintenance as well as on customer services. Telecommunication equipment at the local level is limited and generally very old, and communications between the regions and the center are difficult. JIRAMA has no computer equipment for basic day-to-day data processing, management, or scientific applications. Although JIRAMA maintains good information on the operation of power plants, for example, manual consolidation is extremely time consuming and limits the analyses that could be made for management purposes. The billing system, although computerized many years ago and subcontracted to an external company is very cumbersome and outdated. It should be thoroughly revised to cope with customer growth, provide new services, improve customer management, and reduce the delay between metering and presentation of the bill. The meter lab, which performs a very important role, is reaching the maximum capacity ot its workspace and equipment.

7.2 Better organization is important in making more efficient use of scarce resources, and the reorganization now taking place at JIRAMA should lead to increased management efficiency. Responsibilities are being reorganized, and consolidated by function rather than, as previously, on the geographical basis of "Interconnected Zone" and "External Zones" Directorates. This reorganization will be accompanied by a greater decentralization of day-to-day management activities among reinforced regional administrative entities. This decentralization will require, in particular, the deployment of decentralized management tools, capable of communicating with the headquarters.

7.3 One aspect of the current reorganization is the consolidation within a single Department of Economic Studies and Planning of all planning activities and economic studies, and a technical assistance program for this new department is proposed.

7.4 This chapter will discuss the needs of JIRAMA in the following areas:

- rehabilitation of the vehicle fleet;
- rehabilitation of the telecommunications system;
- technical assistance to the Department of Economic Studies and Planning (DEEP);
- modernization of the customer management system; and

- computer equipment for decentralized management.

Rehabilitation of the Vehicle Fleet

7.5 JIRAMA's vehicle fleet is in poor condition. This is a serious obstacle to proper operation and maintenance. Periodic inspection of transformers, for example, which used to be done once a year, is now done much less frequently. Regional power plant maintenance crews face great difficulties, in terms of transportation, which implies delays in maintenance. On occasions customers themselves have had to provide transportation for JIRAMA's staff in order to obtain prompt repair service. Rehabilitation of the vehicle fleet is essential for efficient operation and for the successful implementation of the distribution and diesel rehabilitation programs. Should all the necessary distribution materials be available, the lack of vehicles would still severely limit JIRAMA's ability to meet requests for new connections.

7.6 The mission reviewed the analysis prepared by JIRAMA, on the present condition of the vehicle fleet. Of JIRAMA's 294 vehicles, about one third (90 vehicles) are out of service, either waiting for spare parts or because they no longer can be used. Fifty-four vehicles (28%) are more than 10 years old and should be retired and replaced (some of them have been kept solely as sources of spare parts). Spare parts should be provided to repair the vehicles currently out of service and for the current maintenance of the fleet. A summary description of the situation of the vehicle fleet is given in Table 7.1.

Table 7.1: SITUATION OF THE VEHICLE FLEET

Distribution by type	Sedan	46	15.7%
	Light Van	56	19.0%
	4 Wheel Drive	35	1.9%
	Pick Up	80	27.2%
	Trucks	77	26.2%
Total		294	100.0%
Distribution by age	Less than 5 years	110	34.4%
	5 to 10 years	130	44.2
	10 to 15 years	37	12.6%
	More than 15 years	17	5.8%
(Of which) out of service		90	30.6%

7.7 The cost of the spare parts needed to repair 46 vehicles (currently out of service but repairable) and to reconstitute a minimum stock for ordinary maintenance is estimated at US$0.5 million (c.i.f.).

7.8 The cost of renewal and upgrading of the vehicle fleet through the purchase of 63 new vehicles is estimated at US$1.25 million (c.i.f.), an average of US$20,000 per vehicle for 30 sedan, light vans and pick ups, 7 four wheel drive vehicles and 26 trucks. For trucks 12 special vehicles would be needed for distribution work, 6 equipped with pole handling and installation equipment and 6 for handling and unwinding rolls of cable, and are included above. The latter account for about US$550,000. Specialized mobile units for diesel maintenance or the meter lab are not included here.

Telecommunications

7.9 JIRAMA's communications facilities are inefficient and old equipment needs to be replaced. Radio communication is used extensively between base stations and mobile units and where no telephone lines exist as well as for communication between headquarters and power plants. Substations and offices in urban centers use public telephone lines.

7.10 Were it only from the point of view of the revenue forgone the value of reestablishing service rapidly and safely in case of network incident is high compared to the cost of the needed communications equipment. Older radio sets must be replaced, since spare parts are no longer available and additional sets will be needed for distribution work and operations. For distribution, the purchase of 9 VHF base sets, 16 mobile sets and 6 relaying stations, as well as some spare parts will provide relief to this situation; the cost is estimated at US$240,000.

7.11 A short study would be needed to analyze all communication requirements for operation in general, transmission, distribution, generation, as well as communication between the regions and the center. It should be carried out immediately to set basic guidelines and a general framework for future expansion of the communication system and to establish specifications, firm up cost estimates, and prepare tender documents for the short-term priority components. JIRAMA could get the help of a specialist in telecommunications technology for the preparation of this plan and for the evaluation of technical options. In terms of consulting, this preparatory work should not require more than 2 man-months, nor cost more than US$35,000, it should be completed within three months with active involvement on the part of JIRAMA which has already studied the problem to a large extent. Terms of Reference are included in Annex 6. At this stage, the cost of equipment needed for the rehabilitation of the telecommunications system can tentatively be estimated at about US$400,000.

Technical Assistance to the Department of Economic Studies and Planning

7.12 The new Department of Economic Studies and Planning (DEEP) reports directly to JIRAMA's General Manager and is responsible for all economic and planning studies, namely:

- demand forecasts;
- generation and transmission planning studies;
- economic criteria for distribution investments;
- economic evaluation to establish design standards for generation, transmission, and distribution;
- tariff studies;
- medium term investment and financial planning in conjunction with the Department of Administration and Finance; and
- statistics.

7.13 Most of these activities were previously conducted by various departments, such as the Directorate of Interconnected Zone, the Directorate of External Zones, the Grand Projects Department, and the Commercial Department. The creation of the new department should make it possible for JIRAMA to carry out these tasks more effectively and more efficiently. JIRAMA has requested technical assistance to help this new department set up the methods, procedures and softwares needed. Terms of Reference for this technical assistance are given in Annex 5.

7.14 This technical assistance should involve active collaboration with DEEP in setting the necessary basis to address current economic and planning issues. Among these are the preparation of the least cost development plan, which would involve the development of a generation simulation model for the interconnected system, and the rationalization of tariff structures.

7.15 This program should also provide for visits or internships for JIRAMA's staff in similar departments abroad, or attendance at specialized meetings. This technical assistance should extend over two years with some follow up during the third year. One resident expert would be working with DEEP for two years and about 20 months of additional consultation would be provided on specialized subjects.

7.16 The estimated cost of this three-year program would be about US$750,000, out of which US$30,000 would be reserved for JIRAMA's staff travel expense, and US$30,000 for investments in miscellaneous items needed in the department's operation (photocopying, statistical software packages, graphic equipment, documentation, etc.).

Customer Management

7.17 Computerized billing dates back several years and is handled (like other JIRAMA data processing tasks) by SOMAGI. The mission examined the functioning of the customer management system of the region of Antananarivo and Grand-Tana and a detailed account is given in Annex 10. The Antananaraivo Sales Department (ASD), located in JIRAMA's downtown office, is in charge of all aspects of customer relations for water and electricity, except for large customers who are the responsibility of the Commercial Department and for which metering is performed by the technicians of the meter lab.

7.18 An important instrument of the billing cycle is the "receipt card" (Carte Quittance, or C.Q.), which is a computer punched card. It is issued by SOMAGI together with the bills and remitted to the collectors with their weekly schedules. If a customer pays to the collector, the C.Q. is given as receipt. The "unsold" cards are returned to the ASD at the end of the week and sent to SOMAGI for updating customer accounts and control of the amounts turned in by the collectors. The cards are then sent back to the ASD, and when a customer comes to the ASD to pay, the card is sent to SOMAGI to update the customer's accounts.

7.19 The operation of the billing cycle has several good features:

- great care is devoted to appropriate control of metering and collection and there are appropriate incentives for meter readers to report anomalies;
- bill recovery and disconnection policy is strict and bills are paid, in average, 18 days after their presentation (for private customers);
- customer handling at the cash registers of the ASD is very efficient (1 minute/customer); and
- JIRAMA offers a modern and practical form of payment in the form of automatic bank withdrawal without customer intervention (6.5% of the customers use this system).

7.20 JIRAMA's billing system has, however, several weaknesses:

- the time between the reading of the meter and the presentation of the bill can reach, in extreme cases, 60 days, due to the production of bills, in batch mode, only on the 20th of the month, and to an apparent lack of synchronization between the schedules of the meter readers and those of collectors;

- the card readers are 20 years old, making the billing cycle vulnerable to a breakdown. From the point of view of both cost and efficiency, punched card systems are obsolete for this type of application;

- after so much handling and interchange of the punched cards between SOMAGI and JIRAMA, the proportion of cards unsuitable for automatic reading at the last stage is apparently significant;

- the computer is used mainly for billing and accounting, and many functions, particularly those related to customer relations cannot be performed by the current system--for example, such things as on-line customer information, management of requests for work or connections, customer consumption history, issuance of estimated bills when reading is impossible, automatic detection of meter defects, automatic issuance of reminders, credit rating to determine disconnection, or help in distribution planning, etc.;

- customer histories are kept at the ASD on special forms which require an additional recording at the time of metering and manual handling. Answering customer requests for information on their bills is very difficult. The Distribution Department's attempts to use the computer files for load analysis and transformer management have been unsuccessful; and

- about 80% of customers (48,000) pay at the ASD, and, on peak days the capacity of the ASD's four cash registers reaches saturation and lines can be long, in a limited space.

7.21 Overall, the system is very cumbersome. The advantages of computerization seem to be largely offset by tedious handlings and numerous transfers of paper documents and punched cards between JIRAMA and SOMAGI, which raises the risks of document and card losses, wear and tear and errors. Many of these difficulties were probably avoided when JIRAMA had a computer center at the ASD, but they are unavoidable now. Also, aside from such "heavy" applications as the printing of bills and general accounting which can remain centralized, a customer management system should be close to the consumer, and directly accessible by the ASD.

7.22 Billing procedures are similar in other regions, but can take significantly longer because of communication delays. The treatment is also centralized in Antananarivo, although some small remote sectors still use manual billing. That is probably the cheapest solution and the quickest, but the use of microcomputers would facilitate billing and reduce errors. The use, in external zones, of one bill per meter (there can be three meters for electricity and water), rather than one bill per customer requires tedious sorting operations that can take three days in large centers. This method requires time consuming totalling operations

when customers come and pay at the cashier. This problem, which is currently being remedied, also increases the delay between meter reading and presentation of bills.

7.23 A feasibility study has been completed on procedures, type and size of files, and interfaces required to determine the equipment needed for updating customers accounts at the level of the ASD and eliminating the punched cards. This equipment would include a mini-computer installed at the ASD 17/ and electronic cash registers communicating with the mini-computer via diskettes. In other zones the system would be based on high capacity micro-computers that could be used for other decentralized management tasks. 18/ Financing of the computer equipment is underway.

Recommendations

(a) The number of cash registers should be increased to face customer growth. Considering the space constraint and the already long waiting lines with today's low transaction time, response time appears as an important consideration which would justify the choice of off-line cash registers with diskette memory. This was recommended by the feasibility study. However, at a minimum, one on-line terminal should be available for customer information; optical reading could also be considered as a possible option.

(b) The acquisition of a new computer should be the opportunity for a thorough review of the customer management system. The card system used for updating of customer accounts should be the first thing to be changed. The delay between meter reading and collection also needs to be addressed. Enlarging the analysis to all existing or potential functions of the customer management system is indispensible to ensuring the compatibility of the new "customer portfolio" module with a global architecture that could provide many new customer management functions that could be added later on. Experience suggests that a fresh and global view of the system to be achieved has much higher payoffs than partial adaptation of existing procedures. If the initial investment is higher, in terms of both time and money, the end product has a longer life and is more efficient.

7.24 For these reasons, and considering the many possible improvements of the present system, it is essential that a complete analysis of the billing and customer management system be done prior to any

---

17/ Magnetic tapes would be used for communication with SOMAGI, for bill printing and accounting applications.

18/ The support for communication with SOMAGI would be a diskette.

programming work or software acquisition. The first step of the proposed program management system should examine all functions available in the present system and their performance, all functions that could be available in a modernized system and a strategy for implementation. The second step would be the implementation of the module for updating and managing customer accounts so as to allow the complete elimination of punched cards. The third step would extend this application to the regional units. Finally, additional functions evaluated in the preparatory phase would be implemented. Terms of Reference are given in Annex 4. The software should be based on the adaption of efficient, multifunction softwares available in electric or water utilities or computer companies.

7.25 Funding should also be made available to allow a representative of the ASD and a representative of the "Direction Méthodes et Systèmes" to examine the hardware and software used for customer management in different utilities.

7.26 The cost for the study, software development, reformatting of the bills, implementation, training and maintenance assistance for the first two or three years of application is estimated at US$800,000, for a completely modernized system which would be progressively put in place over two years in Tana and the regions.

The Meter Laboratory

7.27 Through its regular inspection campaigns, the meter laboratory plays a very important role in the detection of irregularities and in limiting non-technical losses. The latter appear to be low in Madagascar, even with a reasonable uncertainty margin on loss statistics, in comparison with many other countries and, this must be attributed largely to the efficient actions of the meter laboratory.

7.28 For control and calibration of meters, the meter laboratory has facilities in Antananarivo and two mobile units. The central laboratory of Antananarivo is responsible for ordering, testing and sealing new meters.

7.29 There are two teams of technicians, one for low voltage and one for high voltage. The high voltage team is also in charge of monthly meter reading of MV customers and calibration of power plant and substation meters. Calibration of MV meters for plants, substations and large customers is done every six months or once a year, once every two or three years for small customers and small plants.

7.30 These good practices do not compensate for the age of some of the plant and substation metering equipment. Breakdowns can be followed by long delays before replacement. This, in turn, affects the reliability of loss statistics and this type of problem seems to be

reflected in the sharp fluctuations observed in recent statistics. Also, the incidence of a reportedly rapid slowing down of some LV meters compared to the reliability of modern equipment would need to be assessed. JIRAMA's standards for new equipment appear to be good.

7.31 The capacity of the Antananarivo facilities is about 1,200 meters/month, that of the mobile units of about 300 meters/month each. The inspection of meters every five years (which is JIRAMA's original objective) would require an additional mobile unit.

7.32 The Antananarivo laboratory is very well managed but is hampered by space limitations and much of its equipment is old. One of the most needed pieces of equipment is a three-phase test bench; the lab does not have one and it is essential for efficient operation.

7.33 The cost of one new fully, equipped mobile unit and a three-phase test bench is estimated at about US$150,000.

Computers for Decentralized Management

7.34 JIRAMA does not have any internal data processing equipment such as PCs for basic statistical and management work, and depends entirely on SOMAGI's IBM 4331. In recent months the World Bank and other agencies have taken steps to finance some personal computers for the light data processing tasks of JIRAMA's central departments.

7.35 The decentralization of management will require additional equipment of sufficient capacity to handle such applications as inventory and maintenance management, personnel and customer management, and purely local tasks. Communication with the center (for consolidation or statistical purposes) would be via diskettes. The plant maintenance and inventory management system proposed for diesel generation would be a good candidate for a first application. It will require computers at the regional level. The decentralization of customer management would also be based on these computers. The cost of eight high capacity micro-computer systems is estimated at US$100,000.

PROPOSED TERMS OF REFERENCE FOR REHABILITATION OF DIESEL POWER STATIONS AND RATIONALIZATION OF THE ENGINE POPULATION IN THE DIESEL POWER STATIONS

Summary of Objectives

The Madagascar Electricity and Water Corporation (JIRAMA) is soliciting proposals from a consulting firm to assist in the organization and implementation of the rehabilitation of its diesel power stations and the rationalization of the diesel engine population of its power stations by:

(a) repairing and/or redesigning and modifying auxiliary systems in the power stations of Mahajanga, Toliara, and Nosy-Be, and installing a new unit in Nosy-Be. Designing a new power station to be build at Nosy-Be to replace the existing station;

(b) repairing, redesigning and/or modifying units and auxiliary systems in a number of other large or small stations;

(c) developing a plan for removing and where necessary replacing engines that have passed their economic life;

(d) improving engine utilization by moving engines which do not match the load demand in the station where they are installed to other stations where they match better, and developing specific plans for thermal units available in hydro zones; and

(e) training JIRAMA to make engine repair/replacements decisions and to write functional engine specifications.

The work which must be implemented as a coordinated program will be done in 2 phases. Phase I will consist mainly of:

- determining the requirements and implementation schedule for the components (a), (b), (c), and (d);

- assist in preparing invitations to tender for the work to be done to implement (a), (b), (c), and (d); and

- training component (e).

Phase II will include the purchasing, the contracting of services to implement the project and the project management. The overall cost of the program is estimated to be about US$6.5 million. It is to be implemented over a period of 36 months. Utmost priority should be given to the implementation of component (a), the rehabilitation of Mahajanga, Toliara, and Nosy-Be.

Background

JIRAMA is a statutory public enterprise responsible for the generation, transmission, and distribution of electricity and water in Madagascar. JIRAMA reports to the Ministry of Industry, Energy and Mines.

JIRAMA operates about 60 diesel power stations 13 of which have installed capacities between 1 and 25.7 MW, all others are smaller than 1 MW. Most stations are not electrically interconnected and are located in remote areas. Accessibility of several stations is difficult during the wet season (December to March). Several small coastal stations are remote from harbor facilities and must be reached by boat when roads are impassable.

Fuel storage systems and fuel treatment systems in many stations are inadequate, especially in some bigger stations which use heavy fuel oil. Cooling systems (mostly cooling towers) are in bad condition in some stations. Repair and maintenance facilities often do not meet applicable standards.

Many engines have passed their economic life, have low availability and high fuel consumption and need to be scrapped and in a number of cases replaced.

Several stations have engines with capacities that require them to run appreciable time outside their economic range. They need to be replaced by engines that match better to the load demand and be reinstalled in a better suited location.

A significant share of thermal capacity is in zones which currently dispose of a large hydrocapacity and requires particular attention and specific measures in order to extend at least cost the economic life of the equipment.

This program to improve the operation of the diesel stations is one of a group recommended by a World Bank/UNDP mission to improve the efficiency of JIRAMA's generation systems.

The Mission's report which describes the power system and outlines the work to be done is a part of these Terms of Reference.

Scope of Work

The work includes everything that is necessary to achieve the objectives listed in the Summary of Objectives. Some of the specific tasks are:

Phase I - Preparation

(a) Rehabilitation of Toliara, Mahajanga, and Nosy-Be

(i) Review plant data. Inspect the Power Stations for technical condition with special attention to apparent weaknesses, such as:

- fuel treatment and storage systems, especially in Mahajanga II and Toliara II which use heavy fuel oil;
- the cooling system, electrical and mechanical auxiliaries, protection systems;
- the spare parts situation;
- the workshop, in particular with respect to checking injectors and with respect to dismantling, cleaning and assembling procedures of injectors and fuel pumps in the Toliara II, and Mahajanga II stations which burn heavy fuel oil; and
- the instrumentation on engines and auxiliaries.

(ii) Specify the work, equipment and materials that are required for bringing the stations back into healthy condition.

(iii) Verify the requirements for a new power station at Nosy-Be to replace the existing station and specify the new station.

(iv) Verify the savings that would result from the works.

(v) Prepare bid documents for work, equipment and materials.

(vi) Assist JIRAMA in selecting contractors for carrying out the work required and to award contracts.

(b) Repairs and modifications of other stations

The scope of work is the same for component (a).

However specification of requirements and preparation of bid documents will intervene only after completion of preparatory work for components (c) and (d).

For small stations (less than 1 MW) JIRAMA will prepare specifications and bid documents with the assistance of the consultant.

(c) Determine which engines have passed economic life and have to be replaced

(i) determine which engines cost more or would cost more (if repaired) to be maintained in operable condition than a new engine would cost per kWh; and

(ii) determine which of the engines to be removed have to be replaced. The judgement has to be based on increased availability of remaining units to be expected when the component (a) of the program has been completed.

(d) Improving engine utilization by removing engines which do not match the load demand to stations where they match better

(i) investigate station load profiles and select and propose to exchange engines between stations, or propose new engines to obtain a better station availability, a better average engine loading and a reduced number of different engine types per station and per group of stations belonging to one Sector (stations in one service area);

(ii) propose course of action for standby plants in hydro zones including choice of fuel, operating policy, retirement or transfer of older units, and preservation measures to be applied;

(iii) verify the cost benefits analysis of the proposed work components;

(iv) assist JIRAMA in preparing bid documents for implementing the work; and

(v) assist JIRAMA in selecting a contractor for carrying out the work required and to award a contract. Preferably the work components (c) and (d) should be in one contract.

(e) Training of JIRAMA in deciding future repair/replace decisions

(i) develop engine selection criteria applicable to the type of power stations and station load profiles that exist in JIRAMA's thermal power stations; and

(ii) use this engine selection criteria to decide on replacements and relocations that form part of component (c) and (d) of this program.

Phase II

To the extent that the work is justified by the analysis in Phase I:

(a) for the power stations of Mahajanga, Toliara, and Nosy-Be, procure and expedite the goods required, manage with JIRAMA the rehabilitation and modification work, the removal and reinstallation of engines, the removal of engines to be scrapped and the installation of new engines, and the design and building of a new power station at Nosy-Be;

(b) for other stations, assist JIRAMA in the implementation phase. Consultant's involvement for these other stations will mainly consist in providing specialist services on a case-by-case basis and upon request of JIRAMA as well as to assist in setting up procedures for the monitoring of implementation; and

(c) provide training to JIRAMA to ensure that JIRAMA staff is competent to run and maintain the new equipment and to achieve the envisaged objectives.

Division of Labor and Responsibilities

The firm will be fully responsible for the execution of the program. It will provide all of the services required to ensure the success of the program.

JIRAMA will provide the following:

(a) access to the plants, to documents and to any data required to carry out the work;

(b) all transportation in Madagascar;

(c) counterpart staff as required, and, in particular, a project manager who will manage the whole program with the help of the consultant; and

(d) office space.

Guidelines for Proposal

The proposals should provide comprehensive details of the following:

(a) a work plan in accordance with these Terms of Reference;

(b) a preliminary estimate of the hours, by discipline, required to complete the work and the location where each phase of the work will be carried out;

(c) the nature of the organization and previous experience in related work in developing countries;

(d) curricula vitae (CVs) of staff who will be assigned for the study as well as CV's of support staff at Headquarters;

(e) Project Organization chart with candidate names indicated; and

(f) the firm will include in their proposal a suggested procedure to be used to handle additions and deletions to their contractural scope of services. This shall include, but not be necessarily limited to, work time estimates with backup data and hourly rates for the work performed. These rates shall be included in the offer.

A sealed envelope should be enclosed with the proposal, indicating the cost estimate of this work based on a system of fixed professonal fees which should also be determined in relation to the actual hours of work.

The firm may suggest alternative schemes for attaining the objectives outlined in the Terms of Reference. Any alternative scheme should be clearly identified as such, and separate work schedules and costs should be provided for each.

Form of Contract

The contract which will be awarded to the successful firm will be based on the International Model Form of Agreement Between Client and Consulting Engineer produced and issued by the International Federation of Consulting Engineers (FIDIC).

Schedule of Payments

The schedule of payments will be negotiated. The firm shall propose a schedule in their Tender which will tie payments to clear performance targets.

Cost Estimate

Program: Rehabilitation and Rationalization of Diesel Engine Population

---

General

For cost estimating and project management reasons the stations are divided into three groups:

(i) Mahajanga, Toliara, and Nosy-Be, all visited by the mission, all in continuous operation;

(ii) Antsiranana (continuous operation), Ambohimanambola, Antsirabe, Mandroseza, Fianarantsoa, and Taomasina (all five on stand-by except the last one until repairs of Volobe are completed);

(iii) 50 small stations (less than 1 MW) all in continuous or part-of-the-day operation.

Of the small stations the mission visited Marovoay and Miarinarivo.

The volume of work on the three big stations visited has priority and is expected to be one-third of the total volume of work of the entire program.

Phase I work (inspection, preparation of specifications, bid evaluation and contract negotiating) will be done first for Mahajanga, Toliara, and Nosy-Be and then simultaneously for components (b), (c), and (d). It should extend over six months.

Phase II work (implementation) for Mahajanga, Toliara, and Nosy-Be will be done simultaneously and take 12 months. Thereafter the Phase II work for the small stations and for the remaining big stations will be done simultaneously and stretched over an 18 month period. Also the construction of a new power station at Nosy-Be will be started at that date.

The work for the stations that were visited could reasonably well be estimated.

The work for the remaining six big stations (60 MW) should be estimated as part of Phase I work. Taking into consideration that older units or stations such as Mandroseza (4 MW, more than 30 years old) can be retired, that all stations but Antsiranana (4.2 MW) and Taomasina (until Volobe returns to operation) are essentially on reserve, and that partial mothballing may be an economic solution, the cost of the imported

materials should not exceed US$500,000 and the total cost US$560,000 and FMG 150 million.

For smaller stations (totalling 16.3 MW) it is expected that over the three year project life, about 6.5 MW will have to be retired and replaced by 3 MW 1/ of new and better matched capacity at a cost of US$400/kW c.i.f. (no new station required). The corresponding cost of US$1.2 million will be the essential foreign exchange component. Small units are less complicated than the large ones and implementation can rely largely upon JIRAMA's regional staff. On the other hand transport costs for new units or transfer of units will be high since small stations are disseminated over the country and often difficult to access. Local costs are therefore estimated at about FMG 350 million. More detailed cost estimates will be developed during Phase I.

The whole program is to be managed by a consultants' project manager residing in home-office most of the time and visiting Madagascar five times for a total of 90 days during the 36 months active project life.

One electrical and one mechanical consultants' engineer as well as an economist are assumed to be made available to JIRAMA for a total of 36 man-months and a civil engineer will be in Madagascar for about three months (excluding specific requirements for the construction of the new Nosy-Be station).

JIRAMA counterpart personnel will be available throughout the duration of the project.

Basic cost elements

	per day	per month
Consultant		
Professional charges	US$515	US$11,300
Subsistence cost	US$120	US$3,660
JIRAMA		
Project Manager		FMG 480,000
Engineering		FMG 240,000
Local and contracted labor		FMG 120,000
Subsistence cost:		
Engineering		FMG 720,000
Labor		FMG 360,000
International air ticket	US$1,500	
Local air ticket single	FMG 40,000	
return	FMG 60,000	

1/ This does not include the needs resulting from demand growth.

Program: Rehabilitation and Rationalizaton of Diesel Engine Population
Project: Overall Project Management

Work Element	Calendar Time	Consultant			JIRAMA and Local			Travel Cost	
		Man-months	Professional Charges	Subsistence Costs	Man-months	Man Costs	Subsistence Costs		
	(months)	(months)	(US$)	(US$)	(months)	(kFMG)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)
Project Management	36	9	101,700	10,800				7,500	

Program: Rehabilitation and Rationalization of Diesel Engine Population
Project: Phase I - Preparation

Work Element	Calendar Time	Consultant			JIRAMA and Local			Travel Cost	
		Man-months	Professional Charges	Subsistence Costs	Man-months	Man Costs	Subsistence Costs		
	(months)	(months)	(US$)	(US$)	(months)	(kFMG)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)
Prep. at Jir. hq	3.0	5	56,500	18,300	3	720	--	--	--
Inspection of sites	3.0	7.5	84,750	27,400	5	1,200	3,600		1,500
Reporting at Jir. hq	.5	1.5	16,950	5,490	1	240	--	--	--
Prep. bid docs.	1	3	33,900	--	2	480	--		--
Approval of bid docs. by JIRAMA	.5	.5	5,650	1,830	.5	120	--		--
Bid evaluation	1	1	11,300	--	--	--	--	--	--
Contract negs.	.5	.5	5,650	--	--	--	--		--
TOTALS	9.5	19	214,700	53,020	11.5	2,760	3,600	12,000	1,500

	Local	Foreign	Total
Summary Preparation and Overall Project Management (US$)	12,680	399,720	412,400

Program: Rehabilitation and Rationalization of Diesel Engine Population
Project: Phase II - Rehabilitation of Mahajanga Power Station

Work Element	Calendar Time	Consultant			JIRAMA and Local						
		Man-months	Professional Charges	Subsistence Costs	Man-months	Man Costs	Subsistence Costs	Travel Cost		Material Cost	
	(months)	(months)	(US$)	(US$)	(months)	(kFMG)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)
2 new storage tanks	8				32	3,840	11,520			200,000	
2 settling tanks	3				12	1,440	4,320			40,000	
Piping, heaters, instr.	3				6	720	2,160			20,000	
Electrical	2				4	480	1,440			3,000	
Workshop											
- Civil	4				8	960	2,880				4,000
- Electrical	2				2	240	720			5,000	
- Equipment	4				8	960	2,880			45,000	
Incinerator	3				6	720	2,160			40,000	
- Electrical	1				1	120	360			3,000	
- Pumps, etc.	3				6	720	2,160			12,000	
- Piping, etc.	3				3	360	1,080			10,000	
Proj. Mgr (JIRAMA)	12				12	5,760	4,320		520		
Cons. services	2	4	45,200	14,640				4,500	240		
Travel cost labor force (10 local return tickets									600		
TOTALS	12	4	45,200	14,640	100	16,320	36,000	4,500	1,360	378,000	4,000

	Local	Foreign	Total
Summary Mahajanga (US$)	93,030	442,340	535,370

Program: Rehabilitation and Rationalization of Diesel Engine Population
Project: Phase II - Rehabilitation of Tollara Power Stations

Work Element	Calendar Time	Consultant			JIRAMA and Local						
		Man-months	Professional Charges	Subsistence Costs	Man-months	Man Costs	Subsistence Costs	Travel Cost		Material Cost	
	(months)	(months)	(US$)	(US$)	(months)	(kFMG)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)
1 additional storage tank	6				24	2,880	8,640			80,000	
2 settling tanks	3				12	1,440	4,320			30,000	
Piping, pumps, instr.	3				6	720	2,160			15,000	
3 viscomats & instr. & materials	2				4	480	1,440			18,000	
Electrical Workshop	4				4	480	1,440			2,000	
- Civil	4				8	960	2,880				4,000
- Electrical	2				2	240	720			3,000	
- Equipment	4				8	960	2,880			40,000	
Incinerator	3				6	720	2,160			30,000	
- Electrical	1				1	120	360			1,000	
- Pumps, etc.	3				6	720	2,160			8,000	
- Piping	3				3	360	1,080			8,000	
Gasoil injectors for engine 1305 (3300 kW)	--				--	--	--			2,880	
Modification fuel pumps lubrication 3 engines	1				2	240	720			6,000	
Proj. Mgr (JIRAMA)	12				12	5,760	4,320		240		
Professional Services	4	4	45,200	14,640					240		
Travel cost labor force (10 local tickets)									600		
TOTAL	12	4	45,200	14,640	98	16,080	35,280		1,080	243,880	4,000

	Local	Foreign	Total
Summary Tollara (US$)	91,030	303,720	394,750

Program: Rehabilitation and Rationalization of Diesel Engine Population
Project: Phase II - Rehabilitation of Nosy-Be Station

Work Element	Calendar Time	Consultant			JIRAMA and Local			Travel Cost		Material Cost	
		Man-months	Professional Charges	Subsistence Costs	Man-months	Man Costs	Subsistence Costs				
	(months)	(months)	(US$)	(US$)	(months)	(kFMG)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)
Installation water separator downstream fuel storage tank	1				1	120	360				120
Transport of 500 kW set from Toliara I to Nosy-Be	1										9,000
Connecting 500 kW set	2				2	240	720				6,000
Clearing east section of power house (remove 2 x 150 kW)	2				2	240	720				
Refurbish ditto	3				6	720	2,160				4,800
C.i.f. cost new 800 kW set & cooling tower, etc.										456,000	
Installation ditto	3				12	1,440	4,320			72,000	
Inspection/commissioning 800 kW set by manufacturer	1		11,300	3,660	1			1,500			
Repair of existing cooling tower	1				2	240	720			10,000	
Design of small workshop/office	1				3	360	1,080				8,000
electrical equipment	1				1	120	360				120
tools	1				2	240	720			5,000	
Proj. Mgr (JIRAMA)	12				12	5,760	4,320		240		
Prof. services	3	3	33,900	10,980				1,500	240		
Travel cost labor force (10 local return tickets)									600		
TOTALS	22	3	45,200	14,640	44	9,480	15,480	3,000	1,080	543,000	28,040

	Local	Foreign	Total
Summary Nosy-Be (US$)	87,230	605,840	693,070

Program: Rehabilitation and Rationalization of Diesel Engine Population
Project: Phase II - Design and Construction of New Power Station at Nosy-Be

Work Element	Calendar Time	Consultant			JIRAMA and Local			Travel Cost		Material Cost	
		Man-months	Professional Charges	Subsistence Costs	Man-months	Man Costs	Subsistence Costs				
	(months)	(months)	(US$)	(US$)	(months)	(kFMG)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)
Design	8	5	56,500	3,660	6	1,440	4,320	4,500	380		
Manufacturing and Constructuring	18	10	113,000	10,980	120	14,400	43,200	9,000	12,000	1,400,000	100,000
TOTAL	24	15	169,500	14,640	126	15,840	47,520	13,500	12,380	1,400,000	100,000

	Local	Foreign	Total
Summary New Nosy-Be (US$)	283,450	1,597,640	1,881,090

Program: Rehabilitation and Rationalization of Diesel Engine Population
Project: Phase II - Rehabilitation of Other Large Stations > 1,000 kW

Work Element	Calendar Time	Consultant			JIRAMA and Local			Travel Cost		Material Cost	
		Man-months	Professional Charges	Subsistence Costs	Man-months	Man Costs	Subsistence Costs				
	(months)	(months)	(US$)	(US$)	(months)	(kFMG)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)
TOTAL	9	4	43,800	14,640		100,000	30,000	3,000	1,200	500,000	12,000

	Local	Foreign	Total
Summary Large Stations (US$)	230,970	561,440	792,410

Program: Rehabilitation and Rationalization of Diesel Engine Population
Project: Phase II - Rehabilitation of Small Stations ≤ 1,000 kW

Work Element	Calendar Time	Consultant			JIRAMA and Local			Travel Cost		Material Cost	
		Man-months	Professional Charges	Subsistence Costs	Man-months	Man Costs	Subsistence Costs				
	(months)	(months)	(US$)	(US$)	(months)	(kFMG)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)
TOTAL	18	4	43,800	14,640		150,000	150,000	4,500	6,000	1,200,000	40,000

	Local	Foreign	Total
Summary Small Stations (US$)	558,060	1,262,940	1,821,000

PROPOSED TERMS OF REFERENCE FOR UPGRADING OF PLANT MAINTENANCE EQUIPMENT AND PRACTICES

Summary of Objectives

The Madagascar Electricity and Water Corporation (JIRAMA) is soliciting proposals to organize and implement the upgrading of equipment and practices for the maintenance of its diesel power stations by:

(a) increasing the stock level of spare parts to a level required for smooth and efficient operation of JIRAMA's diesel power stations;

(b) providing a computerized system for maintenance management, including facilities for spare parts inventory control and for engine operation and maintenance history filing and analysis;

(c) implementing modern and appropriate plant condition monitoring techniques and instrumentation and repair techniques; and

(d) implementing mobile maintenance facilities consisting of a number of containerized workshops, stand-by generating sets to bridge temporary restrictions in generating capacity due to engine overhauls and repairs, about eight four-wheel drive trucks for transporting these equipment to and from power stations.

The work, which must be implemented as a coordinated program will be done in two phases.

Phase I will consist of:

- determining the requirements for the components (a) thru (d); and

- preparing invitations to tender for the work to be done to implement (a) thru (d).

Phase II will include the purchasing, the contracting of services to implement the project and the project management.

The work under this Program must be coordinated with the work under the Program Rehabilitation of Diesel Power Station and Rationalization of the engine population in the Diesel Power Stations. The project life is estimated to be 24 months.

Background

JIRAMA is a statutory public enterprise responsible for the generation, transmission and distribution of electricity and water in Madagascar. JIRAMA reports to the Ministry of Industry, Energy and Mines.

JIRAMA operates about 60 diesel power stations 13 of which have installed capacities between 1 and 25.7 MW, all others are smaller than 1 MW. Most stations are not electrically interconnected and are located in remote areas. Accessibility of several stations is difficult during the wet season (December to March). Several coastal stations are remote from harbor facilities and must be reached by boat when roads are not operable..

Spare parts levels are extremely low. It is estimated that the existing level must be tripled or quadrupled in value.

Engine operation and maintenance recording and filing is well organized and is properly executed. Insufficient management data is however retrieved from this information because all work is done by hand. A computer system to file the data and to produce management information in standard formats should be introduced.

JIRAMA has had limited opportunity to keep updated with developments in the field of techniques and equipment for engine performance monitoring (calibration equipment for thermometer, pressure gauges, measuring equipment for vibrations, quick checks on fuel and lube oil quality) and engine maintenance and repair. The workshops and the equipment in the workshops, both at the regional level and at the sector level require considerable upgrading. Training is an important component in this respect.

Many stations require the use of a 4-wheel drive truck or (at the coast) a boat to get access to, especially in the wet season. It is likely that the whole of JIRAMA's diesel power station operation would benefit considerably by overhauls and repairs being made on site quickly with appropriate tools and spare parts and by having transportable generator sets available to bridge the capacity gap in the station during overhaul of one of its engines.

This program to improve the operation of the diesel station is one of a group recommended by a World Bank/UNDP mission to improve the efficiency of JIRAMA's generation systems.

The Mission's report which describes the power system and outlines the work to be done is a part of these Terms of Reference.

Scope of Work

The work includes everything that is necessary to achieve the objectives listed in the Summary of Objectives. Some of the specific tasks are:

(a) Increasing the stock level of spare parts.

(i) Review the current spare part situation, investigate which spare parts not at hand in JIRAMA could have prevented break downs, power reductions or engines running beyond their scheduled maintenance hours.

(ii) Review recommended spare part inventory list.

(iii) Assist JIRAMA where required to find suppliers for the parts and materials required and prepare orders for spare parts and other materials required.

Note: Due notice should be given to the fact that many engines have passed their economic life and will have to be replaced.

(b) Providing a computerized system for maintenance and inventory management.

(i) Familarize with present procedures in JIRAMA and discuss with JIRAMA changes that may be associated with computerization.

(ii) Investigate requirements for computerization of

- Materials and parts stock control
- Equipment inventory
- Task database regarding
  - which tasks for which equipment
  - how often
  - by whom
  - required number of manhours
- Manhour summaries, listing future manhours requirements per location, in total, etc., or a function of expected running hours and engine history.

- Generation of worklists and spares and material requirements, with indication of expected shortages in spares and materials.

- Generation of work orders for other than standard scheduled preventive maintenance work.

- Historical summaries of

  - outage

  - maintenance cost

  - kWh produced

  - engine utilization factors

  - engine load factor

- Software should be usable on seven regional high capacity microcomputers and have central consolidation possibilities.

(iii) Make recommendation for purchase/lease of system(s) on the basis of cost benefits analysis. Consideration should be given to the adaptability of the inventory control component to other areas of activity such as distribution.

(iv) Assist JIRAMA in supplier selection.

(v) Order software.

(vi) Implement training for JIRAMA.

(c) Implementing modern plant condition monitoring equipment and repair techniques.

(i) Familiarize with existing techniques in JIRAMA.

(ii) Specify requirements. Special attention should be given to fuel injection equipment and instrumentation (both plant instrumentation and calibration instrumentation) and to tools and measuring instruments and techniques used in overhaul of engines.

(iii) Prepare recommendations and bid documents.

(iv) Assist JIRAMA with suppliers selection.

(v) Order equipment.

(d) Implementing mobile maintenance and stand-by equipment.

(i) Familiarize with present maintenance logistics and geographical situation of JIRAMA power stations.

(ii) Verify savings in installed generating capacity and improvements of the quality of service expected from using mobile equipment as proposed.

(iii) Specify equipment required.

(iv) Prepare bid documents.

(v) Evaluate bids.

(vi) Order equipment.

(vii) Have housing prepared for equipment and arrange who is to be in control of the equipment in JIRAMA and establish dispatch, operation and maintenance instructions for the equipment.

(viii) Evaluate additional benefits that would result from the availability of sea transportation on the east and west coasts, capable of landing the trucks at or near the various coastal stations.

Phase II

(a) Increasing stock level of spare parts.

(i) Expedite deliveries.

(ii) Monitor stocking and recording of deliveries.

(b) Providing a computerized system for maintenance and materials management.

(i) Conduct introduction of system and organize training of JIRAMA personnel.

(ii) Take care of any problems that arise during operation of the system in its introductory stage.

(c) Implementing modern plant condition monitoring and repair techniques.

(i) Monitor deliveries.

(ii) Organize training and implementation. Training to include study visits to modern power stations, manufacturers, educational institutes, and exhibitions by about five selected JIRAMA power engineers for the purpose of getting acquainted with all aspects of modern diesel power station design, operation and maintenance.

(iii) Institutionalize use of new techniques by incorporating the use in work instructions.

(d) Implementing mobile maintenance and stand-by facilities.

(i) Monitor production and testing of equipment.

(ii) Monitor delivery and make an operational planning for the first year of operation.

(iii) Monitor the operating of the equipment and correct any problems that may arise.

Division of Labor and Responsibilities

The Firm will be fully responsible for the execution of the program. It will provide all of the services required to ensure the implementation of the program.

JIRAMA will provide the following:

(a) access to the plants, to documents and to any data required to carry out the work;

(b) all transportation in Madagascar;

(c) counterpart staff as required; and

(d) office space.

Guidelines for Proposal

The proposals should provide comprehensive details of the following:

(a) a work plan in accordance with these Terms of Reference;

(b) a preliminary estimate of the hours, by discipline, required to complete the work and the location where each phase of the work will be carried out;

(c) the nature of the organization and previous experience in related work in developing countries;

(d) Curricula vitae (CVs) of staff who will be assigned for the study as well as CV's of support staff at Headquarters;

(e) staff and period to be assigned for establishment of the systems and training of JIRAMA personnel inclusive of full CVs and previous experience;

(f) Project Organization chart with candidate names indicated; and

(g) the Firm will include in their proposal a suggested procedure to be used to handle additions and deletions to their contractural scope of services. This shall include, but not be necessarily limited to, work time estimates with backup data and hourly rates for the work performed. These rates shall be included in the offer.

A sealed envelope should be enclosed with the proposal, indicating the cost estimate of this work based on a system of fixed professonal fees which should also be determined in relation to the actual hours of work.

The Firm may suggest alternative schemes for attaining the objectives outlined in the Terms of Reference. Any alternative scheme should be clearly identified as such, and separate work schedules and costs should be provided for each.

Form of Contract

The contract which will be awarded to the successful Firm will be based on the International Model Form of Agreement Between Client and Consulting Engineer produced and issued by the International Federation of Consulting Engineers (FIDIC).

Schedule of Payments

The schedule of payments will be negotiated. The Firm shall propose a schedule in their Tender which will tie payments to clear performance targets.

Cost Estimates

Program: Upgrading Plant Maintenance Equipment and Practices

The project consists of 4 components:

(a) increasing spare parts stock level

(b) providing computerized maintenance system

(c) providing modern and appropriate plant condition monitoring and repair techniques

(d) provide mobile maintenance and standby equipment

Work will be done in two phases: Phase I includes a detailed study of existing facilities to determine requirements for components (a) to (d) and the preparation of invitations to tender for the implementation of the said components; Phase II will include the purchasing, the contracting of services to implement the project and the project management.

Detailed cost estimates and time schedules for both phases follow.

Cost estimates for mobile maintenance workshops are for eight such units (200 engines, 10 days per engine per year in average, trucks in use 75% of the time). Each unit includes a tractor type truck with hydraulic 10 ton crane, with a semi trailor mobile workshop including a compressor, 3 work benches, grinders, drills, arc welder, hydraulic presses, screw table, lubricating/greasing sets, and complete set of tools. A total of 1,650 kW of compact radiator cooled transportable generating sets (5 x 50 kW, 2 x 100 kW, 2 x 300 kW, 1 x 500 kW) is also included. The cost of the latter would amount to about US$420,000.

Program: Upgrading Plant Maintenance Equipment and Practices
Project: Phase I - Preparation

Work Element	Calendar Time	Consultant			JIRAMA and Local			Travel Cost	
		Man-months	Professional Charges	Subsistence Costs	Man-months	Man Costs	Subsistence Costs		
	(months)	(months)	(US$)	(US$)	(months)	(kFMG)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)
(a) Specifying and Ordering Spare Parts									
Prep. at JIRAMA h.q.	1.25	1.25	14,125	4,575	1.25	300	900	1,500	
Visit to 3 sites	0.25	0.25	2,825	915	0.25	60	180		360
TOTAL 1.50	1.50	16,950	5,490	1.50	360	1,080	1,500	360	
(b) Specifying Computerized Maintenance and Inventory Management System									
Prep. at JIRAMA h.q.	1.50	1.50	16,950	5,490	1.50	360		1,500	
Visit to 3 sites	0.50	0.50	5,650	1,830	0.50	120	180		240
Define requirements	0.50	0.50	5,650	1,830	2.00	480			
Write specifications	0.75	0.75	8,475	2,745	0.75	180			
Evaluate bids and negotiate contract	0.50	0.50	5,650	1,830	1.00	240	—	1,500	—
TOTAL	3.75	3.75	42,375	13,725	5.75	1,380	180	3,000	240

Program: Upgrading Plant Maintenance Equipment and Practices (Continued)
Project: Phase I - Preparation

Work Element	Calendar Time	Consultant Man-months	Consultant Professional Charges	Consultant Subsistence Costs	JIRAMA and Local Man-months	JIRAMA and Local Man Costs	JIRAMA and Local Subsistence Costs	Travel Cost		Material Cost	
	(months)	(months)	(US$)	(US$)	(months)	(kFMG)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)
(c) Plant Condition Monitoring and Maintenance System											
Prep. at JIRAMA h.q.	0.50	0.50	5,650	1,830	0.50	120		1,500			
Define requirements	0.25	0.25	2,825	915	0.50	120					
Organize visits abroad	0.25	0.25	2,825	915							
Visit other plants/ shops	0.25	0.25	2,825	2,745	0.50	120	--	4,500	180		
Write specs	0.75	0.75	8,475	2,745	0.75	180					
Design training course	0.75	0.75	8,475	2,745	0.50	120					
Evaluate bids					0.50	120		1,500			
Order mat/eq	0.50	0.50	5,650	1,830	0.50	120					
TOTAL	3.75	3.75	36,725	13,725	3.75	900	—	7,500	180		
(d) Mobile Maintenance Equipment and Stand-by Sets											
Prep. at JIRAMA h.q.	0.50	0.50	5,650	1,830	0.75	180		1,500			
Visit sites	0.50	0.50	5,650	1,830	0.50	120	180		240		
Write specs	0.75	0.75	8,475	2,745	0.25	60					
Specify use, control and dispatch system and responsibilities in JIRAMA for											
Use of equipment	0.50	0.50	5,650	1,830	0.50	120					
Evaluate bids	1.00	1.00	11,300	5,490	1.00	240		3,000			
Negotiate contracts	1.00	1.00	11,300	5,490	0.50	120					
TOTAL	4.25	4.25	48,025	19,215	3.50	840	180	4,500	240		
TOTAL PHASE I	4.25	13.25	144,075	52,155	14.5	3,480	540	16,500	1,020	---	---

Program: Upgrading Plant Maintenance Equipment and Practices
Project: Phase II - Implementation

Work Element	Calendar Time	Consultant Man-months	Consultant Professional Charges	Consultant Subsistence Costs	JIRAMA and Local Man-months	JIRAMA and Local Man Costs	JIRAMA and Local Subsistence Costs	Travel Cost		Material Cost	
	(months)	(months)	(US$)	(US$)	(months)	(kFMG)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)
(a) Bringing Spare Stock up to Level											
Purchase of Spares										2,500,000	
Quality control		2% of material cost								50,000	
TOTAL										2,550,000	
(b) Computerized Maintenance Management System											
Training, implementation	6	12	135,600	43,920	12	2,880	1,080	6,000	600		
Software	6									50,000	
TOTAL	12	12	135,600	43,920	12	2,880	1,080	6,000	600	50,000	
(c) Implementing Plant Condition Monitoring and Maintenance System											
Equipment							1			100,000	
Introducing new methods	6	1	11,300	3,660	6	1,080	720	109,800 a/	360		
Training	12	3	33,900	10,980	30	5,400		6,000	360		
TOTAL	18	4	45,200	14,640	36	6,480	720	115,800	720	100,000	
(d) Implementing Mobile Maintenance Equipment and Stand-by Sets											
Equipment										1,900,000	
Quality control (5% of cost)										100,000	
Local provisions	6	1	11,300	3,660	12	1,680	1,440		1,200	20,000	30,000
Introduction of system	12	2	22,600	7,320							
TOTAL	12	3	33,900	10,980	12	1,680	1,440	3,000	1,200	2,020,000	30,000
TOTAL PHASE II	12	10	214,700	69,540	60	11,040	3,240	124,800	2,520	4,720,000	30,000

a/ Includes overseas training of five JIRAMA engineers.

Program: Upgrading Plant Maintenance Equipment and Practices
Project: Overall Project Management

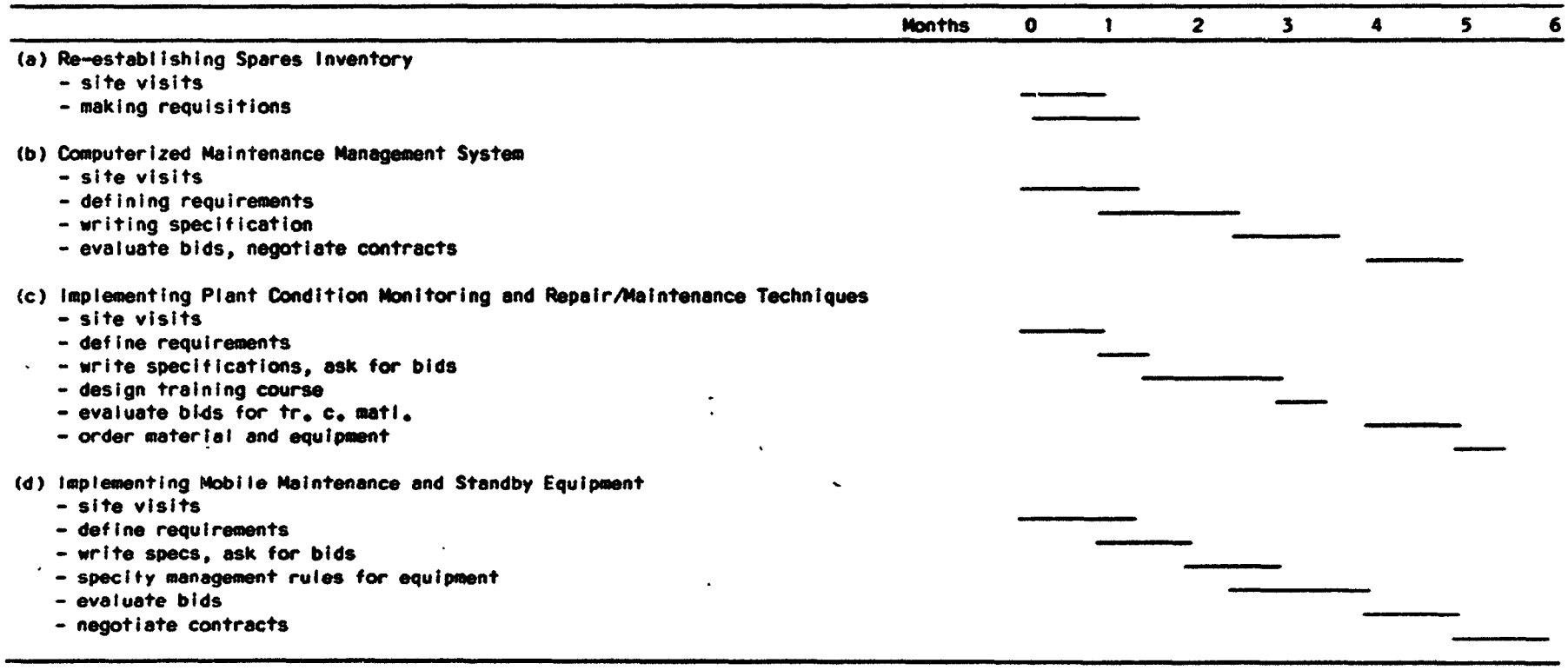
Work Element	Calendar Time	Consultant			JIRAMA and Local						
		Man-months	Professional Charges	Subsistence Costs	Man-months	Man Costs	Subsistence Costs	Travel Cost		Material Cost	
	(months)	(months)	(US$)	(US$)	(months)	(kFMG)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)	(US$)	(kFMG)
Project management	24	12	135,600	43,920				10,000			

Summary of Program Costs	Local	Foreign	Total
	(US$)	(US$)	(US$)
Project Management	--	189,520	189,520
A. Upgrading Stock of Spare Parts			
Preparation	2,900	23,940	26,840
Implementation	--	2,550,000	2,550,000
Sub-total	2,900	2,573,940	2,576,840
B. Computerized Maintenance Management System			
Preparation	2,900	59,100	62,000
Implementation	7,350	235,520	242,870
Sub-total	10,250	294,620	304,870
C. Improved Monitoring and Repair Techniques			
Preparation	1,740	57,950	59,690
Implementation	12,770	275,640	288,410
Sub-total	14,510	333,590	348,100
D. Mobile maintenance units			
Preparation	2,030	71,740	73,770
Implementation	55,350	2,067,880	2,123,230
Sub-total	57,380	2,139,620	2,197,000
TOTAL	85,040	5,531,290	5,616,330

Time Schedule

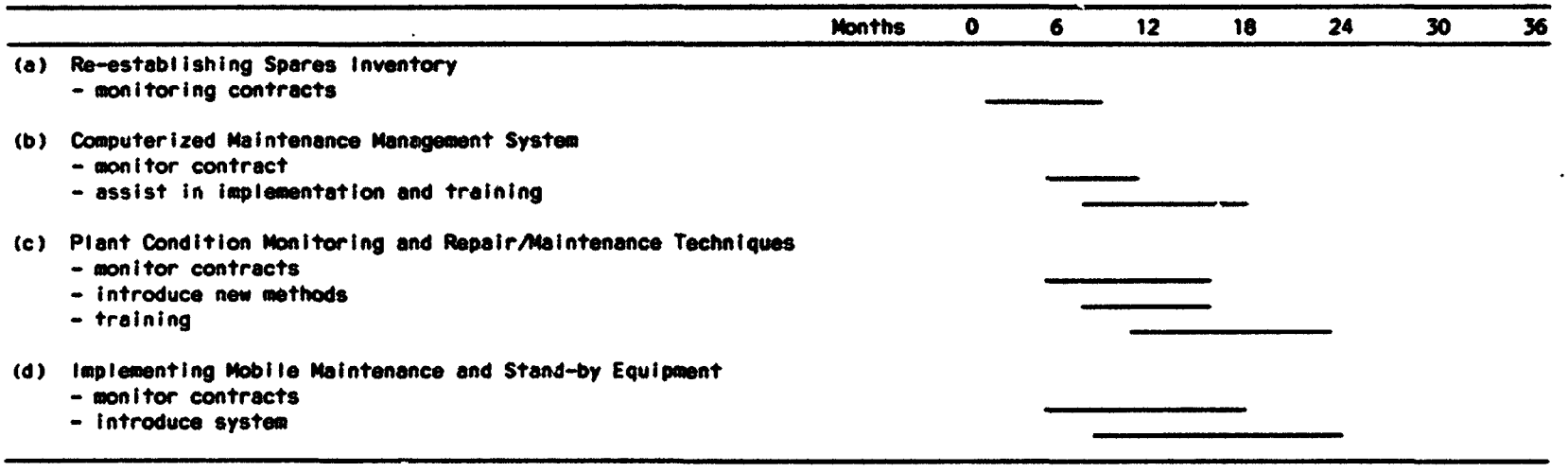
Program: Upgrading Plant Maintenance Equipment and Practices

Project: Phase I - Preparation



Time Schedule

Program: Upgrading Plant Maintenance Equipment and Practices
Project: Phase II - Implementation



PROPOSED TERMS OF REFERENCE FOR AN

IMPROVEMENT PROGRAM FOR HYDROELECTRIC PLANTS

Summary of Requirements

The Malagasy Electricity and Water Corporation (JIRAMA) is soliciting proposals from qualified firms to: (a) prepare a rehabilitation program for three hydroelectric plants--Antelomita (8.8 MW), Manandona (1.6 MW), and Mandraka (24 MW); and (b) advise JIRAMA on possible courses of action for the use of the Vatomandry (170 kW) and Manandray (450 kW) stations. The rehabilitation program will consist of two parts:

(a) an Essential Repair Program (ERP), which will specify the repairs required in the short term to ensure safe, reliable plant operations in view of the power demand during the next two to three years, as well as spare parts requirements; and

(b) an Efficiency Improvement Program (EIP) which will evaluate the technical and economic feasibility of improvements which could increase the peaking capacity of the plants or their efficiency, and evaluate their costs and the associated benefits. JIRAMA will use this evaluation periodically as part of the future power system's least-cost development program.

The overall cost of the ERP, including local salaries and facilities, is estimated at US$2.0 million. The program is financed by _____. A more precise estimate of the costs, particularly those corresponding to the EIP, will be determined as part of the evaluation specified by these Terms of Reference. The company performing the services specified herein shall be referred to as the Firm. The following paragraphs describe: (a) the general scope of work of the Firm and JIRAMA's participation; (b) specific elements to be considered under the ERP and the EIP; (c) division of labor and responsibilities and; (e) various other elements involved in the execution of the project (form of contract, schedule of payments, training, and project scheduling).

General Scope of Work

Phase I: Field Inspection and Evaluation

The Firm will fully inspect the three hydroelectric plants to be evaluated under the project (Antelomita, Manandona, and Mandraka). It will evaluate the operating procedures and condition of each unit, the reservoir, the spillway, water supply and discharge conduits, electrical

systems and instrumentation. Transmission line data (capacity, reliability, losses) will also be reviewed as well as the general operational characteristics of the plants: actual peaking capacity, minimum flow constraints, maximum producible energy during daytime (8:00 a.m. - 10:00 p.m.) during weekdays all year round or during the dry season.

The Firm shall recommend: (a) the work to be included in the short term Essential Repair Program necessary to protect the life of the equipment and allow safe and reliable operation of the plants and; (b) modifications to be made at some future date which will improve plant efficiency and peaking capacity (EIP). If work recommended under the ERP requires the supply of new parts, i.e., new turbine runners, the immediate upgrading of the new part should be considered as an alternative to waiting for the future rehabilitation program. The Firm shall establish the improvements in plant capabilities and availability that would result from future improvement options (peaking capacity, annual and daytime energy in dry and wet season) as well as those that might result from the Essential Repair Program. The Firm shall also establish the extent and duration of plant shutdown that may be necessary to complete the work (EIP) and establish preliminary guidelines for the timing of the work. The Firm shall also inspect the smaller plants of Vatomandry and Manandray and advise JIRAMA on least-cost courses of action for these plants; further work on these stations would be handled directly by JIRAMA. The attached report of the Madagascar Power System Efficiency Study forms part of these Terms of Reference, in particular Chapter IV which describes the specific problems with each hydro plant and recommendations for improvement. The plant specific work elements are outlined below.

Tender Documents

The Firm shall prepare tender documents for qualified companies to implement the ERP. These tender documents shall include schedules for JIRAMA's approval. In cases where the repair of equipment (or a system) would be accomplished through the review or replacement of equipment by the original supplier, the Firm will submit to JIRAMA a check estimate of the value of the service or items being offered. The tender documents should give a preliminary estimate of the overall time required to complete each specific plant project.

Phase II: Evaluation of Bids and Implementation of the ERP

The Firm shall assist JIRAMA in the evaluation of bids to perform the recommended work for the ERP and prepare contract documents covering the scope of work. The Firm shall also manage the contract and furnish program construction management service in JIRAMA's behalf. JIRAMA shall furnish resident construction management personnel on each plant site. The Essential Repair Program is to be completed twenty-four (24) months after contract award.

Training

The Firm shall arrange for the training of JIRAMA staff on hydro plant technology, design, operation and maintenance and will see that training is provided on any equipment installed during the project.

Plant Specific Requirements

The work elements outlined herein are to be included in the Firm's base scope of services. The Firm shall confirm the category of each work element as to whether it is an essential work element or should be considered as a future rehabilitation task.

Antelomita Station (8.8 MW) (Interconnected System)

The Antelomita station has six 1,360 kW units installed between 1930 and 1952 and one 640 kW unit installed in 1918 and refurbished in 1952 all manufactured by Escher Wyss. The following are the essential requirements for this station:

(a) review and establish the need to replace electrical controls, transformers and switchgear, which are very old;

(b) define the degree of work required to repair, recalibrate, and re-set the major system instruments and controls and, where necessary, upgrade or replace controls that cannot be repaired;

(c) evaluate the option to either repair or replace the badly cavitated 640 kW turbine runner that has been out of service since 1985;

(d) specify the work required to overhaul Antelomita I unit 2, including the elimination of the vibration problem that presently limits its operating capacity to 1,200 kW. This work includes replacing the runner if this is required;

(e) inspect both dams and specify the leakage repair work to be done;

(f) inspect all other turbines, governors, and generators and determine the work elements required to achieve increased reliability and output;

(g) inspect the penstock with ultrasonic testing devices and visually inspect the main valves and penstock supports, to establish the structural integrity of these materials, and specify the work required to repair these systems and materials;

(h) draw up a list of spare part requirements for supply by the contractor; and

(i) examine the technical and economic feasibility of possible future options for increasing the plant's peaking capacity.

Manandona Station (1.6 MW) (Interconnected System)

The Manandona Hydro Station consists of two 480 kW units installed in 1932 (transformers installed in 1956 and 1966) and one 640 kW unit installed in 1952 (transformer installed in 1976). The following are the Firm's essential work elements for this station:

(a) define the upgrading program for the station electrical and control systems which are aging and difficult to maintain because spare parts are unavailable;

(b) specify the cleaning and repair the electrical equipment and systems;

(c) examine the condition of the main dam which has experienced structural problems, and define the work in its repair;

(d) draw up a list of spare parts to be furnished by the contractor;

(e) ultrasonically test penstock and valves and check their supports for structural integrity; and

(f) inspect and, if necessary, specify the work required to refurbish turbine runners and governors.

Mandraka Station (24 MW) (Interconnected System)

This station is apparently in good condition but the mission recommends the following work:

(a) the Firm shall review the situation of spare parts and draw up a list of requirements to be supplied by the contractor to assure the continued reliable operation of the plant;

(b) the Firm shall perform ultrasonic testing of the penstock and its valves plus inspect their supports for structural integrity; and

(c) the Firm shall perform a detailed evaluation of technical options and costs of widening the 5 km channel feeding the Mandraka River from the Mantasoa reservoir establish a preliminary work schedule and evaluate the duration of the necessary plant outage. The firm shall also examine possible erosion problems at the station's dam. The Firm shall also

examine the technical feasibility of further increases of the station's peaking capacity as well as of the day-time, dry season output and the associated costs (inlcuding plant outages necessary to perform the work). The Firm shall analyze the appropriate date for undertaking the enlargement of the canal or other upgrading in view of current supply-demand projections.

Vatomandry Station (External Zones)

This small station is in poor condition and will likely soon be inoperable if not rehabilitation work is done. The Firm shall:

(a) define the work required to eliminate the leakage reported underneath the main intake dam and spillway;

(b) inspect and define the work to repair, completely overhaul or replace the penstock (1 m diameter, 380 m long), if warranted by ultrasonic testing. The valves and supports are also to be inspected for structural integrity;

(c) specify the work required to overhaul the station's electrical equipment. If spare parts are not available then new equipment is to be specified;

(d) define the work required to overhaul turbine/generator sets including, in particular, the governor;

(e) review with the Distribution Department estimates of the work requied to overhaul the transmission line;

(f) review spare parts requirements; and

(g) advise JIRAMA on possible course of action for this plant and evaluate the fuel savings that could still be achieved with minimum works while firm capacity would be provided by new diesel engines.

Manandray Station (450 kW) (External Zone)

(a) inspect the condition of the dam, plant and equipment; and

(b) advise JIRAMA on alternative options to protect the life of the equipment.

Project Estimates

Upon verifying the scope of work in detail as a result of the site inspections and investigations, the Firm shall estimate the

individual cost at each plant and submit the results of the estimate, with their recommendations, to JIRAMA for their review and approval.

The report shall separately identify the potential efficiency improvements to increase unit capacity and efficiency at each plant for each unit.

For the plants of the Interconnected Zone, the report shall include the benefits to be achieved by the Efficiency Improvement Program in terms of increases in peak capacity, annual energy, and energy available during day-time of weedays (8 a.m. to 10 p.m.) all year or during the dry season with due consideration for minimum flow constraints.

Division of Labor and Responsibilities

The Firm will be fully responsible for the execution of the program. It will provide all of the services required to ensure the success of the program.

JIRAMA will provide the following:

(a) access to the plants, to documents and to any data required to carry out the work;

(b) all transportation in Madagascar;

(c) counterpart staff as required; and

(d) office space.

Guidelines for Proposal

The proposals should provide comprehensive details of the following:

(a) a work plan in accordance with these Terms of Reference;

(b) a preliminary estimate of the hours, by discipline, required to complete the work and the location where each phase of the work will be carried out;

(c) the nature of the organization and previous experience in related work in developing countries;

(d) curricula vitae (CVs) of staff who will be assigned for the study as well as CVs of support staff at Headquarters;

(e) staff and period to be assigned for the completion of the program and training of JIRAMA personnel inclusive of full CVs and previous experience;

(f) Project Organization chart with candidate names indicated; and

(g) the Firm will include in their proposal a suggested procedure to be used to handle additions and deletions to their contractural scope of services. This shall include, but not be necessarily limited to, work time estimates with backup data and hourly rates for the work performed. These rates shall be included in the offer.

A sealed envelope should be enclosed with the proposal, indicating the cost estimate of this work based on a system of fixed professional fees which should also be determined in relation to the actual hours of work.

The Firm may suggest alternative schemes for attaining the objectives outlined in the Terms of Reference. Any alternative scheme should be clearly identified as such, and separate work schedules and costs should be provided for each.

Form of Contract

The contract which will be awarded to the successful firm will be based on the International Model Form of Agreement Between Client and Consulting Engineer produced and issued by the International Federation of Consulting Engineers (FIDIC).

Schedule of Payments

The schedule of payments will be negotiated. The Firm shall propose a schedule in their Tender which will tie payments to clear performance targets.

PROPOSED TERMS OF REFERENCE

FOR THE

MODERNIZATION OF THE CUSTOMER MANAGEMENT SYSTEM

JIRAMA is seeking technical assistance for the modernization of its customer management system. Background information on the present system as well as on the objectives of the study is provided in sections 7.16 to 7.21 and 7.22 to 7.24 of the present report and by the feasibility study on the modernization of the management of customer accounts which recommended the purchase of a new computer for JIRAMA's Antananarivo Sales Department (ASD). The proposed work concerns only methods, procedures, and software.

Scope of Work

Phase I: Preparation

(a) Examine all the functions performed under the present system and needs for improvements.

(b) Determine all the functions not available or inadequately treated with the present system and that could be available with a modern system.

(c) Determine the general architecture and functions of the future system and necessary interfaces, within the ASD system, within the SOMAGI system, and between SOMAGI and the ASD.

(d) Determine requirements in terms of file structure, and customer codes in view of the overall structure to be achieved.

(e) In view of this diagnosis analyze the cost effectiveness of various alternative implementation schemes.

(f) Study the question of portability on regional micro-computers.

(g) Address issues (including cost effectiveness) related to the possible future introduction of portable billing machines in small sectors and portable, micro-processor based, meter recording equipment.

(h) Finalize with JIRAMA, the plan for training, recruitment, and timing of implementation of the agreed scheme.

Phase II:

Implementation of the "customer portfolio" module, online information and update of customer accounts.

- detailed design of the bill forms;
- programming of cash registers;
- detailed design and programming of the "customer portfolio" module and interfaces with accounting; and
- programming of online customer information.

Phase III:

Training and follow-up of the activation of the new system.

Phase IV:

Implementation of agreed additional functions.

The establishment of specifications and cost estimates for the implementation of the agreed scheme should be finalized so as to allow the start of Phase II as soon as the new computer is ready for operation (about second quarter 1987).

The consultant shall express at an early stage any addition or modification in the specifications of peripherical equipments that may seem desirable in view of the proposed architecture.

Proposals will emphasize training to be provided, program maintenance requirements, and maintenance services provided by the consultant.

The consulting team will include, for the study phase, at least one practicioner of customer management systems with current or past experience in the power or water sector and one computer engineer with programming and project management experience in the area of customer management systems, in electric or water utilities and knowledge of state of the art hardware and software in this area.

All background material relevant for the study as well as existing computer programs will be made available by JIRAMA and SOMAGI.

PROPOSED TERMS OF REFERENCE

FOR TECHNICAL ASSISTANCE TO THE

DEPARTMENT OF ECONOMIC STUDIES AND PLANNING

Background

Following a reorganization study, JIRAMA has recently consolidated all activities related to system planning, economic studies, statistics, and tariff studies within a new Department, and is soliciting proposals to assist in putting into place efficient planning systems for the new Department of Economic Studies and Planning (DEEP). This involves assistance in the definition of:

- data requirements and data management systems;
- procedures, articulation with other departments, and general management of the planning process;
- methodology, computer planning tools and software; and
- miscellaneous operational requirements (documentation, photocopying, software packages, etc.).

as well as assistance in implementation of these tools and methodologies, and training of the Department's staff.

Objectives

The objective of this assistance is to provide JIRAMA with all the means necessary to effect, on its own, the planning of the power sector. Particular objectives in the short and medium term are to provide DEEP with the necessary means to undertake:

(a) the preparation and regular update of market studies and demand forecasts, with the appropriate level of detail to facilitate planning of the sector and the definition of a commercial policy;

(b) the preparation, for each service area of least cost development plans and their regular update in the framework of JIRAMA's global development plant;

(c) the preparation of a ten-year investment plan and of an equipment budget to be updated annually in the framework of JIRAMA's budget cycle;

(d) the definition, with the commercial department, of economically and financially balanced tariff structures, the monitoring of tariff policies and tariff reforms if required;

(e) the development of economic criteria for the establishment of technical standards for network equipment and the evaluation of their implementation, in collaboration with the operational departments concerned; and

(f) the development and update of an information system capable of providing DEEP with all data on costs and technical performances necessary to fulfill the functions mentioned above, as well as to inform JIRAMA's General Management and Board of Directors on the operations and development of the network.

Role of the Consultant

The proposed technical assistance is expected to extend over two years with some follow-up during the third year. A resident expert specialized in power system planning will advise the Director of DEEP and coordinate with him all activities related to this program, assist in its implementation and provide on-site training as requested. The resident expert will be assisted by non-resident experts, visiting Madagascar as needs arise, for specialized subjects. DEEP's staff shall participate actively and at an early stage in the implementation of this program and in the design of the Power Sector Master Plan, with the supervision of the consultant, the objective being to reach full autonomy within three years, in the design and update of investment plans.

The consultant shall provide all services necessary for the fulfillment of the objectives discussed above. The principal responsibilities of the resident expert, assisted by the consultant's office, include, among others, the following:

(a) prepare within two months, and in collaboration with JIRAMA's Management, a detailed work program to achieve the objectives above as well as criteria to evaluate the consultant's and DEEP's performances in the implementation of the program;

(b) define a training program for DEEP's staff, to complement on-site training that will accompany the implementation of the work program, as well as longer term training objectives;

(c) define equipment and software needed at DEEP, or at other departments at JIRAMA who will assist DEEP in its planning functions;

(d) define internal as well as external data and information to be collected; design the data management system and assist in its

implementation in the framework of the more comprehensive management information system that will be progressively developed;

(e) assist, with DEEP and the directors of technical departments concerned, in the definition of economic criteria for the establishment of technical design standards for the electric network, and of reliability criteria to be used in system planning;

(f) define with DEEP, and through its director, with JIRAMA's general management, administration and management procedures to be put in place in order to ensure appropriate and timely coordination between the different departments particularly either in the data collection process or in the planning process in general; and

(g) design, with DEEP's director, administrative and management procedures for the department in order to adequately fulfill its main functions, among other things by issuing on a regular basis, summaries and reports on the operation of the power system (sales, generation, outages, losses, load curves, generation and transmission costs, etc.).

PROPOSED TERMS OF REFERENCE

FOR

TELECOMMUNICATION MASTER PLAN

JIRAMA is seeking technical assistance for the rehabilitation and planning of future developments of the internal telecommunication system. The objective of the study is to establish priority investments for the short-term that are consistent with longer term developments. This study should be based upon an active participation of JIRAMA who has already analyzed several aspects of the problem.

Sections 7.8 to 7.10 of this report give a brief overview of the present situation and of the scope of the study and form part of the Terms of Reference.

Role of the Consultant

The role of the consultant will be to assist JIRAMA in defining possible technical solutions for the short, medium and long-term, establishing technical specifications, evaluate the costs and advantages of various alternatives. The consultant shall also assist JIRAMA in the preparation of tender documents.

Qualifications of the Consultant

The consultant will be a telecommunication specialist with experience in the power sector. CV will be included in proposal.

Role of JIRAMA

JIRAMA will elect representatives from operational departments concerned and the meter lab, to form an ad hoc task force. Prior to the arrival of the consultant, a complete inventory of present telecommunication equipment will be established, including age and evaluation of present conditions, as well as a detailed description of present communication practices. JIRAMA will provide all additional information relevant to the study as well as secretarial services as needed.

ESTIMATION OF TECHNICAL LOSSES

System Configuration and Data

The calculation of technical losses in Madagascar's electric power system is complex due to the large number of isolated electric networks it contains and is also affected by lack of detailed technical data on all of its system components.

Particular attention was given to the Interconnected System (ICS) because it accounts for 64% of the country's total electricity consumption and also because it had good availability of technical data such as circuit lengths, layouts, installed capacity, and other technical information required for a complete analysis.

Estimates of technical losses were prepared by the mission by analyzing individual electric components of the ICS network. Losses of transmission lines and power transformers were calculated using actual loadings at peak time. Losses in distribution feeders and distribution transformers were estimated through sampling of feeders considered typical of the network under analysis.

Calculation of Losses in System Components

A brief description of how losses were calculated and comments on findings follow:

Load and Loss Factors. The annual peak demand of 46.4 MW (July 5, 1984) was used for calculating peak time losses. An average load factor of 0.51 and a loss factor of 0.284 obtained from the ICS load curves were applied to the calculation of all current-dependent loss components except for specific feeders where load and loss factors were known or determined from their own individual load curves.

Power Factor. For losses in step-up, step-down, and distribution power transformers the power factor value of 0.85 measured during the annual peak was applied. For losses in distribution primary lines actual measured values (at peak time) were used for each of the circuits analysed.

Step-up and Step-down Power Transformers. Results of losses in power transformers installed at Generation Stations (step-up) and at Substations (step-down) are shown in Exhibit 1 at the end of this Annex. Power losses were determined by summing up the no-load and load losses of each power transformer. Loads during peak were obtained from information gathered at generating plants and at substations. For the determination of the energy losses, the no-load losses were integrated over the whole year, while the load losses were calculated using the overall system loss factor. In view that "no load" and "load" values of losses of some of

the older power transformers were not available, typical figures of present day transformers in the same capacity range were used.

Since not all the units were in operation during the peak load hour that was analyzed, the results reflect typical unit availability. Results also show that, of the total yearly energy losses in power transformers which amount to 6.54 GWh, about 84% (5.5 GWh) correspond to no-load losses.

The total power transformer installed capacity is over 300 MVA of which only about one-third is in use at peak time (step-up and step-down). This low utilization of the total installed capacity is reflected in the high contribution to losses attributed to power transformers (27% of the total) as no load losses for large transformers are quite high.

Transmission Lines. Results of a sample study carried out using peak time data are shown in Exhibit 2. The calculation was done utilizing a computer model of the circuits being analyzed. Data on circuit lengths, type and size of conductors, phase spacings, connected loads, maximum demand, and bus voltage, was provided by JIRAMA.

To take into account the various voltage levels that the ICS transmission line network employs it was studied sector by sector. Actual measured loads at peak time of each particular line section were used for the analysis.

As expected the higher losses were found in the longest lines. The Ambohimanambola/Antsirabe transmission line (140 kms long and operating at 63 kV) had losses at peak that exceeded 9%. These losses account for near 25% of all transmission line losses at peak. A second line with high losses correspond to the Tana-Sud/Arivomano line which is 46 kms long and is at present operating at 20 kV. However, although losses in this line exceed 10% at peak, its contribution to total transmission line losses is small (about 5%).

Primary Distribution Lines. To determine the magnitude of losses in primary distribution lines heavily loaded feeders were studied in detail. The methodology used was similar to that of the transmission line network. Feeder maximum peak time loads were used for the analysis. Loads on circuits and branches of each feeder studied were assigned by splitting the total load of the feeder proportionally to the installed distribution transformer capacity on each circuit and branch of the feeder.

Results of two feeders in Antananarivo and one in Mahajanga, the latter in an external zone, are shown in Exhibits 3, 4, and 5 at the end of this Annex.

Long feeders such as "Secteur 1" in Antananarivo were found to have very high losses during peak (about 11%) and excessive voltage drop

(17.9%). A line reinforcement program is presently being carried out by JIRAMA which involves installation of larger size conductors on feeders to reduce losses and improve voltage drops. The effectiveness of such a measure was checked by replacing the main trunk conductor in the "Secteur 1" computer model (from 48 mm^2 copper conductor to 116 mm^2 aluminum conductors) and calculating how losses and voltage drops would improve. One further trial run was made assuming a voltage upgrade from 5 kV to 20 kV. All cases assumed a loading of 1,412 kVA (1,200 kW). Results are shown below.

Case	Losses kVA	Losses kW	Losses kVAR	% of Losses	% Voltage Drop
Actual (5 kV)	188.3	132.0	134.2	11.0	17.9
With conductor changed (5 kV)	145.4	82.9	119.5	6.9	12.6
With voltage upgraded to 20 kV	11.31	7.91	8.08	0.7	1.1

The improvement in losses obtained by line reinforcement (changing conductor size) for this particular feeder is seen to be far less effective than upgrading the voltage level.

Low Voltage (L.V.) Secondary Networks. The complexity of low voltage distribution networks make the estimation of losses in this component of the electric system a difficult one. An approximate estimate was obtained by assuming an overall percent voltage drop in the residential load component of the peak load. The residential load component is roughly equal to the peak load minus all losses up to the low voltage circuit level (i.e., transmission line, power transformers, primary lines, and distribution transformer losses) multiplied by a factor which is approximately equal to the percentage of total sales to the domestic sector.

Power loss in general is given by:

$$\text{Power Loss} = (IR)*I = (VI)*(IR)/V$$
$$\text{Power Loss} = \text{load}*\text{per unit voltage drop}$$

Then,

L.V. Power Loss = x = Residential load at peak * per unit voltage drop

Energy losses for 8,760 hours are given by:

$$\text{L.V. Energy Loss} = 8{,}760*x*\text{Loss Factor}$$

Assuming an average 9% per unit voltage drop in the ICS and a 36% share of the peak load by the domestic sector the calculated losses in the low voltage secondary network at peak time were found to be 1.27 MW and the annual energy losses 3.2 GWh. These last two figures include losses in kilowatt-hour meters which amount to approximately 175 kW at peak (assuming typical loss values of nearly 2 watts per meter for a total number of 85,000 meters in the ICS).

Distribution Transformers. The method employed in estimating losses in distribution transformers is similar to the one used in power transformers. Typical "no load" (iron losses) and "load" (copper losses) of transformers used by Jirama were used. Results of the analysis of distribution transformers installed on two feeders of Antananarivo are provided on Exhibits 6 and 7. The fact that no actual measurements on the loading of each individual transformer have been made during peak time does reduce somewhat the validity of the results. However, the error introduced by prorating the peak load among all transformers proportionally to their capacities is considered to be minor.

Peak loads assigned to each transformer take into account primary line losses which were deducted from the peak demand measured at the substation for each feeder. Results show that losses at peak in distribution transformers for the feeders analyzed are slightly above 2% of the peak demand.

To extend the estimation of losses in distribution transformers to the complete ICS some estimates had to be made as exact data on the number of installed transformers by size was not available. Results of the calculation shown on Exhibit 8 are based on the best data available at the time. It is expected that losses will actually be slightly higher once all distribution transformers are included.

Summary of Technical Losses and Conclusions

A summary of technical losses estimated in the Interconnected System is provided in Table 1.

Table 1: DISTRIBUTION OF TECHNICAL LOSSES IN THE ICS

	Demand Loss		Energy Loss	
	(MW)	(%)	(GWh)	(%)
Station Power Transformers	0.73	1.6	4.8	2.2
Transmission & Subtransmission Lines	3.41	7.3	6.1	2.7
Distribution S/S Power Transformers	0.32	0.7	1.8	0.8
Primary Distribution Lines	2.25	4.8	4.6	2.1
Distribution Transformers	0.72	1.6	4.0	1.8
L.V. Network & Service Drops	1.27	2.7	3.2	1.4
TOTAL	8.70	18.7	24.5	11.0

Source: Mission estimates.

The distribution of losses among the major electrical components of the interconnected system as a percentage of the total is:

	Percent of Total Energy Losses
Transmission & Subtransmission Lines	25
Power Transformers (Step-up, Step-down)	27
Primary Distribution Lines	19
Distribution Transformers	16
L.V. Network & Service Drops	13
TOTAL	100

Losses in transmission and subtransmission lines account for 25% of the total. The 35 kV ring circuit lines that interconnect the five distribution substations of Antananarivo have been included in this category. The high percentage of losses in this component is due to the large distance of transmission lines that serve the interconnected system (over 400 kms). The projected addition of a line between Ambohimanambola and Tana-Sud substation should reduce losses considerably.

Power transformer losses are the highest (27% of the total). The reason being that a large portion of the installed transformer capacity is not in use, introducing no-load losses which are significantly higher than load losses. Mission estimates show that 85% of the losses in power transformers are no-load losses which could be greatly reduced by proper transformer utilization. Unused transformers should be temporarily disconnected from the system, particularly in power stations where more than one transformer is available and local service supply can be maintained by the use of a single transformer when the plant is not operating.

Losses in primary distribution lines account for 19% of the total. A great share of these losses correspond to the 5 kV network. At present it is operating at rather high loss levels due to increase in loads which have not been compensated through appropriate sizing of conductors. The mission has determined that excessive voltage drops will not be easily corrected by line reinforcements alone and that future load increases will require the upgrading of voltage in the 5 kV network.

Results on losses in primary distribution lines are also applicable to areas other than the interconnected system. The 5 kV

feeder in Mahajanga (External Zone) that was analyzed show similar results--close to 8% losses at peak and over 12% voltage drop.

Low voltage distribution transformers account for approximately 16% of the overall losses. Some reduction of these losses could be attained by proper transformer load management. This is hindered however by the existence of privately owned transformers, particularly in the industrial sector, which tend to be in most cases overdimensioned for the demand they serve.

Losses in the low voltage secondary network, which in most countries represent the component with higher losses, in the ICS of Madagascar are reasonably low. Only 13% of total losses are attributable to this component. The main reason being that electrical use at the domestic level is very low. In Antananarivo alone of the estimated 57,000 customers, the great majority use it only for lighting. This low consumption does not put very much stress on the low voltage circuits which are amply dimensioned.

In summary, estimated technical energy losses in the ICS (using 1984 peak time loads) were found to be 24.5 GWh which is equivalent to 11.0% of net generation. The discrepancy with statistical figures published by JIRAMA which show losses in 1984 to be only 21.7 GWh (9.8%) is minor and within the accuracy expected in the analysis due to some assumptions made. Losses reported in 1985, however, which amount to 9.0% of net generation appear low and possible errors in metering at older generating plants and substations should be checked.

Exhibit 1

MADAGASCAR - INTERCONNECTED SYSTEM
GENERATION AND SUBSTATION POWER TRANSFORMER LOSSES
(Load Factor 0.51; PF at Peak 0.85; Loss Factor 0.28)

Location	Trans. Size	Quantity	Installed Capacity	Approx. Peak Load		Losses		Total Losses at Peak	Annual Losses	Total Annual Losses
						No Load	Full Load			
	(MVA)		(MVA)	(MW)	(MVA)	(kW) p.u.	(kW) p.u.	(KW)	(kWh) p.u.	(kWh)
Andekaleka	24	2	48.0	26.2	30.8	56.5	98.5	194.2	594,568	1,189,136
Mandraka	7.5	4	30.0	9.8	11.5	12.0	45.0	74.6	121,422	485,689
Mandraka	2	1	2.0	0.3	0.4	7.0	17.2	7.5	62,634	62,634
Antsirabe	10	2	20.0	8.4	9.9	17.0	55.0	60.9	181,857	363,714
Antsirabe	9.1	1	9.1	0.0	0.0	14.0	44.0	14.0	122,640	122,640
Antsirabe	1.5	3	4.5	0.0	0.0	3.6	13.1	10.8	31,536	94,609
Antsirabe	0.75	1	0.8	0.0	0.0	2.0	9.0	2.0	17,525	17,525
Manandona	0.6	2	1.2	0.0	0.0	1.5	4.5	3.0	13,141	26,282
Manandona	0.8	1	0.8	0.0	0.0	1.7	26.5	1.7	14,906	14,906
Ambodivona S/S	15	1	15.0	4.0	4.7	37.0	73.0	44.2	341,743	341,743
Ambodivona S/S	7.5	4	30.0	15.0	17.6	12.0	26.5	84.7	127,611	510,444
Ambodivona S/S	5	1	5.0	3.0	3.5	8.5	34.0	25.4	116,013	116,013
Mandroseza	2	2	4.0	2.2	2.6	7.0	18.8	29.7	80,627	161,253
Mandroseza	1.7	2	3.4	2.0	2.4	3.8	13.7	20.7	49,381	98,873
Ambohimanambola	30	2	60.0	25.0	29.4	64.5	112.5	183.1	631,326	1,262,652
Ambohimanambola	15	2	30.0	0.0	0.0	37.0	73.0	74.0	324,120	648,240
Ambohimanambola	4	1	4.0	4.2	4.9	8.2	27.7	50.5	175,509	175,509
Ambohijatovo S/S	5	3	15.0	5.6	6.6	8.5	34.0	45.2	90,548	271,643
Tana-Ouest S/S	5	2	10.0	4.1	4.8	8.5	34.0	32.8	93,863	187,726
Antelomita	1.7	7	11.9	8.3	9.8	3.8	13.7	91.2	55,914	391,398
TOTAL			304.7					1,050.2		6,542,521

Exhibit 2

I.C.S. TRANSMISSION LINE LOSSES

Line Data

- Line to line voltages: 138 kV, 63 kV, 35 kV, 20 kV
- Line length (total): 424 km
- Power factor at peak: 0.85
- Conductor sizes: 265, 228, 182 mm^2 ACSR;
  60, 48, 29 mm^2 Cu;
  43 mm^2 ALMELEC
- Peak demand: 44.6 MW
- Loss factor: 28.4%

Calculated Losses:

	kVA	kW	kVAR	% kW Losses At Peak
Andekaleka-Ambohimanambola T.L.				
Peak Demand	30,820	26,197	16,235	
Losses	3,631	1,198	3,428	4.57
Mandraka-Ambohimanambola T.L.				
Peak Demand	11,530	9,800	6,074	
Losses	781	305	719	3.11
Ambohimanambola-Antsirabe T.L.				
Peak Demand	10,942	9,300	5,764	
Losses	2,234	875	2,060	9.41
Ambohimanambola-Ambodivona T.L.				
Peak Demand	22,350	18,998	11,774	
Losses	711	278	654	1.46
Ambodivona-Tana Sud T.L.				
Peak Demand	8,090	6,877	4,262	
Losses	159	126	96	1.83
Tana Sud-Arivomano T.L.				
Peak Demand	2,088	1,775	2,000	
Losses	289	189	219	10.65
Ambodivona-Mandroseza T.L.				
Peak Demand	3,882	3,300	2,045	
Losses	36	20	29	0.6
Antelomita-ZIF/Rainandriapandry				
Peak Demand	9,450	8,033	4,978	
Losses	767	416	644	5.18
TOTAL Losses		3,407 kW		

Approx. Energy Losses (1984) = 6.1 GWh

Exhibit 3

PRIMARY LINE LOSSES IN TYPICAL 5 kV FEEDER OF ANTANANARIVO

Feeder Name: Secteur 1
Substation: Ambohijatovo

Feeder Data:

- Line to line voltage: 5.0 kV
- Line length: Main circuit: 9,961 meters
  Branches: 4,555 meters
- Load factor: 50.3%
- Loss factor: 28.8%
- Power factor at peak: 85%
- Sizes of conductor: 48, 29, 17 and 12 mm^2 Cu;
  34 mm^2 Al;
  3 x 35 and 3 x 25 mm^2 Cu underground cable
- Distribution transformers: Quantity: 54
  Connected kVA: 5,965
- Peak demand: 1,412 kVA (1,200 kW)

Calculated Losses:

	kVA	kW	kVAR	% kW Losses
Peak Demand	1,412	1,200	744	
Losses (at peak)	188	132	134	11.0

Estimated yearly energy losses: 333,020 kWh

Maximum Voltage Drop (%): 17.9
Maximum conductor loading (% of capacity): 52.6

Exhibit 4

PRIMARY LINE LOSSES IN TYPICAL 5 kV FEEDER OF ANTANANARIVO

Feeder Name: Secteur 6
Substation: Ambohijatovo

Feeder Data:

- Line to line voltage: 5 kV
- Line length: Main circuit: 4,272 meters
  Branches: 3,485 meters
- Load factor: 45.8%
- Loss factor: 24.3%
- Power factor at peak: 80%
- Sizes of conductor: 48, 29, 17, 12 mm^2 Cu;
  3 x 95, 3 x 35, 3 x 25 mm^2 Cu underground insulated cable;
  3 x 50 mm^2 Al insulated cable
- Distribution transformers: Quantity: 32
  Connected kVA: 2,635
- Peak demand: 1,625 kVA (1,300 kW)

Calculated Losses:

	kVA	kW	kVAR	% kW Losses
Peak Demand	1,625	1,300	975	
Losses (at Peak)	90	65	62	5

Estimated yearly energy losses: 138,360 kWh

Maximum Voltage Drop (%): 8
Maximum conductor loading (% of capacity): 61

Exhibit 5

PRIMARY LINE LOSSES IN TYPICAL 5 kV FEEDER OF MAHAJANGA

Feeder Name: Secteur 1
Substation: Mahajanga

Feeder Data:

- Line to line voltage: 5.0 kV
- Line length: Main circuit: 7,337 meters
  Branches: 9,530 meters
- Load factor: 53%
- Loss factor: 29.9%
- Power factor at peak: 85%
- Sizes of conductor: 50, 34, 29, 17 and 12 mm^2 Cu; 34 mm^2 Al
- Distribution transformers: Quantity: 35
  Connected kVA: 3,197
- Peak demand: 1,180 kVA

Calculated Losses:

	kVA	kW	kVAR	% kW Losses
Peak Demand	1,180	1,000	622	
Losses	88	78	41	
7.8%				

Estimated yearly energy losses: 204,300 kWh

Maximum Voltage Drop (%): 12.2
Maximum conductor loading (% of capacity): 53.4

Exhibit 6

INTERCONNECTED SYSTEM - JIRAMA
DISTRIBUTION TRANSFORMER LOSSES
FEEDER: SECTEUR 1 SUBSTATION: AMBOHIJATOVO
(kW load/Conn. kVA: 0.1804; PF at peak 0.85; Loss Factor 0.288)

Trans. Type	Quantity	Installed Capacity	Peak Load		Losses		Total Losses at Peak	Annual Losses	Total Annual Losses
					No Load	Full Load			
		(kVA)	(kW)	(kVA)	(kW) p.u.	(kW) p.u.	(kW)	(kWh) p.u.	(kWh)
25	1	25	5	5	0.115	0.700	0.1	1,087	1,087
50	16	800	144	170	0.180	1.200	3.7	1,713	27,411
75	5	375	68	80	0.290	1.600	1.8	2,722	13,611
100	16	1,600	289	340	0.320	2.050	6.6	3,036	48,579
150	2	300	54	64	0.340	3.100	1.0	3,331	6,661
160	7	1,120	202	238	0.460	2.350	4.0	4,297	30,077
200	4	800	144	170	0.550	2.850	2.7	5,142	20,567
250	0	0	0	0	0.580	3.250	0.0	0	0
315	3	945	170	201	0.770	3.900	2.8	7,188	21,565
400	0	0	0	0	0.930	4.600	0.0	0	0
500	0	0	0	0	1.240	5.500	0.0	0	0
TOTALS		5,965	1,076	1,266			22.8		169,558

Exhibit 7

INTERCONNECTED SYSTEM - JIRAMA
DISTRIBUTION TRANSFORMER LOSSES
FEEDER: SECTEUR 6 SUBSTATION: AMBOHIJATOVO
(kW load/Conn. kVA: 0.47; PF at Peak 0.8; Loss Factor 0.244)

Trans. Type	Quantity	Installed Capacity	Peak Load		Losses		Total Losses at Peak	Annual Losses	Total Annual Losses
		(kVA)	(kW)	(kVA)	(kW) p.u.	(kW) p.u.	(kW)	(kWh) p.u.	(kWh)
25	2	50	24	29	0.115	0.700	0.7	1,524	3,048
50	11	550	259	323	0.180	1.200	6.5	2,462	27,083
75	7	525	247	308	0.290	1.600	5.9	3,721	26,046
100	8	800	376	470	0.320	2.050	8.2	4,316	34,525
150	1	150	71	88	0.340	3.100	1.4	5,265	5,265
160	1	160	75	94	0.460	2.350	1.3	5,763	5,763
200	2	400	188	235	0.550	2.850	3.1	6,921	13,841
250	0	0	0	0	0.580	3.250	0.0	0	0
315	0	0	0	0	0.770	3.900	0.0	0	0
400	0	0	0	0	0.930	4.600	0.0	0	0
500	0	0	0	0	1.240	5.500	0.0	0	0
TOTALS		2,635	1,238	1,548			27.1		115,571

Exhibit 8

INTERCONNECTED SYSTEM - JIRAMA
TOTAL DISTRIBUTION TRANSFORMER LOSSES
(kW load/Conn. kVA: 0.35833; PF at peak 0.85; Loss Factor 0.284)

Trans. Type	Quantity *	Installed Capacity	Peak Load		Losses		Total Losses at Peak	Annual Losses	Total Annual Losses
					No Load	Full Load			
		(kVA)	(kW)	(kVA)	(kW) p.u.	(kW) p.u.	(kW)	(kWh) p.u.	(kWh)
25	34	850	305	358	0.115	0.700	8.1	1,317	44,774
50	352	17,600	6,307	7,420	0.180	1.200	138.4	2,107	741,790
75	178	13,350	4,784	5,628	0.290	1.600	102.2	3,248	578,110
100	350	35,000	12,542	14,755	0.320	2.050	239.5	3,710	1,298,349
150	34	5,100	1,827	2,150	0.340	3.100	30.3	4,349	147,866
160	115	184,000	6,593	7,757	0.460	2.350	100.9	5,069	582,890
200	34	6,800	2,437	2,867	0.550	2.850	35.9	6,078	206,654
250	11	2,750	985	1,159	0.580	3.250	12.7	6,518	71,695
315	14	4,410	1,580	1,859	0.770	3.900	20.5	8,470	118,573
400	8	3,200	1,147	1,349	0.930	4.600	14.0	10,181	81,445
500	8	4,000	1,433	1,686	1.240	5.500	17.7	13,294	106,353
TOTALS		111,460	39,939	46,988			720.4		3,978,500

* Figures in this colum are rough estimates to provide an order of magnitude only.

JIRAMA'S THERMAL GENERATING STATIONS (1985)

Station	Type	Fuel	Number of Units	Size of Units (kW)	Commissioning Date	Installed Capacity (kW)	Available Capacity	Fuel Consumption (g/kWh)
Interconnected System								
Ambohimanambola	Pielstick	GO + Fuel	3	3 x 6,000	01-10-72 02-08-73 03-05-81	18,000	18,000	245
Antsirabe	MGO	GO	2	1 x 500	01-11-58	500	500	
				1 x 500	02-11-60	500	500	
	MAN	GO	2	2 x 1,100	03-03-64 04-07-67	2,200	2,200	225
			1	1 x 1,800	05-11-68	1,800	1,800	
	Pielstick	GO + Fuel	1	1 x 7,500	06-05-82	7,500	7,500	
Mandroseza	Sulzer	GO	1	1 x 720	01-09-49	720	720	
	Worthington	GO	2	2 x 1,040	02-51 03-51	2,080	2,080	260
	SGCM	GO	1	1 x 1,200	04-06-55	1,200	1,200	

Station	Type	Fuel	Number of Units	Size of Units (kW)	Commissioning Date	Installed Capacity (kW)	Available Capacity	Fuel Consumption (g/kWh)
Isolated Centers								
Ambatondrazaka		Gas-Oil	4					
Poyaud V8	A 815 L			116	1968			
Poyaud V8	A 815 L			116	1968			
Poyaud V8	A 815 SI			180	1968			240
Poyaud	6 CPZir			180	1979	592	592	
Ankazobe		Gas-Oil	2					
Berliet	LE 35P			28	1978			
	LE 21			16,8	1977	44,8	44,8	448
Anosibe-An'ala		Gas-Oil	2			51,2	51	512
Diesel-Air	316			25,6	1968			
Diesel-Air	316			25,6	1968			
Manakambahiny		Gas-Oil	3			378,8	312	760
Diesel-Air	225 V 10 2			136	1979			
Diesel-Air	225 V 82			106,8	1979			
Diesel-Air	225 V 102			136	1979			
Miandrivazo		Gas-Oil	3					
Berliet	LE 70 M 520			56	1979			
Berliet	LE 70 M 520			56	1979			
Berliet	LE 70 M 520			56	1979	168	168	352
Miarinarivo		Gas-Oil	3					
Berliet	620/30			72	1979			
Caterpillar	3 304			88	1979			
Diesel-Air	V 12 AGE			128	1961	288	288	286
Tsiroanomandidy		Gas-Oil	4					
Berliet	M 620 Z			64	1967			
Berliet	M 520			56	1977			
Berliet	MID 620/30			72	1979			
Berliet	LEB 150			120	1979	312	312	256

Station	Type	Fuel	Number of Units	Size of Units (kW)	Commissioning Date	Installed Capacity (kW)	Available Capacity	Fuel Consumption (g/kWh)
External Zones								
Fianarantsoa	Diesel	Gas-Oil	3	1 x 1,400	72			
				1 x 150	76			
				1 x 300	56	1,850	450	252
Mananjary			4	2 x 65	50			
				1 x 125	66			
				1 x 450	57	705	255	280
Ambositra			4	1 x 50	52			
				1 x 160	62,62			
				1 x 50	78	420	260	307
Manakara			4	1 x 280				
				1 x 130	58			
				1 x 100	58			
				1 x 400	78	921	510	241
Farafangana			4	1 x 80	54			
				3 x 60	58,58,61	260	180	315
Vangaindrano			2	1 x 20	74			
				1 x 40	74	60	20	305
Ambatofinandrahana			2	1 x 18		18		324
Vohipeno			2	1 x 25	77			
				1 x 20	74	45	20	370
Toamasina I			2	2 x 200	30,30	400	400	241

Station	Type	Fuel	Number of Units	Size of Units	Commissioning Date	Installed Capacity	Available Capacity	Fuel Consumption
				(kW)		(kW)		(g/kWh)
External Zones (Continued)								
Toamasina II			2	2 x 1,400	71,73	2,800	2,800	241
Toamasina III		Fuel	2	2 x 8,000	84	16,000	8,000	
Fenerive-Est	Diesel	Gas-Oil	4	2 x 100	83,83			
				1 x 50	81			
				1 x 25	50	275	175	304
Maroantsetra			4	2 x 100	83,83			
				2 x 50	69,73	300	200	308
Soanieran'Ivongo			2	1 x 15	77			
				1 x 25	78	40	15	309
Mahanoro			2	2 x 40		80	40	312
Sainte-Marie			1	1 x 25	78	25		313
Mananara Nord			3	2 x 50	81,81			
				1 x 30	77	130	80	326
Vatomandry			1	1 x 100	62	100		397

Station	Type	Fuel	Number of Units	Size of Units	Commissioning Date	Installed Capacity	Available Capacity	Fuel Consumption
				(kW)		(kW)		(g/kWh)
External Zones (Continued)								
Tulear (I)								
(Betania)			6	2 x 500	70,79			
				1 x 200	58			
				1 x 600	76			
				2 x 545	80	2,345	1,745	280
Tulier II								
(Andranomena)		Fuel	3	2 x 4,500	81			
				1 x 3,370	81	12,370	7,870	261
Morombe		G.O.	3	1 x 50				
				1 x 40				
				1 x 25	77	115	65	367
Betioky			1	1 x 25		25		330
Taoagnaro	Diesel	Gas-Oil	4	1 x 130	57			
				1 x 120	55			
				1 x 290				
				1 x 375		915	540	252
Betroka			2	1 x 25	50			
				1 x 40		65	25	331

Station	Type	Fuel	Number of Units	Size of Units	Commissioning Date	Installed Capacity	Available Capacity	Fuel Consumption
				(kW)		(kW)		(g/kWh)
External Zones (Continued)								
Morondava			6	2 x 65	50			
				1 x 150	76			
				1 x 85	76			
				1 x 160	59			
				1 x 360	82	885	525	244
Antsiranana			4	2 x 1,600	71,74			
				2 x 500	55	4,200	2,600	241
Nosy-Be			7	2 x 150	53			
				2 x 375	56,56			
				2 x 500	58,58			
				1 x 180	72	2,230	1,730	242
Antalaha			4	1 x 290				
				3 x 180	72,83,83	830	540	250
Sambava			4	2 x 160	83,83			
				1 x 100	83			
				1 x 92	83	512	352	251
Vohemar	Diesel	Gas-Oil	3	1 x 100	83			
				1 x 72	83			
				1 x 50		222	122	304
Andapa			3	1 x 64	83			
				1 x 50	73			
				1 x 40		154	90	261

Station	Type	Fuel	Number of Units	Size of Units (kW)	Commissioning Date	Installed Capacity (kW)	Available Capacity	Fuel Consumption (g/kWh)
External Zones (Continued)								
Ambanja			3	1 x 80	83			
				1 x 100	83			
				1 x 160	83	340	180	241
Ambilobe			3	1 x 100	83			
				2 x 60	83,83	220	120	263
Belo/Tsiribihina			2	1 x 85				
				1 x 50	76	135	50	351
Majunga II		Fuel	3	1 x 4,000	75			
				1 x 6,500	72			
				1 x 9,000		19,500	10,500	220
Majunga I		G.O.	4	3 x 1,800	69,70,70			
				1 x 830	60	6,230	4,430	229
Marovoay			3	2 x 64	60,60			
				1 x 50	78	178	114	327
Maevatanana			3	2 x 12	83			
				1 x 50	78	74	24	310
Antsohihy	Diesel	Gas-Oil	3	1 x 200	76			
				1 x 85	76			
				1 x 50	78	335	135	303
Anahidrano			1	1 x 6	73	6		388

Station	Type	Fuel	Number of Units	Size of Units	Commissioning Date	Installed Capacity	Available Capacity	Fuel Consumption
				(kW)		(kW)		(g/kWh)
External Zones (Continued)								
Befandriana			2	1 x 15	77			
				1 x 56	82	71	15	420
Port Berger			2	1 x 85	77			
				1 x 50	77	135	50	335
Mandritsara			3	1 x 50	69			
				1 x 50	78			
				1 x 25	77	125	75	293
Mampikony			2	1 x 25	77			
				1 x 40	77	65	25	281
Ambato-Boeni			2	1 x 50	78			
				1 x 30		80	30	290
Maintirano			3	1 x 50	74			
				1 x 80	82			
				1 x 40	76	170	90	294
Analalava			2	2 x 40	80	80	40	282

Source: JIRAMA.

DETAILS ON THE BILLING CYCLE IN ANTANANARIVO

(a) Metering

Meter reader schedules are prepared every day on the basis of listings provided by SOMAGI which include the previous value of meter indexes (1 or 2 for electricity, 1 for water) and on which the new index values will be reported. The new readings are also reported on meter reading cards (one per meter) which include the history of previous readings and are kept permanently at the Antananarivo Sales Department (ASD). At the end of the day, completed listings are sent, after verification, to SOMAGI for input to the billing programs. Meter readers are also in charge of reporting any anomaly observed on meters or on the connection (incentives are provided for that purpose). There is no systematic rotation of meter readers except for vacations, which seems adequate.

(b) Billing

On the 20th of each month, billing programs for Antananarivo are run in batch and the ASD receives prepared bills about 5 days later as well as the computer punched receipt cards ("Carte Quittance" or CQ).

(c) Collection

Planning for collectors is established on a weekly basis. At the beginning of the week the collector receives the bills to be distributed as well as the corresponding CQs. Collected amounts are turned in every day (10 to 15% of customers pay directly to the collector) but since the possibility of payment on a second visit exists, the "unsold cards" are turned in at the end of the week only. The unsold cards are then sent to SOMAGI for control of the amounts turned in by the collector (by difference between the amount of bills he was in charge of, and unsold cards) as well as for the updating of consumer records (card emitted and not returned). The cards are then sent back to JIRAMA, to be used when consumers come and pay at the downtown office (if a customer comes to pay to the ASD before that time, the card is not back yet). The elimination of punched cards will permit the control of amounts turned in by collectors or the update of customer records on the basis of what has been "sold" each day. For example, the remaining detachable portion of sold bills will be turned in every day and turning in "unsold" bills at the end of the week will not affect the process as it does today. Cards should be eliminated for all customers.

(d) Payments other than to the collector

About 4,000 LV customers (6.5%, representing 10% of billings) pay by automatic withdrawal on their bank account, a modern and efficient method of payment. Most other payments are made in the downtown office

either in cash or by check (13% of the number of payments at the downtown office are made by check). These payments are handled by four cash registers for cash payments and one for checks. Modern electric cash registers have recently been acquired by JIRAMA. On last year's peak day, the downtown office handled about 3,000 customers. The operation of the cash registers is rather efficient and it takes about 1 minute to handle one consumer (implying a waiting time of about 25 minutes on peak hours when lines can reach 25 people). 2,400 consumers per day for four counters for cash payments would correspond to saturation with 1 minute per customer and 10 operating hours; this level seems to be exceeded on peak days, which means that one additional cash register would be needed if the transaction time or the number of consumers is slightly increased; this would be the case with any configuration allowing the updating of consumer records at the time of the transaction.

Currently at the time of the cash register transaction a detachable portion of the bill is attached to the receipt of the cash register. This is then verified by a control office, the corresponding punched card is extracted manually and sent to SOMAGI for updating customer accounts.

(e) Enforcement of Payments

JIRAMA's practices in this area are rather strict. After the return of the cards by the collectors (end of the week) a delay of about eight days is allowed, after which a special delivery letter is sent requesting payment within eight days; disconnection will then be requested. This short delay theoretically avoids asking the customer to pay two bills at the same time. It is obviously efficient in terms of bill recovery. In average, bills are paid within 18 days of their presentation. In the last two years an average of 6,700 letters were sent per month (12% of customers) and 2,500 disconnections per month were requested (4.4% of customers). A fee is charged to the customer for the special delivery letter as well as for the reconnection. The cost of special delivery is high as was pointed out by the feasibility study of the ASD computer which recommended the indication on the bill of a limit date for payment. The incentive may be further increased by indicating the applicable penalty for late payment. Sending disconnection notices through regular mail would still be possible (this would be cheaper and could actually reach more customers than special delivery). These measures would require a revision of JIRAMA's legislation.

ESTIMATION OF THE PROBABILITY OF SHORTAGE IN MAHAJANGA

To simplify one shall use a probabilistic evaluation only for the three large heavy fuel units. Their availability is assumed to be 70%, uniformly distributed over the various days of the week. The power available from the four gasoil units it assumed to be 5,000 kW (0.8 x 6,230 kW).

The power available from the three heavy fuel units would be as follows:

Unit 1003 4,000 kW	Unit 1002 6,500 kW	Unit 1001 9,000 kW	Total Available	Probability	Case
In	In	In	19,500	.343	1
In	In	Out	10,500	.147	2
In	Out	In	13,000	.147	3
In	Out	Out	4,000	.063	4
Out	In	In	15,500	.147	5
Out	In	out	6,500	.063	6
Out	Out	in	9,000	.063	7
Out	Out	Out	0	.027	8

With unit 1003 out the conditional probability of case 8 becomes 9%. With 255 working days per year, this implies shortage during 23 days per year.

With 70% availability for unit 1003 there is shorage in cases 4 and 8 and the probability is also 9%.

Missing energy can be calculated as follows on the basis of a typical 1985 weekday load curve:

Duration		4 hours	4 hours	16 hours
Demand (kW)		9,700	9,400	8,600
Missing power	case 4 (kW)	700	400	---
Missing power	case 8 (kW)	4,700	4,400	3,600

- Missing energy: case 4 4,400 kWh/day; case 8: 94,000 kWh/day
- Expected missing energy without unit 1003: 0.09 x 255 x 94,000 = 2.16 million kWh per year
- Expected missing energy with unit 1003: 0.027 x 255 x 94,000 + 0.063 x 255 x 4,400 = 0.72 million kWh.

PROPOSED TERMS OF REFERENCE

FOR

DISTRIBUTION COST REDUCTION STUDY (PILOT PROJECT)

Summary of Requirements

The Malagasy Electricity and Water Corporation (JIRAMA) is soliciting proposals from a consulting firm to prepare an economic optimization study aimed at reducing distribution costs in new areas to be electrified.

The objective of the study is to examine in detail cost reduction measures such as:

(a) optimization of equipment standards, network design and dimensioning, including the possible introduction of single phase supply medium voltage lines if there is no customer requiring three phase supply in the zone, and sectionalization of secondary network to reduce secondary conductor length by addition of smaller size distribution transformers;

(b) utilization of wood pole structures in medium voltage primary distribution lines;

(c) possible substitution of differential circuit breakers by less expensive protection equipment;

(d) use of individual photocell controls in public lighting to reduce use of an additional conductor in the secondary network;

as well as to provide training to line crews on new distribution tools and equipment and recommend measures to accelerate customer growth so as to achieve a better utilization of equipment.

The overall cost of the Distribution Cost Reduction Study is estimated at US$180,000. The program is financed by _____. The company performing these services shall be referred to as the Firm, and the Madagascar Electricity and Water Corporation is to be referred to as JIRAMA.

Background

JIRAMA is a statutory public enterprise responsible for the generation, transmission and distribution of electricity in Madagascar.

A site located in the outskirts of Antananarivo (Farasaipokontany Ambavahaditoka-Itaosy) has been selected by JIRAMA and the mission to be used as case study for this project.

This program aimed at reducing distribution costs is one of several projects recommended by a World Bank/UNDP Power Efficiency mission. The mission's report is a part of these Terms of Reference.

Scope of Consulting Services

The work includes everything that is necessary to achieve the objectives listed in the Summary of Objectives. Some of the specific tasks are:

(a) Review line construction and design standard employed at present by the utility and recommend standards that would provide lower cost alternatives for the construction of line extensions and new services at the Farasaipokontany Ambavahaditoka-Itaosy site. The introduction of single phase supply as a first stage of construction should be evaluated compared to costs of building a three phase system from the beginning. Evaluation of costs related to sectionalization of the secondary network aimed at reducing secondary conductor lengths will require analysis of losses on the low voltage network.

(b) The Firm should make a comprehensive economic and financial evaluation of the use of local wood poles in medium voltage lines of the distribution system. The study should include, but not necessary be limited to, the following aspects:

- Economic and financial cost of wood poles including transportation to the demand centers.

- Evaluate the various alternatives, taking into account the relative life of poles, security of supply and costs of installation and maintenance.

(c) Prepare a detailed analysis of economic savings related to the elimination of centralized command posts for metering and energization of lighting circuits by replacement with individual photocells for each luminaire.

(d) Prepare an economic optimization analysis of costs and benefits of the network design and dimensioning for various identifiable customer growth patterns in the area. Analyze possible measures and incentives, in particular connection change policies, that may accelerate the increase of customer density in the area.

(e) Study present standards on safety issues regarding the utilization of differential circuit breakers on service drop installations and provide lower cost alternatives.

(f) Provide training to line crews on the use of modern equipment and tools to be purchased based on recommendations prepared by the Firm for the construction stage.

Guidelines for Proposal

The proposals should provide comprehensive details of the following:

(a) a work plan in accordance with these Terms of Reference;

(b) a preliminary estimate of the hours, by discipline, required to complete the work and the location where each phase of the work will be carried out;

(c) the nature of the organization and previous experience in related work in developing countries;

(d) Curriculum Vitae (CV) of staff who will be assigned for the study;

(e) staff and period to be assigned for establishment and training of JIRAMA personnel;

(f) Project Organization chart with candidate names indicated; and

(g) the Firm will include in their proposal a suggested procedure to be used to handle additions and deletions to their contractual scope of services.

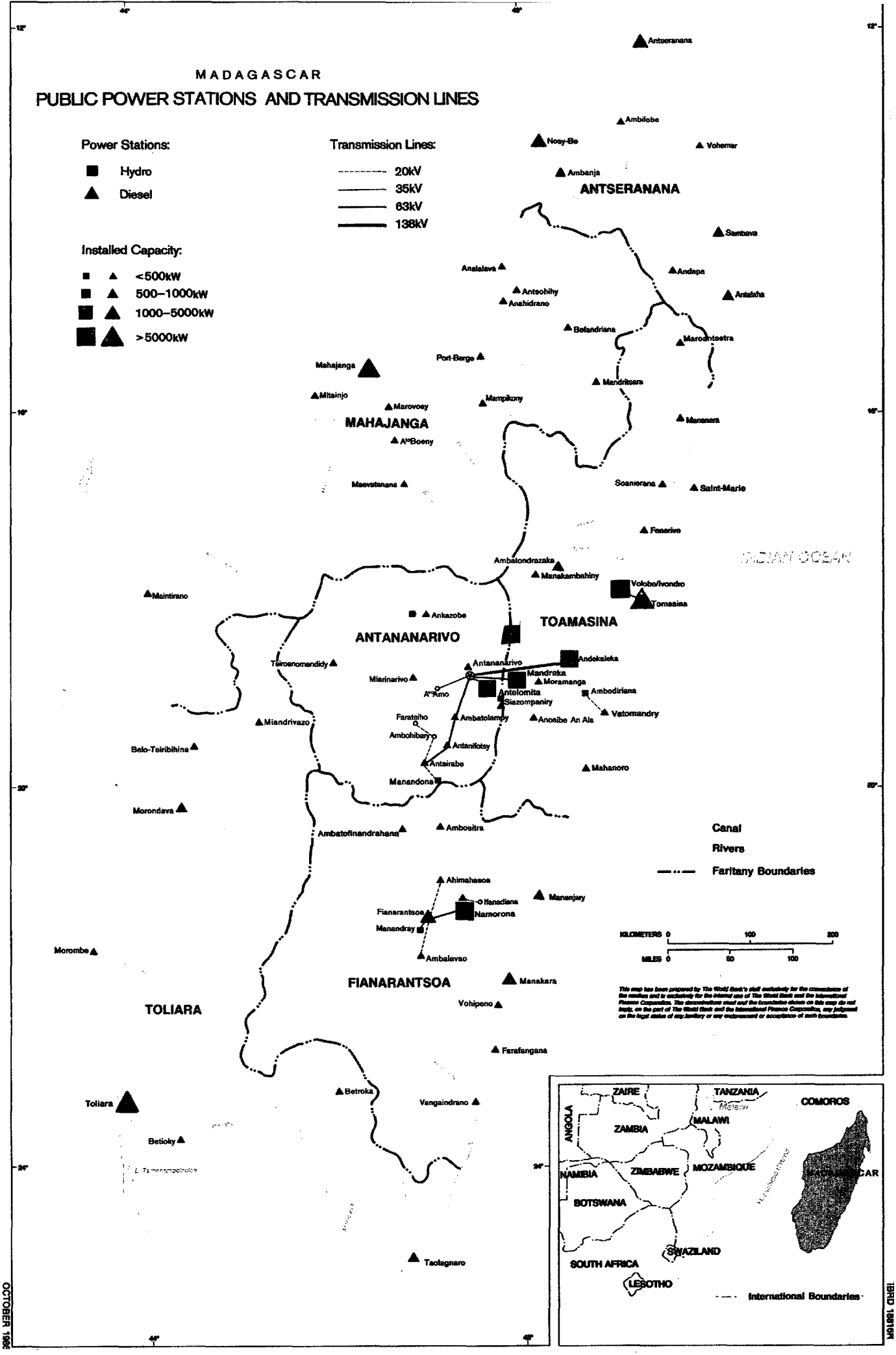
A sealed envelope should be enclosed with the proposal, indicating the cost estimate of this work based on a system of fixed professional fees. The Firm may suggest alternative schemes for attaining the objectives outlined in the Terms of Reference. Any alternative scheme should be clearly identified as such, and separate work schedules and costs should be provided for each.

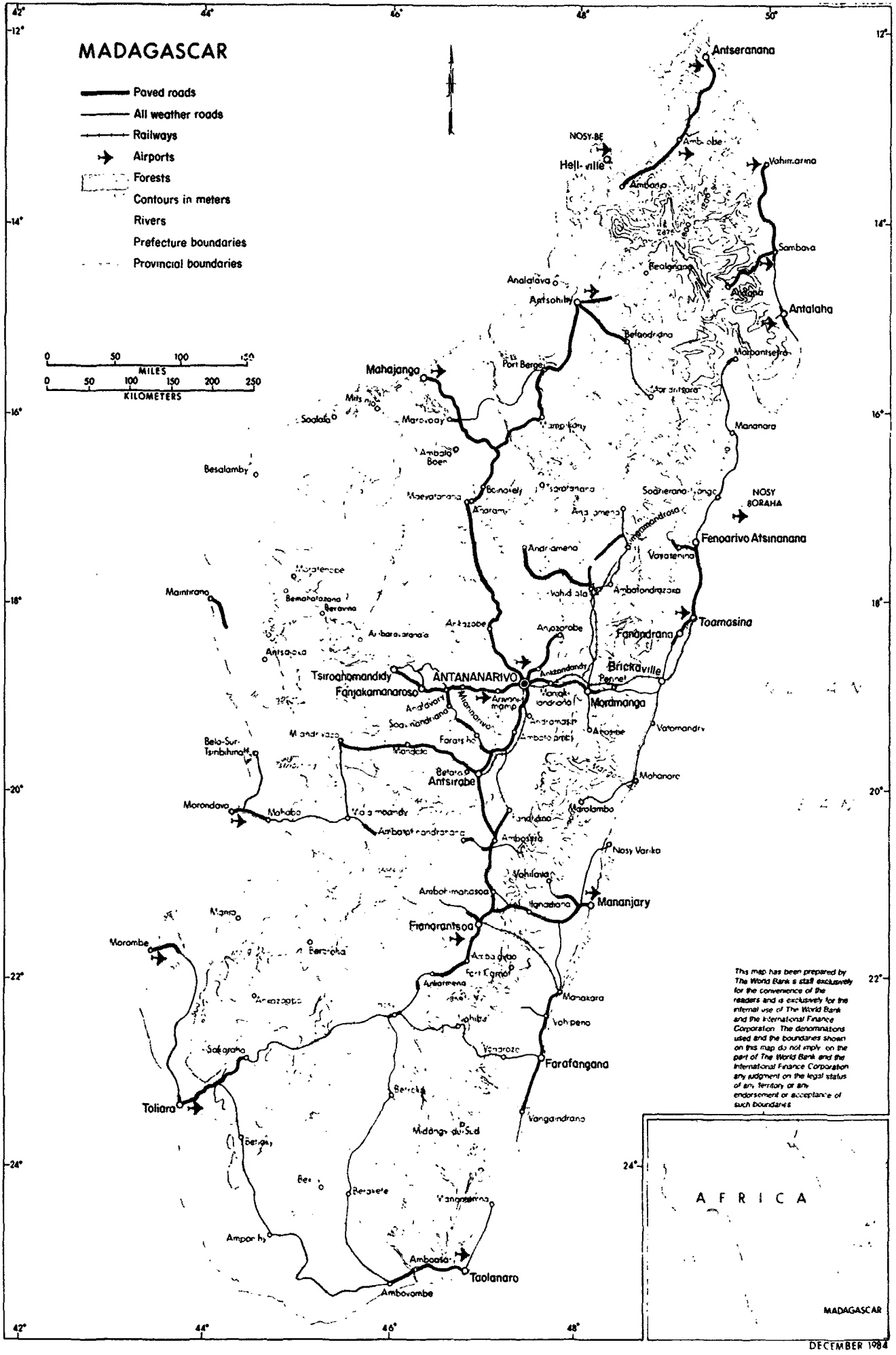
Form of Contract

The contract which will be awarded to the successful Firm will be based on the International Model Form of Agreement between Client and Consulting Engineer produced and issued by the International Federation of Consulting Engineers (FIDIC).

Schedule of Payments

The schedule of Payments will be negotiated. The Firm shall propose a schedule in their tender which will tie Payments to clear performance targets.


MADAGASCAR
PUBLIC POWER STATIONS AND TRANSMISSION LINES
Power Stations:
Hydro
Diesel
Transmission Lines:
20kV
35kV
63kV
138kV
Installed Capacity:
<500kW
500–1000kW
1000–5000kW
>5000kW
Antseranana
Ambilobe
Nosy-Be
Vohemar
Ambanja
ANTSERANANA
Sambava
Analalava
Andapa
Antsohihy
Antalaha
Anahidrano
Befandriana
Maroantsetra
Port-Berge
Mahajanga
Mandritsara
Mitsinjo
Marovoay
Mampikony
MAHAJANGA
Mananara
A^ePBoeny
Maevatanana
Soanierana
Saint-Marie
Fenerive
INDIAN OCEAN
Ambatondrazaka
Manakambahiny
Volobe/Ivondro
Tomasina
Maintirano
Ankazobe
ANTANANARIVO
TOAMASINA
Andekaleka
Tsiroanomandidy
Antananarivo
Mandraka
Moramanga
Miarinarivo
A^eAmo
Antelomita
Siazompaniry
Ambodiriana
Vatomandry
Faratsiho
Ambatolampy
Anoeibe An Ala
Miandrivazo
Ambohibary
Antanifotsy
Belo-Tsiribihina
Antsirabe
Mahanoro
Manandona
Morondava
Ambatofinandrahana
Ambositra
Canal
Rivers
Faritany Boundaries
Ahimahasoa
Ifanadiana
Mananjary
Fianarantsoa
Namorona
Manandray
Ambalavao
Morombe
FIANARANTSOA
Manakara
TOLIARA
Vohipeno
Farafangana
Betroka
Toliara
Vangaindrano
Betioky
L. Tsimanampetsotsa
Taolagnaro
KILOMETERS 0 100 200
MILES 0 50 100
This map has been prepared by The World Bank's staff exclusively for the convenience of the readers and is exclusively for the internal use of The World Bank and the International Finance Corporation. The denominations used and the boundaries shown on this map do not imply, on the part of The World Bank and the International Finance Corporation, any judgment on the legal status of any territory or any endorsement or acceptance of such boundaries.
ZAIRE
TANZANIA
COMOROS
ANGOLA
ZAMBIA
MALAWI
NAMIBIA
ZIMBABWE
MOZAMBIQUE
BOTSWANA
SWAZILAND
SOUTH AFRICA
LESOTHO
International Boundaries
OCTOBER 1988
IBRD 19819R


MADAGASCAR
Paved roads
All weather roads
Railways
Airports
Forests
Contours in meters
Rivers
Prefecture boundaries
Provincial boundaries
0 50 100 150
MILES
0 50 100 150 200 250
KILOMETERS
Antseranana
NOSY-BE
Hell-ville
Ambanja
Vohimarina
Sambava
Antalaha
Analalava
Antsohihy
Befandriana
Maroantsetra
Mahajanga
Port Bergé
Mananara
Besalampy
Maevatanana
Fenoarivo Atsinanana
NOSY BORAHA
Andriamena
Vavatenina
Maintirano
Ambatondrazaka
Toamasina
Fanandrana
Tsiroanomandidy
ANTANANARIVO
Brickaville
Fianarantsoa
Moramanga
Antsirabe
Mahanoro
Morondava
Mananjary
Nosy Varika
Manakara
Farafangana
Toliara
Vangaindrano
Taolanaro
Ambovombe
AFRICA
MADAGASCAR
This map has been prepared by The World Bank's staff exclusively for the convenience of the readers and is exclusively for the internal use of The World Bank and the International Finance Corporation. The denominations used and the boundaries shown on this map do not imply on the part of The World Bank and the International Finance Corporation any judgment on the legal status of any territory or any endorsement or acceptance of such boundaries.
DECEMBER 1984

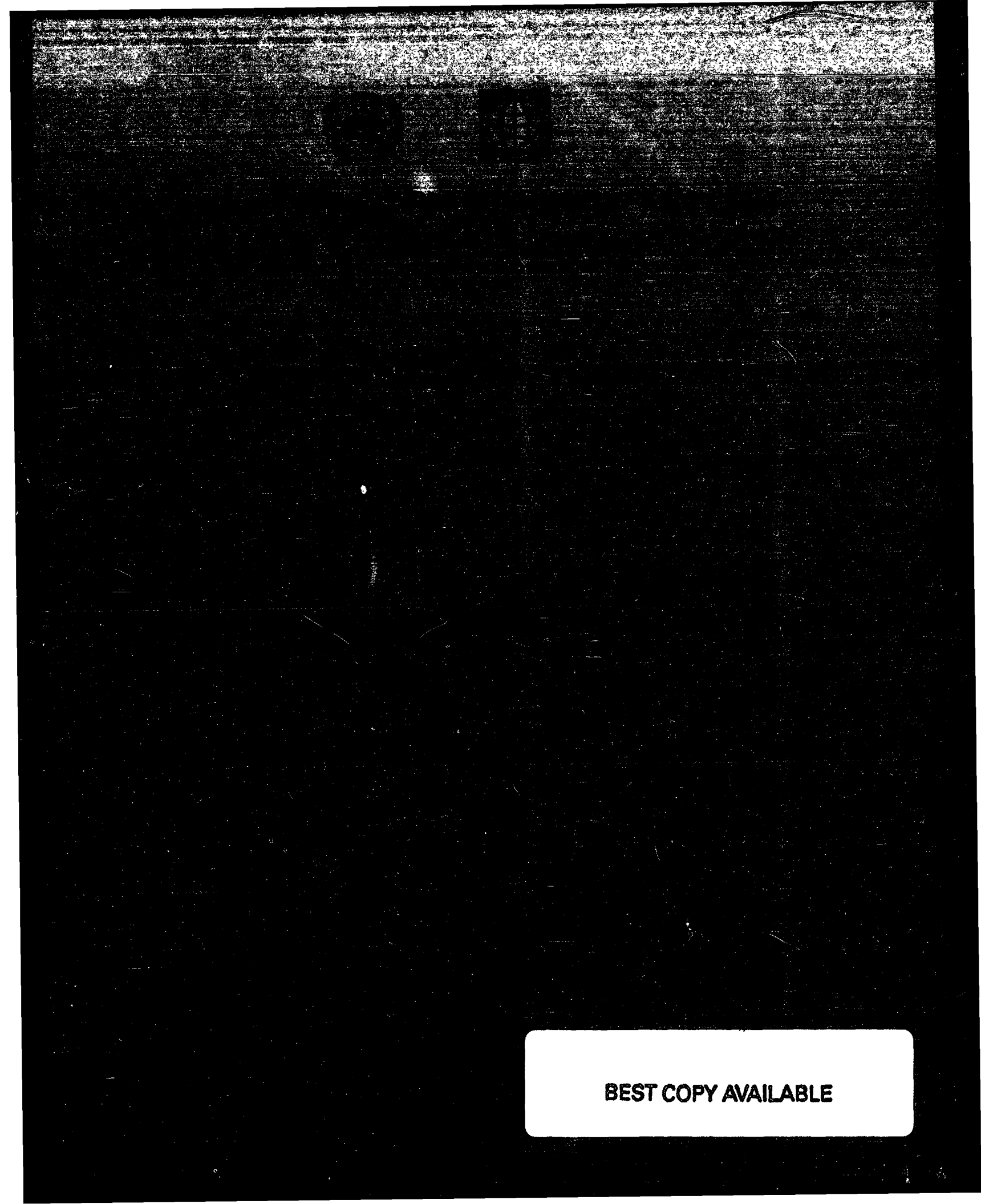
ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM

Activities Completed

Country	Project	Date	Number
Energy Efficiency and Strategy			
Bangladesh	Power System Efficiency Study	2/85	031/85
Botswana	Pump Electrification Prefeasibility Study	1/86	047/86
	Review of Electricity Service Connection Policy	7/87	071/87
	Tuli Block Farms Electrification Prefeasibility Study	7/87	072/87
Burkina	Technical Assistance Program	3/86	052/86
Burundi	Presentation of Energy Projects for the Fourth Five-Year Plan (1983-1987)	5/85	036/85
	Review of Petroleum Import and Distribution Arrangements	1/84	012/84
Costa Rica	Recommended Technical Assistance Projects	11/84	027/84
Ethiopia	Power System Efficiency Study	10/85	045/85
The Gambia	Petroleum Supply Management Assistance	4/85	035/85
Guinea-Bissau	Recommended Technical Assistance Projects in the Electric Power Sector	4/85	033/85
Indonesia	Energy Efficiency Improvement in the Brick, Tile and Lime Industries on Java	4/87	067/87
	Power Generation Efficiency Study	2/86	050/86
Jamaica	Petroleum Procurement, Refining, and Distribution	11/86	061/86
Kenya	Power System Efficiency Report	3/84	014/84
Liberia	Recommended Technical Assistance Projects	6/85	038/85
Malaysia	Sabah Power System Efficiency Study	3/87	068/87
Mauritius	Power System Efficiency Study	5/87	070/87
Panama	Power System Loss Reduction Study	6/83	004/83
Papua New Guinea	Energy Sector Institutional Review: Proposals for Strengthening the Department of Minerals and Energy	10/84	023/84
	Power Tariff Study	10/84	024/84
Senegal	Assistance Given for Preparation of Documents for Energy Sector Donors' Meeting	4/86	056/86
Seychelles	Electric Power System Efficiency Study	8/84	021/84
Sri Lanka	Power System Loss Reduction Study	7/83	007/83
Sudan	Power System Efficiency Study	6/84	018/84
	Management Assistance to the Ministry of Energy and Mining	5/83	003/83
Togo	Wood Recovery in the Nangbeto Lake	4/86	055/86
Uganda	Energy Efficiency in Tobacco Curing Industry	2/86	049/86
	Institutional Strengthening in the Energy Sector	1/85	029/85
Zambia	Energy Sector Institutional Review	11/86	060/86
Zimbabwe	Power Sector Management Assistance Project: Background, Objectives, and Work Plan	4/85	034/85
	Power System Loss Reduction Study	6/83	005/83

Household, Rural, and Renewable Energy

Burundi	Peat Utilization Project	11/85	046/85
	Improved Charcoal Cookstove Strategy	9/85	042/85
Côte d'Ivoire	Improved Biomass Utilization--Pilot Projects Using Agro-Industrial Residues	4/87	069/87
Ethiopia	Agricultural Residue Briquetting: Pilot Project	12/86	062/86
	Bagasse Study	12/86	063/86
The Gambia	Solar Water Heating Retrofit Project	2/85	030/85
	Solar Photovoltaic Applications	3/85	032/85
Kenya	Solar Water Heating Study	2/87	066/87
	Urban Woodfuel Development	10/87	076/87
Malawi	Technical Assistance to Improve the Efficiency of Fuelwood Use in the Tobacco Industry	11/83	009/83
Mauritius	Bagasse Power Potential	10/87	077/87
Peru	Proposal for a Stove Dissemination Program in the Sierra	2/87	064/87
Rwanda	Improved Charcoal Cookstove Strategy	8/86	059/86
	Improved Charcoal Production Techniques	2/87	065/87
Senegal	Industrial Energy Conservation Project	6/85	037/85
Sri Lanka	Industrial Energy Conservation: Feasibility Studies for Selected Industries	3/86	054/86
Thailand	Accelerated Dissemination of Improved Stoves and Charcoal Kilns	9/87	079/87
	Rural Energy Issues and Options	9/85	044/85
Uganda	Fuelwood/Forestry Feasibility Study	3/86	053/86



BEST COPY AVAILABLE

PROGRAMME D'ASSISTANCE A LA GESTION DU SECTEUR ENERGETIQUE

Objectif

Le Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique (PAGE), exécuté conjointement par le PNUD et la Banque mondiale, a été lancé en 1983 dans le cadre du Programme d'évaluation de ce secteur adopté en 1980. Ce dernier visait à identifier et à analyser les problèmes énergétiques les plus graves qui se posent aux pays en développement. Le PAGE était conçu comme un mécanisme de préinvestissement, en partie pour contribuer à l'application des mesures recommandées dans les rapports d'évaluation du secteur énergétique. A l'heure actuelle, le PAGE mène des activités de préinvestissement dans 45 pays et fournit des conseils institutionnels et de politique énergétique aux responsables des pays en développement. Il a pour objectif de compléter, de faire progresser et de renforcer l'impact des ressources bilatérales et multilatérales qui sont déjà consacrées à l'assistance technique offerte au secteur énergétique. Les rapports préparés dans le cadre de ce programme donnent aux gouvernements, aux bailleurs de fonds et aux investisseurs potentiels les renseignements dont ils ont besoin pour accélérer la préparation et l'exécution des projets. Les activités du PAGE peuvent être regroupées en deux grandes catégories :

-Rendement énergétique et stratégie. Ces activités portent sur les questions institutionnelles, financières et de politique du secteur énergétique, notamment la conception des stratégies, l'amélioration de l'utilisation finale, la définition des programmes d'investissement et le renforcement des entreprises du secteur; et

-Energies domestique, rurale et renouvelable. Les activités dans ce domaine visent à régler les questions techniques, économiques, financières, institutionelles et de politique énergétique affectant l'offre et la demande d'énergie, en particulier l'énergie de sources traditionnelles et modernes utilisée par les ménages ruraux et urbains et les industries rurales.

Financement

Ce programme est une importante initiative internationale appuyée par le PNUD, la Banque mondiale et les institutions bilatérales d'un certain nomber de pays, notamment les Pays-Bas, la Canada, la Suisse, la Norvège, la Suède, l'Italie, l'Australie, le Danemark, la France, la Finlande, le Royaume Uni, l'Irlande, le Japon, la Nouvelle Zélande, l'Islande et les Etats-Unis.

Demande de renseignements

Pour obtenir des renseignements complémentaires sur ce programme ou des exemplaires des rapports du PAGE dont la liste figure à la fin de ce document, contacter l'une des addresses suivantes :

Division for Global and Interregional Projects
United Nations Development Programme
One United Nations Plaza
New York, New York 10017

OU

Energy Strategy, Management and Assessment Division
Industry and Energy Department
World Bank
1818 H Street, N.W.
Washington, D.C. 20433

MADAGASCAR

ETUDE DE L'EFFICACITE DU SECTEUR ELECTRIQUE

. DECEMBRE 1987

AVANT-PROPOS

Le rapport suivant se fonde sur les conclusions d'une mission 1/ effectuée dans le cadre du Programme conjoint PNUD/Banque Mondiale d'aide à la gestion du secteur de l'énergie. Cette mission s'est rendue à Madagascar en mars 1986, à la demande du Gouvernement Malgache, à la suite de l'Etude d'Evaluation du Secteur Energétique.

Cette mission avait pour but:

a) d'examiner l'état des centrales, des réseaux de distribution, et des services généraux;

b) de proposer une série de programmes d'action pour améliorer l'exploitation des équipements existants et l'efficacité globale du secteur électrique qui se sont profondément ressentis des difficultés en devises que Madagascar a connues ces dernières années, et d'examiner, en particulier, les possibilités d'utilisation de l'excédent d'énergie hydro-électrique qui existe dans certaines régions.

Plusieurs organismes internationaux de financement, notamment la Banque Européenne d'Investissement, la CCCE (France), la Banque Arabe de Développement Economique en Afrique (BADEA), le Gouvernement Suisse, et la Banque Mondiale, dans le cadre de son Projet Energie I, ont manifesté le souhait de cofinancer les programmes proposés.

Tous les projets recommandés font partie du Programme d'Investissement de Référence (PIR) retenu par l'IDA et le Gouvernement de Madagascar. Toutefois, les projets discutés ici ne couvrent pas la totalité du programme d'investissement et en particulier les investissements de transport tels que la réhabilitation de la ligne Antananarivo-Antsirabe et le projet de poste "Tana-Sud," ces derniers ayant déjà fait l'objet d'études détaillées. De même, les besoins qui résultent des dommages importants subis par la Centrale de Volobe (Toamasina) lors du cyclone Honorine, survenu postérieurement à la mission, ne sont pas discutés ici.

Les estimations de coûts figurant dans ce rapport ont été utilisées comme base d'évaluation du plan d'investissement global et pourront être affinées, suite à l'évaluation détaillée des travaux de rénovation nécessaires.

1/ Ont participé à cette mission : MM Olivier Koenig (ingénieur économiste, Chef de mission), Klaas Kimstra (ingénieur diesel), Alan Perks (ingénieur hydraulique) et Willy Pacheco (ingénieur distribution). Le secrétariat a été assuré par Mmes Tara Allen, Hélène Talon et Hélène Ah-Kine.

ABBREVIATIONS ET SIGLES

ADB	Banque Africaine de Développement
BT	Basse tension
CCCE	Caisse Centrale de Coopération Economique
CQ	Carte Quittance
DEEP	Direction des Etudes Economiques et de la Planification
DVA	Direction des Ventes d'Antananarivo
EDF	Electricité de France
GWh	millions de kWh
IDA	Association pour le Développement International
JIRAMA	Société Malgache de l'Electricité et de l'Eau (Jiro Sy Rano Malagasy)
kV	kilovolt
kVA	kilovolt-ampères
kW	kilowatt
kWh	kilowatt-heure
MIEM	Ministere de l'Industrie, de l'Energie et des Mines
MT	moyenne tension ou tension primaire
MVA	milliers de kVA
MW	milliers de kW
MWh	milliers de kWh
PIR	Programme d'Investissement de Réference
PNUD	Programme des Nations-Unies pour le Développement
SOMAGI	Societé Malgache de Gestion Informatique
VHF	très haute fréquence

EQUIVALENT EN MONNAIES

Unité monétaire = Franc Malgache FMG
1 $ E.U. = 620 FMG a/

le terme "dollars" et le signe "$" désignent le dollar des Estats-Unis d'Amerique.

Mesures

Brl	Baril de pétrole	=	0,15899 m^3; 42 gallons E.U.; 35 gallons impériaux
BTU	British Thermal unit	=	0,252 kilocalories
PC	Pieds cube	=	0,02832 m^3
Gal	Gallon	=	3,7853 litres
GWh	Gigawatt-heure	=	1.000.000 kilowatts-heures (kWh)
kg	kilogramme	=	1.000 grammes
km	kilomètre	=	1.000 mètres = 0,62 mile
kV	kilovolt	=	1.000 volts
kWh	kilowatt-heure	=	1.000 watts-heures
MVA	mégawatt	=	1.000 kilovots-ampères
MW	mègawatt-heure	=	1.000 kilowatts (kW)
MWh	mègawatt-heure	=	1.000 kilowatts-heures
TEP (tep)	tonne d'èquivalent de pètrole	=	39,68 millions de BTU
TEB (teb)	tonne d'èquivalent de bois b/	=	0.32 tep

---

a/ Les taux de change sont ceux de Mars 1986. Ce sont les taux utilisés dans le présent rapport, à moins d'indication contraire. L'exercice financier de Madagascar dure du 1er janvier au 31 décembre.

b/ C'est-à-dire du bois d'une teneur hygrométrique de 25% base humide (thbh) par unité de poids.

TABLE DES MATIERES

	Pages
I. RESUME	1
Description sommaire de la situation de JIRAMA	2
Situation financière	2
Aspects opérationnels	2
Production	3
Distribution	4
Qualité de service et développement de l'électrification	4
Services généraux et logistique	4
Programmes d'action envisagés	5
Promotion des ventes	6
Modernisation des réseaux de distribution et réduction des coût de distribution	7
Rénovation des centrales thermiques	8
Rénovation des centrales hydro-électriques	10
Amélioration des services généraux	11
Coûts et calendrier du programme	12
II. DESCRIPTION DU RESEAU ELECTRIQUE	17
Le parc de production	19
Réseaux de transport et de distribution	21
Demande et offre d'électricité	22
III. DEVELOPPEMENT DES VENTES, QUESTIONS TARIFAIRES ET COMMERCIALES	30
Vue d'ensemble	30
Tarifs	32
La valeur des branchements neufs	35
Politique en matière de redevances de branchement	37
Questions et options générales pour la substitution de l'électricité dans les zones hydrauliques	38
Cuisson	39
Chauffage de l'eau	40
Chauffage des locaux	40
Chaudières électriques dans l'industrie	40
Mesures commerciales propres à encourager la substitution	42
Détails des tarifs pour l'éclairage et les usages domestiques à Antananarivo et Grand Tana	43

IV. RESEAU DE DISTRIBUTION - DIAGNOSTIC
ET RECOMMANDATIONS 45

Résumé 45
Les effets des pénuries de matériel
et d'équipement 45
Matériels nécessaires pour effectuer les
travaux de réparation en attente 46
Services de soutien 47
Branchements neufs 47
Pertes d'énergie et lignes de distribution
surchargées 49
Pertes d'énergie et baisses de tension 49
Les besoins de renforcement des lignes
de distribution 53
Absence d'automatisation 54
Protection limitée contre la foudre 54
Réduction des coûts de distribution - Projet pilote 55

V. PRODUCTION DIESEL - PRINCIPALES CONCLUSIONS
ET RECOMMANDATIONS 57

Généralités 57
Disponibilité des groupes et manque
de pièces de rechange 58
Age des groupes 59
Types de groupes 61
Entretien des centrales 61
Questions soulevées par les centrales diesel
situées dans les zones hydrauliques 62
Recommandations 63
Programme A: Modernisation et rationalisation
du parc diesel 64
Programme B: Modernisation du matériel et
des méthodes d'entretien 65
Résultats détaillés des visite des
grandes centrales 66
La centrale de Mahajanga 66
Analyse économique de la modernisation
de Mahajanga 68
Les centrales de Toliara 69
La centrale électrique de Nosy-Bé 72
Analyse économique de la modernisation
de Nosy-Bé 74

VI. PRODUCTION HYDRAULIQUE 76

Introduction et résumé 76
Améliorations possibles du rendement des
centrales hydro-électriques du réseau
interconnecté 79

Estimations des coûts du programme 81
Résultats détaillés des visites des centrales 83
Antelomita I et II 83
Mandraka 84
Manandona 85
Vatomandry 86
Volobe 88

VII. SERVICES ET INFRASTRUCTURES DE SOUTIEN 91

Généralités 91
Rénovation du parc automobile 92
Télécommunications 93
Assistance technique à la Direction des Etudes Economiques et de la Planification 94
Gestion de la clientèle 95
Recommandations 98
Le laboratoire compteurs 99
Ordinateurs pour une gestion décentralisée 100

TABLEAUX

2.1. Caractéristiques essentielles du réseau de JIRAMA 19
2.2. Puissance et nombre des centrales électriques (1985)..... 20
2.3. Longueur des lignes de transport et de distribution, 1985 21
2.4. Croissance du nombre de clients (1971-85) 23
2.5. Ventes d'électricité, 1973-1985 24
2.6. Demande de pointe et production dans les principaux centres (1984) 25
2.7. Production d'électricité JIRAMA, 1975-1985 (GWh) 27
2.8. Alimentation en électricité, réseau interconnecté, 1973-1985 28
3.1. Prix moyens pour certaines catégories de clients 33
4.1. Matériels nécessaires pour effectuer les réparations essentielles et pour rétablir le stock 46
4.2. Matériels nécessaires pour 10.000 nouveaux clients..... 48
4.3. Pertes d'énergie, réseau interconnecté, 1979-1985 50
4.4. Répartition des pertes techniques de réseau interconnecté, (1984) 51
4.5. Pertes d'énergie, zones extérieures et centres isolés, 1980-1984 52

5.1. Puissance et disponibilité des groupes dans les zones extérieures 59
5.2. Répartition par âge des groupes Diesel 60
5.3. Groupes de la Centrale de Nosy-Bé 72
6.1. Centrales hydro-électriques de Madagascar 77
7.1. Etat du parc automobile 92

ANNEXES

1. Projet de termes de réference pour la remise en état des centrales Diesel et la rationalisation du parc Diesel 101
2. Projet de termes de référence pour la modernisation des équipements et des méthodes d'entretien des centrales 115
3. Projet de termes de référence d'un programme de modernisation des centrales hydro-électriques 130
4. Projet de termes de référence pour la modernisation du système de gestion de la clientèle 138
5. Projet de termes de référence pour l'assistance technique à la Direction des Etudes Economiques et de la planification 140
6. Projet de termes de référence pour le plan directeur des télécommunications 143
7. Estimation des pertes techniques 144
8. Centrales thermiques de JIRAMA 159
9. Détails du cycle de facturation à Antananarivo 167
10. Estimation de la probabilité de défaillance à Mahajanga 169
11. Projet de Termes de référence pour l'étude de réduction des coûts de distribution 170

CARTES

IBRD 18816R Madagascar Public Power Stations and Transmission Lines
IBRD 14160R Madagascar Roadways

I. RESUME

1.1 Pour des raisons qui tiennent essentiellement à l'environnement économique général, la Société Malgache de l'Electricité et de l'Eau JIRAMA 1/ fonctionne dans des conditions extrêmement difficiles.

1.2 La demande d'électricité s'est sensiblement ralentie ces dernières années. Bien que les statistiques de 1985 indiquent une reprise des ventes, la puissance de production de la JIRAMA dépasse de beaucoup, dans la plupart des grands centres, la puissance qui serait nécessaire pour satisfaire la demande actuelle si la disponibilité des groupes était à un niveau normal. Le poids financier de cette puissance excédentaire est important, et le niveau élevé des coûts d'exploitation et d'entretien augmente les difficultés financières de la Société.

1.3 Par ailleurs, la pénurie de devises affecte le fonctionnement à de multiples égards: pénuries chroniques de pièces de rechange, de matériel et d'équipement pour l'entretien, les réparations et l'expansion du réseau; une bonne partie du matériel est vétuste et peu efficace. Tout ceci augmente sensiblement les frais d'exploitation. Un prêt équivalent à 9 millions de dollars, accordé en 1983, a servi à l'achat de pièces, d'équipement, et à des travaux divers, mais la situation est redevenue, aujourd'hui, très critique. La faible disponibilité des centrales thermiques, due essentiellement au manque de pièces de rechange, réduit la puissance disponible à un point tel que dans plusieurs centres importants, la demande non satisfaite est loin d'être négligeable. Du fait du manque de matériel et malgré l'excédent considérable d'énergie hydro-électrique dans la région d'Antananarivo notamment, il est impossible de satisfaire de nombreuses demandes de raccordement au réseau électrique.

1.4 A ces difficultés s'ajoutent les dégats causés récemment par un cyclone qui a gravement endommagé la centrale hydro-électrique de Volobe qui alimente Toamasina, troisième centre de consommation du pays, et une grande partie du réseau de distribution de cette ville.

1.5 Faute d'adopter des mesures de redressement, l'alimentation en électricité risquerait de se dégrader davantage, ce qui réduirait non seulement la qualité de service et entraverait la croissance économique, mais aussi le développement de l'électrification qui présente une valeur particulièrement élevée dans les régions qui, à l'heure actuelle, disposent d'un excédent important d'énergie hydro-électrique.

1/ Ce sigle correspond à son nom malgache, Jiro Sy Rano Malagasy.

Description sommaire de la situation de JIRAMA

Situation financière

1.6 L'exédent de puissance installée implique des coûts fixes élevés, notamment le service de la dette, par rapport au volume des ventes. Cette puissance installée surabondante implique également des coûts d'exploitation et d'entretien élevés. En particulier, la puissance des centrales diesel disponibles dans les régions de production hydro-électriques s'élève à environ 55,6 MW, soit près de la moitié de la puissance thermique installée de JIRAMA, bien que cette puissance ne soit presque jamais utilisée en raison de l'excédent hydraulique.

1.7 En ce qui concerne la production, l'excédent de puissance installée a permis, pendant un certain temps, de surseoir aux dépenses d'entretien et de réparation. Cependant, cette possibilité a atteint ses limites. Les retards apportés à l'entretien risquent actuellement de provoquer des dégats encore plus graves et, en fin de compte, d'augmenter les coûts. La disponibilité réduite des groupes les plus efficaces augmente également les dépenses de combustible du fait qu'elle impose un recours fréquent aux groupes les moins efficaces. L'absence de capitaux pour remplacer les unités vétustes augmente également les dépenses d'entretien et de combustible.

1.8 Le niveau relativement élevé des tarifs nécessaires pour couvrir les coûts est une conséquence majeure de cette conjonction de coûts fixes élevés, de recul de la demande, et de coûts d'exploitation et d'entretien relativement élevés. Cette situation, ainsi que des taxes sur l'électricité relativement importantes, n'aide pas la promotion des ventes alors, qu'en fait, le coût marginal d'une augmentation de la production d'électricité est, et restera pendant plusieurs années, relativement bas, et pratiquement nul dans les régions où existe un excédent d'énergie hydro-électrique: dans la région d'Antananarivo, il faudrait que la demande de pointe augmente de 6% par an, contre 4,6% par an entre 1976 et 1985, pour atteindre, en 1995, le niveau de la puissance hydro-électrique actuellement disponible en année hydrologique moyenne; si la production en énergie augmentait à ce même rythme elle serait encore inférieure de 33%, en 1995, au potentiel hydraulique.

Aspects opérationnels

1.9 La pénurie de pièces détachées, de matériel et d'équipement se fait sentir pratiquement sur tous les aspects du fonctionnement de JIRAMA. Sur le plan de l'exploitation, il n'est guère possible d'appliquer les normes et directives normales de JIRAMA dans les circonstances actuelles. Soulignons, cependant, que les problèmes rencontrés au niveau de l'exploitation ne semblent pas liés à un manque de ressources humaines. En fait, la motivation et le comportement professionnel élevés du personnel sont un atout important, compte tenu des conditions très difficiles dans lesquelles JIRAMA fonctionne.

Production

1.10 La disponibilité des groupes thermiques est très faible. Un grand nombre de groupes sont immobilisés et attendent des pièces de rechange. De ce fait les groupes disponibles sont ammenés à fonctionner sans entretien préventif bien au-delà des normes habituelles. Ceci, à son tour, augmente le risque de pannes totales et coûteuses. Pour éviter ce risque, certains groupes sont exploités à un niveau de puissance réduit, ce qui, en fait, augmente la consommation spécifique de combustible. Du fait de l'absence de pièces détachées d'origine, JIRAMA doit fréquemment réparer des pièces endommagées, mais globalement les coûts d'entretien par kWh produit sont élevés. La vétusté et la conception légère de certaines des unités augmentent également la fréquence des indisponibilités et les coûts d'exploitation. Pour les centrales fonctionnant au fuel lourd utilisées dans les grands centres tels que Mahajanga et Toliara, les équipements de stockage, de contrôle et de traitement du combustible sont insuffisants. Ceci entraîne des pannes fréquentes et de grands risques de dommages pour le matériel, et s'ajoute à certaines difficultés d'approvisionnement en combustibles, pour expliquer l'utilisation d'une forte quantité de gasoil. Ces dernières années, les centrales de Mahajanga et de Toliara ont utilisé du gasoil pour bien plus de 25% de leur production totale, alors que celle-ci aurait dû être assurée pour une part beaucoup plus importante par du fuel lourd, à un coût bien inférieur.

1.11 En raison de la faible disponibilité des centrales, les marges de puissance sont beaucoup plus basses qu'il ne semblerait en comparant la puissance installée et la demande de pointe. Par exemple, à Nosy-Bé qui dispose de sept groupes, qui représentent 2.230 kW de puissance installée pour une demande de pointe de 1.300 kW, trois groupes seulement, qui totalisent une puissance de 1.105 kW, étaient en état de marche lors de la visite de la mission. Il y a des coupures de courant à Mahajanga, malgré une puissance installée égale à 2,5 fois la demande de pointe.

1.12 Les centrales hydro-électriques sont généralement bien entretenues. L'entretien et les indisponibilités présentent en général moins de difficultés pour les centrales hydro-électriques que pour les centrales thermiques. Il existe bien dans ces centrales des problèmes de pièces détachées, mais un grand nombre des problèmes rencontrés sont liés à l'âge de ces centrales: la construction des centrales de Volobe, de Manandona et d'Antelomita remonte aux années 30. Mandraka a 30 ans. Une instrumentation qui permettrait de surveiller convenablement le fonctionnement de ces centrales est indispensable en raison de l'âge du matériel. Les barrages ont besoin de certains travaux de génie civil et plusieurs turbines et transformateurs auraient besoin d'être réparés pour que les centrales puissent fonctionner à leur puissance nominale.

1.13 Les centrales hydro-électriques sont généralement éloignées des centres de consommation. A en juger par le cas de Volobe, il y aurait beaucoup à gagner à améliorer la fiabilité des lignes de transport,

notamment en les protégeant mieux contre la foudre, et en réduisant les pertes en ligne. Il est probable qu'une bonne fiabilité des lignes de transport permettrait de réduire sensiblement l'importance de la puissance thermique de secours nécessaire.

Distribution

1.14 L'absence de matériel, d'équipement et de véhicules entrave beaucoup l'exploitation, les travaux d'entretien et de réparation, ainsi que le raccordement de nouveaux clients. Les niveaux des stocks sont extrêmement bas, ce qui oblige à faire des réparations d'urgence qui ne correspondent pas nécessairement à la solution la plus économique.

1.15 Une analyse par échantillon entreprise par la mission a révélé des taux élevés de perte et de baisse de tension à la pointe sur certaines lignes importantes. Une protection insuffisante contre la foudre, l'absence d'automatisation, ainsi que des moyens de télécommunications limités accroissent la fréquence et la durée des incidents sur le réseau.

Qualité du service et développement de l'électrification

1.16 Les sections précédentes consacrées à la production et à la distribution ont souligné les effets que la situation actuelle exerce sur la qualité et la fiabilité du service. Le rôle que la demande non satisfaite aurait pu jouer dans le ralentissement des ventes n'a pu être complètement analysé. Il est cependant très clair que cette situation a entraîné des pertes économiques pour certaines industries ainsi qu'un manque à gagner non négligeable pour JIRAMA dans diverses régions. Par exemple, la mission estime, qu'en énergie, la demande non satisfaite représenterait près de 3% des ventes à Mahajanga.

1.17 Six pour-cent seulement des ménages malgaches disposent de l'électricité. Le manque de matériel de distribution, beaucoup plus qu'une absence de demande a sévèrement limité le raccordement de nouveaux clients ces dernières années. Le nombre de branchements annuels au cours des quatre dernières années (environ 3.000) a été inférieur de moitié à ce qu'il avait été au cours des six années précédentes, et environ 10.000 demandes de branchement en attente ne peuvent pas être satisfaites, faute de matériel. Le taux de croissance du nombre d'abonnés (2,5%) est actuellement inférieur à celui de la population (3%).

Services généraux et logistique

1.18 Les services généraux ont également besoin d'être améliorés de manière significative. Près du tiers du parc automobile de JIRAMA est hors service, soit en raison de l'âge de nombreux véhicules, soit par manque de pièces de rechange. Le matériel de télécommunication est vétuste et devrait être modernisé pour permettre une exploitation efficace ainsi qu'une intervention rapide en cas d'urgence, ce qui

réduirait la durée des coupures de courant. Le laboratoire compteurs est bien géré et joue un rôle important du point de vue du contrôle des pertes non techniques, mais il manque de matériel pour remplir ses fonctions de la manière la plus efficace. Les moyens informatiques font gravement défaut, alors que par exemple un logiciel permettant de gérer strictement les stocks serait extrêmement précieux dans les circonstances actuelles. Le système de gestion de la clientèle, automatisé il y a 20 ans et sous-traité à une société extérieure est mal commode et dépassé, et devrait être profondément amélioré. A Antananarivo, les services de la JIRAMA sont dispersés dans 17 immeubles différents.

Programmes d'action envisagés

1.19 Sur la base de ces constatations, la mission a préparé, avec l'aide de JIRAMA, une série de programmes d'action qui permettraient d'améliorer l'efficacité du secteur électrique sur le plan économique et financier. Ces améliorations proviendront:

- du développement des ventes,
- d'une réduction des coûts,
- du renforcement des services généraux.

1.20 La situation actuelle est caractérisée à la fois par une offre excédentaire, particulièrement dans les zones hydrauliques, et une demande non satisfaite, due soit à la limitation des ressources pour les investissements de distribution, soit au faible taux de disponibilité des centrales thermiques. Les programmes proposés pour le branchement de nouveaux clients, et pour encourager la substitution de l'électricité hydraulique aux combustibles importés, ainsi que la rénovation des centrales et des réseaux, devraient éliminer ces goulets d'étranglement et contribuer aux objectifs suivants:

- réduire les besoins en devises du pays en substituant l'électricité hydraulique excédentaire aux combustibles importés pour certains usages de l'énergie;

- saisir l'occasion offerte par la surcapacité actuelle pour améliorer l'accès à l'électricité et satisfaire l'importante demande de branchements en attente;

- créer un environnement plus propice à la croissance économique en améliorant la fiabilité de l'alimentation dans les régions desservies par les centrales diesel;

- améliorer la situation financière de JIRAMA.

1.21 Etant donné la part importante des coûts fixes, la promotion des ventes contribuera sensiblement, en soi, à réduire le coût du kWh vendu. Mais l'amélioration de l'efficacité d'exploitation accélérera cette réduction en:

- réduisant les coûts de combustible;
- réduisant les coûts d'entretien;
- réduisant les coûts de distribution et de branchement des clients;
- permettant de retarder les investissements destinés à financer l'expansion future en améliorant la disponibilité et les performances des équipements existants.

1.22 Il est essentiel de renforcer les services généraux et la logistique pour faire face à la croissance de la consommation. Cela contribuera également à réduire les coûts et à améliorer la qualité de service.

Promotion des ventes

1.23 Du fait de l'écart actuel entre les tarifs et les coûts marginaux à court terme, écart dû à la surcapacité de production, la rentabilité des nouveaux branchements est extrêmement élevée. Etant donné la liste d'attente actuelle, JIRAMA n'aurait aucune difficulté, avec un financement adéquat, à raccorder 6.500 clients par an, niveau atteint par le passé, au lieu des 3.000 branchements annuels effectués au cours des quatre dernières années. Elle pourrait certainement maintenir ce niveau à l'avenir avec une politique plus souple en matière de couverture des frais de raccordement, telle que le paiement en plusieurs versements. Un rythme de 6.500 raccordements par an reste un objectif modéré. Il correspond à un taux de croissance de 4,5% par an, plus élevé que le taux de croissance de la population totale, mais encore inférieur au taux de croissance de la population urbaine estimé à près de 5%. La réalisation de cet objectif exigerait un investissement d'environ 2,7 millions de dollars par an en matériel de distribution pendant les trois prochaines années et un coût d'installation d'environ 0,5 million de dollars par an en monnaie nationale.

1.24 L'excédent d'énergie hydraulique dans la seule région d'Antananarivo représente l'équivalent du tiers de la consommation malgache de produits pétroliers en 1983, à l'exclusion des transports. C'est là une source potentielle importante d'économie de devises. Dans les régions hydrauliques, le chauffage de l'eau par l'électricité, la cuisson électrique dans le secteur commercial et l'utilisation d'appareils électriques de haut rendement pour la cuisson du riz dans le secteur résidentiel devraient produire des économies de devises correspondant aux combustibles importés qui compensent largement le coût du matériel nécessaire et le coût des renforcements du réseau de distribution qui pourraient être nécessaires. Il conviendrait d'apporter une aide à l'étude et à la promotion de ces formes de substitution. La conversion temporaire de certaines chaudières industrielles à l'électricité permettrait de tirer rapidement parti de l'excédent hydraulique et d'obtenir des économies de devises. Selon une récente étude de faisabilité, la période de remboursement de telles conversions pourrait être inférieure à deux ans. Les conversions les plus

intéressantes, qui sont compatibles avec l'importance de l'excédent disponible, exigeraient un investissement de 1,5 million de dollars en devises, et d'environ 0,5 million en monnaie nationale.

Modernisation des réseaux de distribution et réduction des coût de distribution

1.25 De nombreuses sections du réseau de distribution ont besoin d'être réparées et il conviendrait de reconstituer les stocks. Faute de le faire, les coupures se multiplieraient, ce qui entraînerait des pertes pour l'économie et pour les recettes de JIRAMA, et les risques de dommages occasionnés au matériel de distribution risqueraient d'augmenter. La mission recommande de financer 2,9 millions de dollars de matériels nécessaires pour porter les stocks à un niveau suffisant et effectuer les réparations qui s'imposent d'urgence. Une liste détaillée a été préparée par JIRAMA et examinée par la mission.

1.26 En raison de la surcapacité actuelle au niveau de la production et d'objectifs commerciaux plus ambitieux, la distribution représentera une large part des investissements prévus au cours des prochaines années. Il sera plus intéressant encore d'augmenter le rythme des raccordements de nouveaux clients si les coûts de distribution et de raccordement des clients sont réduits. Entre autres, l'élimination des tarifs dépendants du type d'usage dans le secteur résidentiel réduirait les coûts de branchement. Cela permettrait de récupérer suffisamment de compteurs et de disjoncteurs pour brancher plus de 10.000 clients et remplacer certains équipements défectueux. Cette mesure à elle seule permettrait de réduire le coût total du branchement de nouveaux clients d'environ 16%. Il conviendrait d'étudier également l'option d'un tarif simplifié pour les petits clients qui permettrait de réduire encore le coût des installations de compteurs et de disjoncteurs.

1.27 Une série de mesures permettraient de réduire les coûts de distribution pour l'électrification de nouvelles zones, essentiellement suburbaines:

- conception optimisée;
- normes de matériel optimisées;
- techniques d'installation plus efficaces;
- mesures permettant d'accélérer la croissance du nombre de clients dans les zones nouvellement électrifiées.

JIRAMA a déjà adopté plusieurs mesures dans ce sens, telles qu'une plus grande utilisation de transformateurs montés sur poteaux et de poteaux en bois. Un projet spécifique d'électrification (projet pilote) a été sélectionné en collaboration avec JIRAMA, dans le cadre duquel ces questions générales seront abordées. On devrait pouvoir s'attendre à une réduction de 15 à 20% du coût actualisé par client grâce à l'application d'un ensemble de mesures de réduction des coûts. Le coût total de ce projet est estimé à 180.000 dollars environ, y compris l'assistance technique, les matériels et l'installation.

Rénovation des centrales thermiques

1.28 La rénovation des centrales thermiques améliorerait considérablement l'efficacité du fonctionnement en augmentant la disponibilité des groupes diesel, en réduisant les coûts de combustible et d'entretien et en prolongeant la durée de vie du matériel. Le programme envisagé se compose de deux sous-ensembles:

(a) Un programme de rénovation et de rationalisation du parc diesel:

- la rénovation des centrales de Mahajanga, de Toliara, et de Nosy-Bé;
- la rationalisation du parc diesel par voie de transferts, de déclassements, ou de remplacement des groupes qui ont dépassé leur durée de vie économique normale;
- la réparation ou le remplacement des groupes des petites centrales (moins de 1 MW);
- la rénovation d'autres grandes centrales (Antsiranana, Toamasina, Zone interconnectée) et des mesures de conservation des centrales diesel situées dans les zones de production hydro-électrique excédentaire;
- l'étude d'une nouvelle centrale à Nosy-Bé.

(b) Un programme destiné à améliorer le matériel et les méthodes d'entretien des centrales:

- rétablissement du stock de pièces de rechange;
- fourniture d'unités d'entretien mobiles entièrement équipées;
- fourniture d'un logiciel permettant le suivi du fonctionnement et de l'entretien des centrales ainsi que la gestion des stocks;
- amélioration du matériel de contrôle des centrales et des techniques de réparation.

1.29 Ces deux programmes sont entièrement complémentaires et devraient être exécutés parallèlement. Le second programme vise à rendre plus durables les avantages qui résulteraient du premier, et la fourniture de camions-remorques complètement équipés pour réparer les groupes sera également essentielle pour les travaux de rénovation des petites centrales. Etant donné le degré d'urgence élevé de ce programme, l'étendue des avantages attendus et la portée des travaux exigés, la mission recommande d'engager un bureau d'études pour aider JIRAMA et coopérer avec elle pendant toutes les phases (préparation et exécution) de ce programme.

1.30 La rénovation des centrales de Mahajanga, de Toliara et de Nosy-Bé devrait recevoir la plus haute priorité. La rénovation de la centrale de Nosy-Bé comporte l'installation d'une nouvelle unité et la conception d'une nouvelle centrale. Compte tenu du coût de

l'augmentation des stocks de pièces de rechange, et d'estimations très prudentes des avantages: réduction des coûts de combustible et d'entretien, et augmentation des recettes qui proviendrait d'une diminution de la défaillance (ce qui ne couvre pas la valeur économique totale de la réduction des coupures), les taux de rentabilité de la rénovation de ces trois centrales vont de 20 à 50%.

1.31 Pour les petites centrales (de moins de 1 MW), de nombreuses améliorations résulteraient de la rationalisation du parc diesel qui permettrait de faire mieux correspondre les groupes aux caractéristiques des courbes de charge locales, et du remplacement des groupes vétustes. Etant donné les possibilités qu'offrent les échanges de groupes entre centrales et la disponibilité accrue des nouveaux groupes, la capacité des nouveaux groupes qu'il faudrait installer pour assurer le même service ne serait égale qu'à la moitié environ de celle des groupes déclassés. Si l'on songe que les nouveaux groupes fourniraient la plus grande partie de la production dans des conditions très efficaces, les avantages éventuels sont importants, à la fois du point de vue du combustible (-40 g/kWh) et de l'entretien (-50%). Nosy-Bé n'est pas une petite centrale, mais elle offre un excellent exemple de la valeur que présente le remplacement de groupes qui ont dépassé leur durée de vie économique utile.

1.32 Quant aux autres grandes centrales, seule celle d'Antsiranana fonctionne de manière continue. Toutes les autres sont situées dans les régions à excédents hydrauliques et sont rarement utilisées (sauf celle de Toamasina jusqu'à ce que la centrale hydro-électrique de Volobe reprenne ses opérations). Dans ce contexte, les mesures qu'il conviendrait d'adopter devraient viser essentiellement à assurer la plus longue durée de vie possible de ce matériel au plus faible coût possible sur le plan de l'exploitation et de l'entretien. Il conviendrait d'envisager le déclassement des groupes les plus anciens, et d'adopter des mesures de conservation pour les autres.

1.33 Il est essentiel de rétablir le stock de pièces de rechange pour faire des réparations rapides et efficaces, réduire les coupures et, en fin de compte, les coûts d'entretien. Ceci exige un investissement important (2,5 millions de dollars), mais le coût économique annuel de ce capital immobilisé est sensiblement inférieur aux avantages qu'on en retirerait.

1.34 Etant donné l'importance des distances à Madagascar, la fourniture d'unités mobiles d'entretien dans chacun des huit centres régionaux améliorerait considérablement l'efficacité des opérations d'entretien. Outre le matériel d'entretien, ces unités devraient être équipées de groupes de secours qui assureraient la fourniture pendant que les groupes des centrales sont hors service pour entretien.

1.35 Le programme concernant l'entretien comporterait également la fourniture de matériel, d'outils et d'instrumentation permettant de mieux suivre l'état des centrales, ainsi qu'un logiciel de gestion de

l'entretien et des stocks. Le programme envisagé prévoit également la formation à l'étranger de cinq membres du personnel de JIRAMA sur la conception de centrales modernes, les méthodes d'exploitation et d'entretien des centrales diesel.

Rénovation des centrales hydro-électriques

1.36 L'étude des travaux nécessaires à la réparation de Volobe est en cours et les projets discutés ici concernent essentiellement les centrales les plus anciennes de la région d'Antananarivo. Etant donné l'excédent de puissance actuel de la région d'Antananarivo, des améliorations de rendement n'offriraient guère d'avantages dans l'avenir immédiat. Cependant, plusieurs réparations et améliorations s'imposent pour conserver l'intégrité et la fiabilité des centrales, qui sont équipées de groupes très anciens pour lesquels il est difficile de trouver des pièces de rechange. A moyen terme, étant donné que la centrale d'Andekaleka, la plus grande et la plus récente centrale hydro-électrique est une centrale de base au fil de l'eau, il serait extrêmement utile d'augmenter la puissance de pointe des centrales disposant d'importants réservoirs, comme celles d'Antelomita et de Mandraka. Une augmentation de puissance et de rendement supplémentaires de l'ordre de 8% pourrait être obtenue à peu de frais, en remplaçant, par exemple, les roues de turbines par des modèles de haut rendement et par rebobinage des alternateurs. De plus, il vaut la peine d'examiner les possibilités d'augmenter encore, par suréquipement, la puissance de pointe, étant donné que cette solution pourrait n'entraîner qu'un coût supplémentaire faible par rapport aux remplacements majeurs qui pourraient s'imposer dans les prochaines années.

1.37 Par ailleurs, la surcapacité actuelle offre la possibilité d'entreprendre des travaux susceptibles d'exiger un arrêt partiel ou total des centrales sans grands inconvénients. Ce serait le cas de l'élargissement du canal de Mandraka, dont la capacité limite la production de la centrale à 20 MW, alors qu'elle pourrait atteindre 24 MW. La simple économie de combustible aux heures de pointe, qui pourrait découler à l'avenir de l'élargissement du canal, serait plus de deux fois plus élevée que l'amortissement économique de l'investissement nécessaire à ces travaux. Les mesures à court terme devront être définies dans le cadre de ces options à moyen terme.

1.38 Déterminer le moment le plus propice pour faire ces travaux et l'arbitrage entre les avantages à court et moyen terme, sont des questions importantes qu'il faudra examiner avec soin lors de la phase préparatoire du programme.

1.39 Le programme envisagé prévoit une inspection complète des centrales et des lignes de transport associées:

(a) pour mettre au point et exécuter le Programme de Réparations Essentielles (PRE), nécessaire à court terme pour conserver l'intégrité et la durée de vie économique des centrales hydro-électriques du réseau interconnecté;

(b) pour évaluer la faisabilité, les coûts, et les avantages attendus des mesures éventuelles d'augmentation de rendement ou de la puissance de pointe des centrales et déterminer le meilleur moment pour faire les travaux;

(c) pour établir les niveaux minimums de stocks de pièces détachées qu'il conviendrait de maintenir;

(d) pour conseiller la meilleure conduite à suivre pour les petites centrales de Vatomandry et de Manandray.

Le programme envisagé comporterait également un programme de formation sur la technologie, l'exploitation et l'entretien des centrales hydro-électriques.

Amélioration des services généraux

1.40 Le programme destiné à améliorer les services généraux comporterait les mesures suivantes:

- la rénovation du parc automobile;
- la rénovation du système de télécommunications;
- l'assistance technique pour le Département des Etudes Economiques et de la Planification, de création récente;
- la modernisation du système de facturation et de gestion de la clientèle;
- du matériel supplémentaire pour le laboratoire compteurs;
- des ordinateurs pour les centres régionaux.

1.41 Le renouvellement du parc automobile (1,75 million de dollars) est l'élément le plus important de ce programme. C'est là une mesure essentielle pour améliorer l'efficacité de l'exploitation en général, et pour assurer l'exécution des autres programmes, notamment la rénovation des réseaux de distribution et le branchement de nouveaux clients.

1.42 La rénovation du système de télécommunications est essentielle à l'efficacité de l'exploitation en général, indispensable à la réparation des réseaux et à la réduction de la durée des indisponibilités dans les situations d'urgence.

1.43 JIRAMA a récemment unifié en une seule Direction toutes les activités liées à la planification du système, aux études économiques, aux statistiques, aux études tarifaires. Il faut maintenant mettre en place des procédures, des méthodes et du logiciel. JIRAMA a sollicité un programme d'assistance technique de deux à trois ans.

1.44 Le système de facturation informatisée de JIMARA a été introduit il y a 20 ans. Ce système fait largement appel aux cartes perforées et comporte de nombreux transferts de documents et de cartes perforées entre JIRAMA et la société chargée des travaux informatiques.

Ces méthodes qui prennent du temps peuvent être des sources de détérioration de documents, de pertes ou d'erreurs. Le délai entre le relevé des compteurs et la présentation des factures est considérable. L'achat d'un nouvel ordinateur pour la Direction des Ventes d'Antananarivo est en cours. Ceci permettra de moderniser sensiblement le système de facturation et de gestion de la clientèle en général. JIRAMA cherche à obtenir une assistance pour mettre au point le logiciel nécessaire à cette modernisation.

Coûts et calendrier du programme

1.45 On trouvera au tableau suivant le résumé des coûts des divers programmes. La plupart de ces programmes visent à améliorer l'efficacité opérationnelle, à réduire les frais d'exploitation, et à satisfaire convenablement la demande actuelle. De ce fait leur exécution, qui n'est pas sensible à l'évolution de la demande, ne devrait pas prendre plus de trois ans.

1.46 Le raccordement de nouveaux clients représente un investissement d'expansion, même s'il vise essentiellement à réduire la liste d'attente des demandes de branchements et à utiliser l'excédent de puissance installée, notamment hydro-électrique, qui existe dans certaines régions. Il aurait également une incidence très positive sur les finances de JIRAMA. L'investissement envisagé dans le présent rapport (le quart du coût de l'ensemble des programmes) se situe largement dans les limites de la capacité d'exécution de JIRAMA et, comme on l'a déjà mentionné, reflète malgré tout la contrainte financière, étant donné qu'il permettrait simplement de maintenir le taux d'électrification dans les régions urbaines.

1.47 Le calendrier précis des augmentations éventuelles de la puissance de pointe des centrales hydro-électriques de la région d'Antananarivo ne pourra être défini avec précision qu'après avoir fait une analyse de faisabilité détaillée qu'il conviendrait d'entreprendre rapidement ainsi que celle du plan d'expansion le plus économique, un paramètre important étant l'étendue et la durée de l'arrêt temporaire des centrales exigé par l'exécution des travaux. Des améliorations relativement limitées, telles que le remplacement des roues de turbine, des tranformateurs, et le rebobinage des alternateurs (améliorations supposées dans les estimations de coût ci-après) pourraient être exécutées pratiquement "à la demande", c'est-à-dire pas avant 1990.

1.48 Le tiers du coût des programmes envisagés est consacré aux centrales thermiques, ce qui reflète la priorité qu'il faut accorder à ce secteur (bien que pour les régions hydrauliques, il convienne d'insister surtout sur les mesures de conservation, plus que sur la rénovation). La formation, le matériel et le logiciel pour l'entretien, le suivi des centrales et la gestion des stocks contribueront à accroître les avantages attendus des investissements envisagés pour la rénovation des centrales et le rétablissement du stock de pièces de rechange et à rendre ces avantages durables. On ne pourra, cependant, éviter un retour

graduel à la situation actuelle que si des fonds suffisants sont mis ultérieurement à la disposition de JIRAMA pour lui permettre de remplacer, en temps opportun, les pièces utilisées.

RESUME DES COUTS DU PROGRAMME
(milliers de dollars E.U. - Hors taxes - Prix 1986)

Les coûts locaux sont convertis en US$ sur la base du taux de change à l'époque de la mission, soit 620FMG = 1US$.

PROG. 1. PRODUCTION DIESEL

A. Rénovation et rationalisation du parc diesel.

	Monnaie nationale	Devises	Total
Gestion et préparation globales du projet	12	400	412
Toliara	91	304	395
Mahajanga	93	442	535
Nosy-Bé	87	606	693
Petites centrales (<1 MW)	558	1.263	1.821
Grandes centrales (>1 MW)	231	561	792
Nouvelle centrale de Nosy-Bé	283	1.598	1.881
Total	1.355	5.174	6.529

B. Amélioration du matériel et des méthodes d'entretien des centrales

	Monnaie nationale	Devises	Total
Rénovation du stock de pièces de rechange a/	3	2.574	2.577
Systèe automatise'de gestion de l'entretien	10	295	305
Unité mobiles d'entretien	57	2.140	2.197
Amélioration des techniques de suivi et de réparation	15	333	348
Total	85	5.342	5.427
Coordination global du projet	--	190	190
Total	85	5.532	5.617

a/ Les pièces de rechange comprennent environ les montants suivants pour les grandes centrales: Mahajanga: 640; Toliara: 350; Nosy-Bé: 70.

PROG. 2 PRODUCTION HYDRO-ELECTRIQUE

	Monnaie nationale	Devises	Total
Programme de réparations essentielles - Etude des améliorations			
Antelomita	110	1.165	1.275
Manandona	65	555	620
Etude et préparation	2	138	140
Total	177	1.858	2.035

L'étude comporte des conseils sur les petites centrales.

Améliorations futures des performances (calendrier à préciser)			
Canal de Mandraka	370	160	530
Autres	130	3.500	3.630
Total	500	3.660	4.160

PROG. 3 DISTRIBUTION

	Monnaie nationale	Devises	Total
Materiel de rénovation et stocks	-	2.900	2.900
Projet pilote de réduction des coûts	20	160	180
Total	20	3.060	3.080

PROG. 4 PROMOTION DES VENTES

	Monnaie nationale	Devises	Total
Branchements (6.500 par an x 3 ans)	1.450	8.100	9.550
Etude du marché et de la charge a/	10	100	110
Chaudières industrielles	500	1.500	2.000
Total	1.960	9.700	11.660

a/ Ces études pourraient être incluses dans le cadre du programme d'assistance technique à la planification (partie prévision de demande).

PROG. 5 RENFORCEMENT DES SERVICES DE SOUTIEN

	Monnaie nationale	Devises	Total
Renouvellement du parc automobile	45	1.750	1.755
Communications	15	435	450
Assistance technique planification		750	750
Système de gestion de la clientèle	30	770	800
Ordinateurs pour gestion regionale		100	100
Laboratoire compteurs		150	150
Total	50	3.995	4.005

II. DESCRIPTION DU RESEAU ELECTRIQUE

2.1 JIRAMA, entreprise publique créée par décret en 1975, possède et exploite toutes les installations publiques d'électricité et d'adduction d'eau à Madagascar. Son Conseil d'administration composé de huit membres est nommé par l'Etat et comprend quatre représentants des divers ministères. JIRAMA fonctionne sous la tutelle du Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines (MIEM). Le Directeur général, également nommé par l'Etat, est chargé de la gestion quotidienne de la société.

2.2 Avec une population estimée à près de 10 millions d'habitants et une superficie totale de 587.000km^2, la densité de la population à Madagascar n'est que de 16 habitants environ au km^2. Sur le nombre de clients estimé à 120.000 2/ desservis par JIRAMA, 60% environ vivent dans la région d'Antananarivo-Antsirabe (Zone interconnectée). Les autres clients sont répartis dans tout le pays et sont desservis par des réseaux de transport et de distribution de relativement petites dimensions alimentés par les centrales locales installées dans les villes et agglomérations les plus importantes. La Carte de la BIRD N° 18816 indique l'emplacement de toutes les grandes centrales hydro-électriques et thermiques et des lignes de transport existantes en mars 1985.

2.3 Du point de vue des opérations, on peut diviser le réseau électrique de Madagascar en trois zones principales:

(a) La Zone Interconnectée qui couvre les régions d'Antananarivo et d'Antsirabe et leurs environs. Cette région représente 58% (127 MW) de la capacité de production du pays et 63% environ de la consommation nationale d'électricité. Un réseau de plus de 500 km de lignes de transport relie sept centrales aux cinq postes de distribution du réseau interconnecté. Ces postes alimentent la région la plus fortement peuplée de Madagascar par l'intermédiaire d'environ 1.160 km de lignes moyenne tension et de 1.460 km de lignes basse tension.

(b) Les centres isolés, qui comprennent huit centres situés dans la région couverte par le réseau interconnecté, et qui sont trop éloignés ou trop peu importants pour justifier un raccordement au réseau principal. Chacun de ces petits réseaux est doté de ses propres installations de production, de transport et de distribution d'électricité. La puissance installée totale n'est que de 2 MW environ et se compose entièrement de

---

2/ Le nombre d'abonnés basse tension dans les statistiques de JIRAMA indique le nombre de compteurs en service, plus élevé que celui des clients, étant donné que différents types d'usage dans le même ménage exigent souvent l'installation de deux compteurs. Le nombre de compteurs était de 138.416 à la fin de 1985.

centrales diesel à l'exception de deux centrales hydro-électriques représentant une puissance de 106 kW. Les ventes de ces huit centres ne représentent que 0,5% du total national. Le transport et la distribution d'électricité sont assurés par 15 km de lignes moyenne tension et 125 km de lignes basse tension.

(c) Les Zones Extérieures sont éloignées du réseau interconnecté. Il existe cinq unités régionales dont chacune est divisée en secteurs. Le nombre total de secteurs est de 46; à l'exception de quatre, ils fonctionnent tous isolément les uns des autres. La puissance installée totale des Zones Extérieures est de 90 MW et leurs ventes représentent 36% du total des ventes de JIRAMA. La longueur des lignes de transport ne dépasse pas 100 km, et ces lignes ne sont utilisées que pour relier les centrales hydro-électriques aux centres de consommation locaux. Les circuits de distribution se composent de plus de 450 km de lignes moyenne tension et de 890 km de lignes basse tension.

2.4 JIRAMA emploie à l'heure actuelle 4.200 personnes environ, dont à peu près les deux tiers sont chargés d'assurer le fonctionnement du réseau électrique; l'autre tiers travaille dans le secteur de l'adduction d'eau. Etant donné qu'il existe environ 120.000 clients "électricité", le nombre de clients par agent est d'environ 43.

2.5 Les principales caractéristiques du réseau électrique de JIRAMA sont présentées au Tableau 2.1.

Tableau 2.1: CARACTERISTIQUES ESSENTIELLES DU RESEAU DE JIRAMA (1985)

	Zone interconnectée	Centres isolés et zones extérieures	Total Madagascar
Puissance installée (MW):			
- Diesel	34,5	78,9	113,4
- Hydro-électrique	92,4	13,1	105,5
TOTAL	126,9	92,0	218,9
Production annuelle brute (GWh):			
- Diesel	2,2	119,4	121,6
- Hydro-électrique	233,1	28,0	261,1
TOTAL	235,3	147,4	382,7
Fréquence			50 Hz
Demande de pointe (MW)	48,84	29,2 a/	78,0 a/
Facteur de puissance	0,85	--	--
Facteur de charge	0,55	0,58	0,56
Nombre de clients:			
Haute et moyenne tension (contrats)	415	245	660
Basse tension (compteurs)	87.127	50.629	137,756
Ventes (GWh):			
Haute et moyenne tension	130,7	82,5	213,2
Basse tension	73,5	43,3	116,8
TOTAL	204,2	125,8	330,0
Pertes (% de la production nette)	11,4%	--	10,2%

a/ Somme des demandes maximum des réseaux électriques indépendants.

Source: Données de JIRAMA et estimations de la mission.

Le parc de production

2.6 La puissance installée totale est de 218,9 MW; les centrales hydro-électriques représentent 105,5 MW et les centrales diesel 113,4 MW. Le nombre et la puissance installée des centrales sont résumés par région au Tableau 2.2.

Tableau 2.2: PUISSANCE ET NOMBRE DES CENTRALES ELECTRIQUES (1985)

Puissance installée	≤100	≤300	≤1.000	≤5.000	>5.000
Réseau interconnecté					
Nombres de centrales Diesel	---	---	------		3
Puissance installée des centrales Diesel (kW)	---	---	------		34.500
Nombre de centrales hydrauliques	---	---	---	1	3
Puissance installée hydraulique	---	---	---	1.600	90.800
Centres isolés					
Nombre de centrales Diesel	2	2	3	---	---
Puissance installée Diesel (kW)	96	456	1.282	---	---
Nombre de centrales hydrauliques	2	---	---	---	---
Puissance installée hydraulique (kW)	106	---	---	---	---
Zones extérieures					
Nombre de centrales Diesel	15	13	10	5	4
Puissance installée Diesel (kW)	834	2.419	6.252	13.425	54.100
Nombre de centrales hydrauliques	---	1	1	---	2
Puissance installée hydraulique (kW)	---	170	450	---	12.360

Nombre total de centrales Diesel: 57
Puissance installée Diesel: 113.364 kW
Nombre total de centrales hydrauliques: 10
Puissance installée hydraulique: 105.486 kW

Puissance installée totale: 218.850 kW

Source: JIRAMA.

2.7 La Zone Interconnectée possède les plus importantes centrales hydro-électriques et diesel. La puissance installée des centrales hydro-électriques de la Zone Interconnectée s'élève à 92,4 MW, dont 58 MW correspondent aux deux turbines de 29 MW d'Andekaleka mises en service en 1982.

2.8 Six des huit centres isolés tirent leur production exclusivement de centrales diesel, un de centrales hydro-électriques et diesel, et le dernier exclusivement d'installations hydro-électriques. La puissance installée totale de ces huit petits réseaux n'est que de 1.940 kW, dont 106 kW d'hydraulique.

2.9 Les Zones extérieures possèdent une puissance installée totale de 90 MW, dont 77 MW diesel et 13 MW hydro-électriques. Les principales centrales hydro-électriques sont celles de Volobe (6,8 MW) à Toamasina et

de Namorona (5,6 MW) à Fianarantsoa, qui représentent la quasi-totalité de la puissance hydro-électrique des Zones extérieures. Sur les 46 secteurs des Zones extérieures, 40 sont desservis exclusivement par des centrales diesel. Cinq grandes villes s'inscrivent pour 88% de la puissance installée (Mahajanga 25,7 MW, Toamasina 26 MW, Toliara 14,9 MW, Fianarantsoa 8,6 MW, et Antsiranana 4,2 MW).

2.10 En plus du réseau public d'électricité, les installations des autoproducteurs atteignent, d'après les estimations, 62 MW de centrales thermiques, et 10 MW d'hydrauliques. Les sucreries ont une puissance installée de 28 MW environ, sous forme de centrales thermiques à vapeur alimentées à la bagasse pendant la campagne. Le reste est utilisé comme secours dans les régions alimentées par JIRAMA, ou par les petites industries dans les régions qu'elle ne dessert pas.

Réseaux de transport et de distribution

2.11 Les longueurs des lignes de transport et de distribution installées dans les trois principales régions par niveau de tension sont résumées au Tableau 2.3:

Tableau 2.3: LONGUEUR DES LIGNES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION, 1985
(en km)

Tension	Réseau interconnecté	Centres isolés	Zones extérieures	Total
138 kV	276	--	--	276
63 kV	221	--	38	259
35 kV	179	--	58	237
30 kV	80	--	--	80
15-20 kV	674	2	213	889
5 kV	232	13	242	487
Basse tension, isolée	863	38	505	1.406
Basse tension, conducteur nu	601	86	389	1.076

Source: JIRAMA.

2.12 Les tensions de 138 kV et 63 kV sont utilisées exclusivement pour les lignes de transport, mais les tensions de 35, 30 et 20 kV sont utilisées à la fois pour le transport et la distribution. Dans la Zone interconnectée, par exemple, deux des centrales - Antelomita et Mandroseza - sont reliées par une ligne de transport en 35 kV de 20,6 km.

2.13 Antananarivo, la capitale, est entourée par un circuit de 35 kV de 27,4 km de long qui relie cinq postes source. A partir de ces postes, 25 départs moyenne tension alimentent la ville. Trois de ces lignes fonctionnent en 35 kV, et 22 en 5 kV, les zones limitrophes, appelées le Grand-Tana, sont alimentées par un réseau de distribution en 20 kV.

2.14 Les réseaux de distribution des huit centres isolés sont alimentés directement par les centrales, généralement à des tensions de 5, 15 ou 20 kV. Dans les Zones extérieures, il existe deux lignes locales de transport. La première est une ligne de 60 kV, de 38 km de long, qui relie les centrales hydro-électriques de Namorona et de Manandray aux centres de consommation voisins. La deuxième est une double ligne de 35 kV de 58 km de long entre Volobe et Toamasina.

2.15 JIRAMA envisage la possibilité de renforcer le réseau interconnecté de manière à accroître la capacité de transit et la fiabilité du système. Une étude de préinvestissement concernant la rénovation de la ligne 63 kV qui relie Antananarivo à Antsirabe vient d'être terminée.

2.16 La croissance de la demande dans la capitale exigera de renforcer les lignes qui alimentent le circuit en couronne qui entoure la ville. Il existe à présent deux points d'injection. JIRAMA envisage de construire un troisième point d'injection en ajoutant une ligne de transport de 63 kV et de 20 km de long qui relierait Ambohimanambola et le nouveau poste de Tana-Sud.

2.17 Les réseaux de distribution basse tension sont alimentés à partir du réseau moyenne tension, principalement par l'intermédiaire de transformateurs triphasés centralisés, selon une conception européenne classique. Des mesures ont déjà été prises pour normaliser l'alimentation basse tension à 220/380 volts, mais plusieurs sections du réseau, notamment dans les quartiers les plus anciens des villes, fonctionnent toujours en 110 volts.

Demande et offre d'électricité

2.18 La croissance du nombre de clients depuis 1971 dans les trois régions du réseau électrique figure au Tableau 2.4. Les chiffres correspondent au nombre de compteurs basse tension et au nombre de contrats moyenne et haute tensions.

Tableau 2.4: CROISSANCE DU NOMBRE DE CLIENTS (1971-85)

Année	Zone interconnectée	Centres isolés	Zones extérieures	Total	Augmentation annuelle	Pourcentage d'augmentation
1971	46.338	1.432	19.698	67.468	4.532	7,8
1973	50.784	1.604	23.274	75.662	4.097	6,1
1975	56.248	1.932	26.685	84.865	4.602	6,1
1977	63.689	2.183	33.398	99.270	7.203	8,5
1979	71.462	2.228	39.216	112.906	6.818	6,9
1980	75.499	2.369	42.020	119.888	6.982	6,2
1981	79.614	2.586	44.037	126.237	6.983	5,8
1982	80.506	2.700	45.132	128.338	2.101	1,7
1983	82.337	2.780	46.266	131.423	3.085	2,4
1984	85.027	2.925	47.103	135.055	3.632	2,8
1985	87.326	3.045	48.045	138.416	3.358	2,5

Source: JIRAMA.

2.19 L'augmentation du nombre de clients s'est considérablement ralentie après 1981. Le raccordement de nouveaux clients depuis cette date s'est fortement ressenti des difficultés en devises qui ont entravé les importations de matériel.

2.20 Les ventes par catégorie de clients pour le réseau interconnecté et le reste du pays figurent au Tableau 2.5. Après une baisse sensible de 1981 à 1982, la croissance a repris au cours des trois dernières années dans la Zone interconnectée. Dans les Zones extérieures, cependant, la demande en 1984 est restée inférieure à celle de 1981; les chiffres de production pour 1985, cependant, indiquent que la croissance enregistrée l'année dernière dans les Zones extérieures compensera largement la diminution de la demande qui s'est produite entre 1981 et 1984. Les principaux centres de consommation sont décrits au Tableau 2.6.

Tableau 2,5: VENTES D'ELECTRICITE 1973-1985
(millions de kWh)

	1973	1976	1979	1981	1982	1984	1985
Réseau interconnecté							
Moyenne et haute tension	92,7	99,1	116,3	117,3	115,7	126,7	130,7
Clients industriels	71,5	(78,0)	90,8	88,9	88,6	96,0	98,3
Administrations	(10,8)	(9,8)	10,6	13,1	11,6	14,2	15,4
Pompage de l'eau (JIRAMA)	(10,4)	(11,3)	14,9	15,3	15,5	16,5	17,0
Basse tension	45,5	47,5	56,2	64,8	64,5	73,2	73,5
Eclairage et usages domestiques	33,6	35,1	42,6	50,7	52,9	61,4	61,1
Eclairage public	5,1	5,2	5,5	4,9	3,3	2,9	3,2
Force motrice	6,8	7,1	8,1	9,2	8,3	8,9	9,2
Total	138,2	146,6	172,6	182,1	180,2	199,9	204,2
Centres isolés & Zones extérieures							
Moyenne et haute tension	38,8	55,7	71,6	80,6	80,1	75,7	82,5
Clients industriels	32,3	48,8	59,7	69,4	69,3	64,1	69,7
Administrations	(3,9)	(4,0)	6,1	5,5	5,1	5,7	6,7
Pompage de l'eau (JIRAMA)	(2,6)	(2,9)	5,8	5,7	5,7	5,9	6,1
Basse tension	26,3	26,7	34,8	40,1	39,7	40,1	43,3
Eclairage et usages domestiques	19,8	19,8	25,4	29,9	31,0	32,3	34,3
Eclairage public	3,6	3,7	5,4	4,1	2,8	1,8	2,2
Force motrice	2,9	3,2	4,0	6,1	5,8	6,0	6,8
Total	65,1	82,4	106,4	120,7	119,8	115,8	125,8
TOTAL JIRAMA	203,3	229,0	279,0	302,8	300,0	315,7	330,0

( ) Estimation.

TAUX ANNUELS MOYENS DE CROISSANCE (%)

	73/76	79/76	82/79	85/82
Réseau interconnecté				
MT-HT	2,3	5,8	-0,1	4,3
BT	1,5	3,9	4,7	4,7
Total	2,0	5,9	1,4	4,4
Autres Zones				
MT-HT	14,5	9,5	3,8	1,0
BT	0,5	10,1	4,5	3,0
Total	4,2	9,7	4,0	1,7

Source: JIRAMA.

Tableau 2.6: DEMANDE DE POINTE ET PRODUCTION
DANS LES PRINCIPAUX CENTRES
(1984)

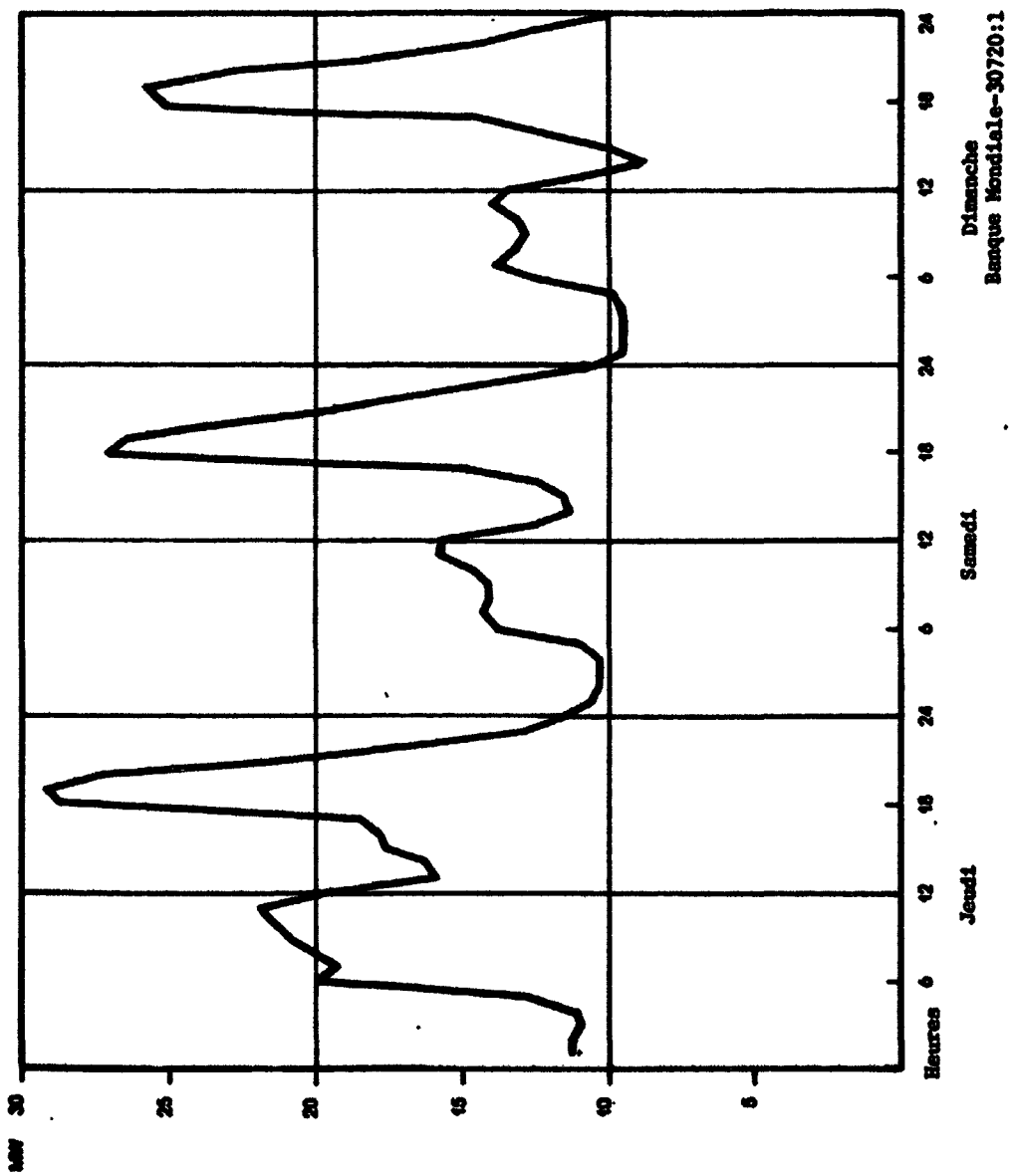
	Puissance de pointe	Production totale
Zone interconnectée	46,5 MW a/	226,2 GWh
Mahajanga	9,5 MW	55,5 GWh
Toamasina	4,8 MW	21,5 GWh
Toliara	3,4 MW	17,7 GWh
Antsiranana	2,2 MW	9,0 GWh
Fianarantsoa	1,9 MW	9,3 GWh
Nosy-Bé	1,2 MW	5,5 GWh

a/ 60% à Antananarivo.

2.21 A la fin de 1985, JIRAMA avait au total 660 clients moyenne et haute tensions qui représentaient 64% du total des ventes. Dans la Zone interconnectée, les deux plus gros clients industriels s'inscrivaient pour 27,2% de la consommation totale (Cotona à Antsirabe 8,8%, et Papmad au Grand Tana 18,4%). A Mahajanga, le plus gros client industriel absorbe 70% des ventes.

2.22 Les variations saisonnières sont pratiquement négligeables. Dans la Zone interconnectée, cependant, la courbe de charge journalière présente des variations très sensibles et une pointe relativement prononcée aux alentours de 19 heures. Le Graphique 1 indique les courbes de charge journalières typiques de la région d'Antananarivo. Le facteur de charge annuel de la Zone interconnectée était de 55% en 1985.

2.23 On trouvera au Tableau 2.7 le détail de la croissance de la production au cours des dix dernières années. La forte baisse de la production diesel du réseau interconnecté après 1981 traduit l'entrée en service de la centrale d'Andekaleka. Les chiffres de 1978 pour l'énergie hydro-électrique reflètent une année particulièrement sèche.



Graphique 1: COURBES DE CHARGE JOURNALIERES TYPIQUES - ANTANANARIVO
(Semaine de pointe maximum 10-16 juin 1985)

Tableau 2.7: PRODUCTION D'ELECTRICITE JIRAMA, 1975-1985 (GWh)

	1975	1978	1981	1984	1985
ZONE INTERCONNECTEE					
- Total brut	155,4	176,9	201,8	226,2	235,3
diesel	0,9	80,8	76,6	2,2	2,2
hydro-électrique	154,5	96,1	125,2	224,0	233,1
CENTRES ISOLES ET ZONES EXTERIEURES					
- Total brut	90,4	105,4	135,9	136,3	146,7
diesel	71,2	85,9	106,5	105,4	118,7
hydro-électrique	19,2	19,5	29,4	30,9	28,0
TOTAL JIRAMA					
- Total brut	245,8	282,3	337,7	362,5	382,8
diesel	72,1	166,7	183,1	107,6	121,6
hydro-électrique	173,7	115,6	154,6	254,9	261,1

Taux de croissance (%)

	1975-78	1978-81	1981-84	1985
Zone interconnectée	4,6	4,7	4,0	4,0
Centres isolés et Zones extérieures	5,5	9,6	0,1	7,6
Total JIRAMA	4,9	6,5	2,4	5,6

Part de l'énergie hydro-électrique (%)

	1975	1978	1981	1984	1985
Zone interconnectée	99,4	54,3	62,0	99,0	99,1
Centres isolés et Zones extérieures	21,2	18,5	21,6	22,7	19,1
Total JIRAMA	70,7	40,9	45,8	70,3	68,2

Source: JIRAMA.

2.24 Avec la mise en service d'une centrale diesel de 6.160 kW à Ambohimanambola (1981), d'une centrale diesel de 7.280 kW à Antsirabe (1982) et de deux groupes de 29.000 kW à Andekaleka (1982), la puissance installée du réseau interconnecté équivaut à l'heure actuelle à 2,6 fois la demande de pointe. On trouvera au Tableau 2.8 les détails de l'alimentation électrique de ce réseau pendant la période 1973-85.

Tableau 2.8: ALIMENTATION EN ELECTRICITE, RESEAU INTERCONNECTE, 1973-1985

	1973	1976	1979	1982	1985
Puissance installée, MW	55,4	55,4	55,4	126,9	126,9
Puissance garantie, MW a/	38,6	38,6	38,6	85,6	85,6
Puissance de pointe, MW	30,2	32,5	38,0	44,6	48,8
Marge de puissance, MW	8,4	6,1	0,6	41,0	36,8
Marge de puissance,%	28%	19%	2%	92%	75%
Production hydro-électrique garantie disponible, GWh	96	96	96	523	523
Production hydro-électrique moyenne disponible, GWh	143	143	143	643	643
Production, GWh	153,2	161,6	189,8	207,5	235,3
Facteur de charge	58%	57%	57%	53%	55%

a/ Avec le plus grand groupe diesel en entretien et la plus grande centrale hydro-électrique ou diesel restante hors service. Inclut également une réduction de 4 MW à Mandraka et de 0,8 MW à Antelomita par rapport à la puissance nominale.

Source: JIRAMA.

2.25 Depuis l'entrée en service d'Andekaleka, les centrales thermiques du réseau interconnecté ont été rarement utilisées. Même compte tenu d'une puissance de réserve équivalant à l'une des turbines d'Andekaleka et à la plus grande unité diesel, la marge de puissance du réseau interconnecté dépasse 70%. La puissance installée des centrales hydro-électriques, à elle seule, dépasse de 80% la demande de pointe de 1985, et au cas où l'une des turbines d'Andekaleka tomberait en panne à l'heure de pointe, ce qui a une faible probabilité, il existerait encore

une réserve de puissance hydro-électrique de 10 MW. L'énergie hydro-électrique disponible pendant l'année la plus sèche (1978) est estimée à 523 GWh environ, ce qui correspond à plus de deux fois la production totale de 1985. Avec des conditions hydrologiques moyennes, l'énergie hydro-électrique disponible serait d'environ 640 GWh, soit 2,7 fois la production de 1985.

2.26 Dans les Zones extérieures et les centres isolés la situation est tout autre. La pénurie de pièces de rechange et les difficultés à assurer l'entretien régulier entravent gravement l'alimentation en électricité de certains secteurs. La mission estime que 53% seulement du nombre total de groupes diesel fonctionnent à l'heure actuelle. La puissance installée excédentaire qui existe dans les grandes villes comme Mahajanga (puissance installée diesel 25.730 kW - demande de pointe 9.800 kW), de Toliary (puissance installée diesel 14.900 kW - demande de pointe 3.500 kW), de Nosy-Bé (puissance installée diesel 2.230 kW - demande de pointe 1.300 kW) est loin de garantir un service fiable en raison de l'âge ou de l'état actuel de certains groupes, ou de difficultés particulières liées au système de traitement du combustible (Toliara, Mahajanga). Fianarantsoa et Toamasina, surtout une fois Volobe réparé, sont deux exceptions.

III. DEVELOPPEMENT DES VENTES, QUESTIONS TARIFAIRES ET COMMERCIALES

Vue d'ensemble

3.1 JIRAMA dessert environ 120.000 clients qui ne représentent que 6% des ménages, et au cours des dernières années, le nombre de clients a augmenté plus lentement que le nombre d'habitants en raison de pénuries de matériel. Environ le tiers des ménages urbains de Madagascar ont l'électricité. La consommation par client pour l'éclairage et les usages domestiques est d'environ 1.000 kWh par an à Antananarivo et de 860 kWh par an dans les autres régions, ce qui est relativement peu si l'on sait que ces chiffres couvrent à la fois les clients commerciaux et résidentiels.

3.2 La surcapacité de production conduit à une situation dans laquelle les tarifs doivent être élevés pour couvrir les frais fixes, alors que le coût d'un accroissement de la production d'électricité est, et restera pendant plusieurs années, particulièrement faible. L'excédent d'énergie hydro-électrique dans la Zone interconnectée représente l'équivalent de 30% de la consommation malgache de produits pétroliers en 1983 pour tous les secteurs à l'exception des transports. 3/ En cas de non-fonctionnement des usines ZEREN et SOPRAEX, Fianarantsoa et Toamasina, après la réparation de Volobe, disposeraient également d'excédents importants d'énergie hydro-électrique (sans mentionner la puissance diesel disponible dans ces deux zones). Dans ces zones de production hydro-électrique, le coût marginal de production restera pratiquement nul pendant quelques années, et des excédents importants existeront la nuit pendant plus longtemps encore.

3.3 La promotion de l'électricité, grâce à la substitution de l'hydro-électricité excédentaire aux combustibles fossiles et à une électrification accrue, a un rôle essentiel à jouer pour faire de cette puissance disponible un atout pour le développement de Madagascar, ainsi que pour assainir les finances de JIRAMA.

3.4 Une politique active de promotion de l'électricité pourrait sembler une proposition audacieuse étant donné les difficultés économiques générales ainsi que les difficultés financières de JIRAMA, lesquelles, notamment, limitent la possibilité de réduire le prix de vente moyen afin de stimuler les ventes. Cependant, sur le plan macroéconomique, le remplacement des combustibles importés par l'énergie hydro-électrique contribuerait sensiblement à alléger le poids de la contrainte de devises et à accroître le dynamisme des entreprises qui

---

3/ Sur la base d'une équivalence d'utilisation purement thermique, c'est-à-dire sans tenir compte d'un meilleur rendement au niveau de l'utilisation finale en faveur de l'électricité.

effectueraient le passage à l'électricité. Ce n'est pas non plus l'absence de demande de raccordements qui limite la croissance des ventes pour l'éclairage et les usages domestiques; la diminution de la croissance du nombre de clients provient en grande partie des contraintes qui pèsent sur l'offre.

3.5 Quant aux tarifs, la croissance des ventes dans les zones disposant d'excédents hydrauliques - parallèlement aux mesures propres à réduire les coûts - est probablement la meilleure façon d'avancer la date à laquelle il deviendra possible de réduire les tarifs. Par ailleurs, pour favoriser la substitution, des mesures incitatives au niveau des investissements qui doivent être entrepris par les clients pourraient être tout aussi efficaces que des réductions de tarifs. Des mesures touchant uniquement les structures des tarifs, telles qu'une dégressivité accrue ou la réduction des tarifs de nuit dans les zones disposant d'un excédent hydraulique, et qui ne modifieraient pas les recettes tirées des ventes actuelles, pourraient également aider dans une large mesure à la promotion de l'électricité, tout en reflétant mieux la structure actuelle des coûts. Par ailleurs, des politiques plus souples en matière de redevances de branchement, telles que des paiements à tempérament, pourraient faciliter l'accès des clients à l'électricité et contribuer à réduire les coûts moyens de distribution.

3.6 Trois points importants sont examinés dans les sections suivantes consacrées aux questions tarifaires et commerciales:

(a) L'élimination, dans le secteur domestique, des tarifs liés au type d'usage permettrait de raccorder plus de 10.000 clients et de remplacer certaines installations défectueuses si l'on songe au nombre de compteurs et de disjoncteurs que l'on pourrait récupérer auprès des installations existantes. Les économies résultant de cette mesure dépasseraient le million de dollars.

(b) Etant donné l'écart qui sépare actuellement les tarifs des coûts marginaux, on estime que la rentabilité des nouveaux branchements atteindrait 22% à Antananarivo et 32% à Mahajanga alors que la liste d'attente actuelle dépasse 10.000 demandes, suite à la réduction du rythme de raccordement de 6.500 à 3.000 par an. La mission recommande donc un financement de 8,1 millions de dollars pour couvrir le coût en devises d'environ 6.500 branchements par an pendant trois ans. Ce budget estimé pour trois ans suppose la récupération d'environ 10.000 installations de comptage suggérée à l'alinéa (a) ci-dessus. 3,1 à 3,3 millions de dollars par an seraient nécessaires pour soutenir ce rythme par la suite.

(c) L'excédent d'énergie hydro-électrique représente un grand potentiel d'économie de devises, et il conviendrait d'accorder un soutien aux investissements nécessaires au passage à l'électricité. A Antananarivo, les investissements qu'il faudrait mettre en place pour convertir temporairement à

l'électricité certaines chaudières à vapeur industrielles pourraient être remboursés en deux ans environ ou même moins, à en croire une étude de préinvestissement récente. Plusieurs autres formes intéressantes de substitution semblent possibles, notamment la cuisson à l'électricité dans le secteur commercial, le chauffage de l'eau par accumulation, et les appareils électriques pour la cuisson du riz. La mission recommande une assistance technique à JIRAMA pour l'aider à faire l'analyse technique, économique et commerciale de ces marchés potentiels. Le financement nécessaire pour cette assistance technique serait de l'ordre de 100.000 dollars; cela pourrait être inclus, en fait, dans le programme d'assistance technique à la planification (études sur la consommation).

Tarifs

3.7 A l'heure actuelle, JIRAMA a un très grand nombre de tarifs, dont la structure et le niveau diffèrent d'une zone à l'autre. Ces tarifs ont été hérités des diverses sociétés qui existaient avant la création de JIRAMA. La diversité des tarifs est encore accrue par les tarifs spéciaux accordés aux bâtiments administratifs et communaux, tarifs assortis de rabais qui varient également en fonction de la région et de la catégorie de tarif. Les taxes, relativement élevées pour les clients industriels, ne contribuent pas à réduire ces distorsions. Les prix moyens pour certaines catégories de clients et pour certaines régions figurent au Tableau 3.1. Comme on peut le voir, les tarifs sont relativement élevés, et pour les petits clients représentent l'équivalent de plus de 20 US cents/kWh à Antananarivo et de 36 US cents/kWh à Mahajanga. A Antananarivo, la facture mensuelle pour 35 kWh (consommation très modeste) serait de 4.290 FMG, soit 23% du salaire minimum.

Tableau 3.1 PRIX MOYENS DE L'ELECTRICITE POUR CERTAINES CATEGORIES DE CLIENTS
(FMG/kWh - mars 1986)

	Prix moyen de l'énergie	Prime fixe	Charges fixes	Prix moyen JIRAMA	Prix moyen taxes incluses	Taxes	Taxes (%)
1. Petits clients							
Eclairage et usages domestiques							
Antananarivo (Ville) (T.10)	78,87	0,00	31,00	108,87	122,60	12,73	11,6
Toamasina (T.19)	117,80	30,20	19,80	167,80	177,67	9,87	5,9
Mahajanga (T.19)	125,00	49,13	37,20	211,33	218,87	7,54	3,6
Antsirabe (T.10)	73,87	0,00	23,00	96,87	103,93	7,06	7,3
Fianarantsoa (T.10)	59,20	0,00	23,47	82,67	90,00	7,33	8,9
Antsiranana (T.10)	74,07	0,00	11,60	85,67	93,33	7,77	8,9
Toliary (T.19)	96,73	0,00	12,80	109,53	116,53	7,00	6,4
2. Gros clients							
Eclairage et usages domestiques							
Antananarivo (Ville) (T.10-20)	80,29	0,00	11,62	91,91	97,86	5,95	6,5
Toamasina (T.19)	117,19	23,10	4,51	144,80	153,66	8,86	6,1
Mahajanga (T.19)	124,98	36,85	6,97	168,80	175,88	7,08	4,2
Antsirabe (T.10)	90,56	0,00	8,63	99,19	105,95	6,76	6,8
Fianarantsoa (T.10)	87,45	0,00	8,80	96,25	102,36	6,11	6,3
Antsiranana (T.10)	100,88	0,00	4,35	105,23	112,85	7,62	7,2
Toliary (T.19)	91,70	5,00	5,99	102,69	110,93	8,24	8,0
3. Force motrice basse tension							
Antananarivo (Ville) (T.32)	82,37	11,93	2,00	96,30	117,09	20,79	21,6
Toamasina (T.19)	55,10	6,09	1,83	63,02	82,55	19,53	31,0
Mahajanga (T.19)	67,22	6,04	2,58	75,84	94,34	18,50	24,4
Antsirabe (T.10)	86,85	6,78	1,55	95,18	117,62	22,44	23,6
Fianarantsoa (T.10)	107,06	12,70	1,57	121,33	146,01	24,68	20,3
Antsiranana (T.10)	129,26	7,05	1,04	137,35	166,84	29,49	21,5
Toliary (T.19)	77,35	0,00	3,80	81,15	101,13	19,98	24,6
4. Moyenne tension							
Antananarivo (Ville)	42,31	4,53	1,18	48,02	60,97	12,95	27,0
Toamasina	28,19	5,85	5,75	39,79	51,55	11,76	29,6
Mahajanga	52,47	1,31	1,59	55,37	70,00	14,63	16,4
Antsirabe	42,60	1,59	2,80	46,99	63,77	16,78	35,7
Fianarantsoa	51,06	1,77	5,55	58,38	72,89	14,51	24,9
Antsiranana	56,07	1,70	5,60	63,37	80,93	17,56	27,7
Toliary	37,18	1,10	3,92	42,20	54,28	12,08	28,6

3.8 L'absence d'homogénéité des structures et des niveaux de tarifs complique énormément l'administration des tarifs et la gestion financière. La mesure dans laquelle les différents tarifs donnent aux clients un signal approprié en matière de prix et reflètent convenablement la structure des coûts mériterait d'être étudiée de manière approfondie. 4/ Il conviendrait de mettre en oeuvre un programme destiné à simplifier, harmoniser et rationaliser progressivement les structures tarifaires. Dans ce domaine, JIRAMA bénéficierait de l'assistance technique envisagée pour la Direction des Etudes Economiques et de la Planification (examinée au Chapitre VII).

3.9 L'une des premières priorités d'un plan de rationalisation des tarifs devrait consister à éliminer les tarifs liés au type d'usage en basse tension. Dans la plupart des zones, et notamment à Antananarivo, les tarifs basse tension sont fondés sur deux tarifs au moins: l'un pour l'éclairage - généralement un tarif simple au kWh ou un tarif à tranches croissantes - et un autre pour les usages domestiques, qui se fonde généralement sur des tranches décroissantes selon la durée d'utilisation de la puissance souscrite (contrôlée par un disjoncteur plombé) ou, parfois, sur un tarif binôme comportant une prime fixe et un prix d'énergie (Mahajanga). De plus, les utilisations de force motrice en basse tension sont facturées selon un autre tarif. Des tarifs mixtes pour l'éclairage et les usages domestiques existent cependant dans certaines zones. Il existe également des tarifs d'heures creuses, mais cette option n'est guère utilisée (voir les exemples d'Antananarivo et du Grand Tana à la fin du présent chapitre).

3.10 Lorsqu'un client tient à bénéficier du tarif meilleur marché pour des usages autres que l'éclairage, il faut installer un compteur et un disjoncteur supplémentaires ainsi qu'un circuit électrique séparé. Ceci augmente inutilement les coûts. De plus, l'expérience tend à montrer que l'application appropriée des tarifs à l'usage (par exemple le branchement d'appareils d'éclairage au circuit approprié) n'est pas toujours facile à contrôler en pratique.

4/ La mission n'a examiné que les tarifs d'Antananarivo et du Grand Tana. Les tarifs applicables aux clients basse tension sont présentés à la Section 3.38. La structure du tarif moyenne tension est bonne. Elle inclut une prime fixe, des tarifs de nuit et de jour, une réduction de la prime fixe en cas d'effacement à la pointe, et un système de majoration/minoration de manière à inciter à la correction du facteur de puissance. La mission a visité les installations de quelques gros clients et a observé l'utilisation de condensateurs munis de relais dans un cas. Cependant, le fait de superposer trois tranches décroissantes pendant la journée et deux pendant la nuit à la dégressivité qui résulte de la prime fixe semble une complication inutile.

3.11 Le coût des compteurs pour les tarifs résidentiels liés à l'usage est élevé. L'installation d'un seul compteur revient environ à 100 dollars (installation complète y compris le disjoncteur), celle d'un double comptage est de 170 dollars pour les compteurs monophasés et de 340 dollars pour les compteurs triphasés. Le coût économique d'un double comptage, avec un coût d'opportunité du capital de 12% et un amortissement sur 20 ans correspondrait à environ 23,8 dollars par an, montant loin d'être négligeable puisqu'il représente près de 2 US cents/kWh pour 1.200 kWh par an.

3.12 L'élimination du double comptage apporterait un certain nombre d'améliorations. A Antananarivo et au Grand-Tana seulement, on pourrait récupérer de 10 à 12.000 compteurs et probablement un nombre équivalent de disjoncteurs, ce qui permettrait de brancher à faible coût des clients éventuels qui n'ont pas l'électricité à l'heure actuelle faute de matériel. Pour l'ensemble du pays, la récupération de 12.000 à 15.000 comptages pourrait économiser un investissement de l'ordre de 1 million de dollars. L'élimination du système de double tarif réduirait également les dépenses futures de compteurs, du fait qu'une portion non négligeable de ces dépenses n'a trait qu'aux demandes de tarifs pour usages domestiques.

3.13 Etant donné la diversité des tarifs appliqués dans les diverses régions, la restructuration des tarifs nécessaire pour éliminer l'installation de deux compteurs devrait être examinée cas par cas. La solution adoptée pour cette première phase de la restructuration globale des tarifs devrait également contribuer à la réalisation des objectifs à plus long terme: la création de structures de tarifs plus homogènes dans tout le pays, qui refléteraient mieux la structure des coûts, et qui contribueraient à encourager l'utilisation de l'électricité dans les zones hydrauliques. Il conviendrait également d'examiner les possibilités de réduction du coût de l'installation de comptage, et en particulier celui relatif au disjoncteur différentiel, pour les petits clients: il serait possible d'y parvenir en offrant un tarif simplifié basé uniquement sur la consommation en kWh, alors que pour un minimuum de 2 ou 3 kW un tarif lié à la puissance du disjoncteur, ce qui présente plusieurs aspects intéressants, serait offert comme cela se produit aujourd'hui.

3.14 Les tarifs basse tension d'Antananarivo et du Grand-Tana sont examinés plus en détail à la fin du présent chapitre. Le tarif mixte appliqué à Grand-Tana est un exemple de tarif impliquant un seul comptage pour la lumière et les autres usages. Parallèlement à l'examen des aspects purement tarifaires, JIRAMA devrait étudier les implications possibles d'un programme de récupération des compteurs sur le plan technique ou sur celui du personnel.

<u>La valeur des branchements neufs</u>

3.15 Une estimation détaillée de l'investissement nécessaire pour satisfaire environ 10.000 demandes de branchements en attente, a été faite en collaboration avec KIRAMA. Cet investissement s'élève à 480 dollars par client, pour les matériels, y compris les renforcements

nécessaires en moyenne tension (voir le Chapitre IV). Les dépenses de main-d'oeuvre et les autres dépenses d'installation directes et indirectes ne devraient pas dépasser 75 dollars. Si les tarifs à l'usage étaient éliminés, on pourrait récupérer des compteurs des installations existantes, et le coût, hors branchement équivalant à 75 dollars payée par le client, ceci laisserait un coût net de 400 dollars pour JIRAMA. A Antananarivo, en supposant une consommation de 500 kWh la première année (40 kWh par mois, ce qui est peu) la facture annuelle au tarif "éclairage" s'élèverait à l'équivalent de 97 dollars (à l'exclusion des taxes, et avec une redevance de service correspondant à 10 ampères). Déduction faite des coûts de relève et de facturation, ceci donne un revenu annuel net d'environ 88 dollars, étant donné que le coût de la production supplémentaire est nul. Ceci signiferait une rentabilité de première année de 22% et une période de remboursement d'environ quatre ans, en ne supposant aucune augmentation de la consommation par rapport au niveau modeste supposé pendant la première année. A Mahajanga, la facture annuelle pour la même consommation serait d'environ 176 dollars. La marge nette, déduction faite du combustible (taxes comprises) et des coûts annuels par client, représenterait l'équivalent de 127 dollars, ce qui signifierait une rentabilité de première année de 32% et une période de remboursement d'environ trois ans.

3.16 Ces taux de rentabilité élevés 5/ proviennent principalement de la différence entre les tarifs et les coûts marginaux à court terme actuels. A l'avenir, on peut espérer que les tarifs diminueront, et une augmentation des branchements contribuera à la réalisation de cet

---

5/ Les taux de rentabilité mentionnés sont des taux de rentabilité financière de première année et un taux de rentabilité purement économique devrait tenir compte de la croissance future de la consommation unitaire des clients raccordés, devrait utiliser un prix d'ordre pour la main-d'oeuvre, exclure les taxes sur le combustible à Mahajanga, et ajouter un élément de surplus du consommateur (ou au moins les taxes) à la simple valeur de la facture. Cela produirait des taux de rentabilité beaucoup plus élevés. En revanche, il conviendrait de tenir compte du coût actualisé du combustible susceptible de s'imposer à l'avenir pour satisfaire la demande de pointe ou celle de saison sèche dans la Zone interconnectée, ou du coût de l'investissement en moyens de pointe supplémentaires dont on pourrait avoir besoin un jour ou l'autre à Mahaganga. D'ici là, compte tenu de la capacité installée actuelle, le coût de la distribution aura été largement amorti. Etant donné le poids du coût de distribution, ainsi que la durée de la période pendant laquelle les coûts marginaux de production devraient demeurer au niveau actuel (surtout si le nombre des branchements annuels se maintient au niveau d'aujourd'hui), il ne semble pas nécessaire de faire de longs calculs pour montrer que le taux de rentabilité économique de ces branchements dépasserait sensiblement le taux de rentabilité financière de première année.

objectif. De plus, le coût marginal de production augmentera dès que la croissance de la demande aura mis fin à l'excédent de puissance installée. Ceci ramènera les taux de rentabilité à des niveaux plus proches du coût d'opportunité du capital. Le branchement de ces clients (qui ne résident pas dans des zones éloignées non électrifiées) aujourd'hui, afin de mettre à profit, autant que faire se peut, la surcapacité de production, présenterait une valeur économique et financière élevée, outre l'importante incidence sociale qu'il exercerait.

3.17 La mission recommande donc de financer le coût en devises des nouveaux branchements, qui s'élèverait à 8,1 millions de dollars pendant les trois prochaines années, en supposant que l'élimination des doubles tarifs permette de récupérer les installations de comptage. Ceci permettrait de brancher environ 6.500 nouveaux clients par an, niveau que JIRAMA a déjà atteint par le passé. Par rapport au niveau actuel de 3.000 clients cet objectif permettrait d'éliminer progressivement les demandes non satisfaites qui, d'après les estimations actuelles, s'élèvent à 10.000.

Politique en matière de redevances de branchement

3.18 Du coté de la demande, de nouvelles mesures concernant les redevances de branchement pourraient également faciliter l'accès de clients éventuels à l'électricité. A l'heure actuelle les clients paient intégralement le coût du branchement au moment du raccordement. Si une extension du réseau est nécessaire, le client est également facturé, bien que des formules de partage rétroactif du coût puissent s'appliquer lorsque d'autres clients sont branchés par la suite. La redevance de branchement est de l'ordre de 36.000 FMG (mars 1986), en mettant les choses au mieux; ceci représente près de deux fois le salaire minimum industriel, ce qui devrait limiter considérablement les demandes de nouveaux branchements.

3.19 Compte tenu de la rentabilité exceptionnellement élevée des nouveaux branchements, des méthodes plus souples pourraient être adoptées. Avec un taux d'intérêt de 8%, le paiement sur trois ans d'une redevance de branchement minimum de 36.000 FMG entraînerait des paiements mensuels de moins de 1.100 FMG. Ceci représenterait un peu moins de 5% d'un revenu mensuel de 25.000 FMG qui est, par exemple, le salaire des agents de la distribution de JIRAMA. Cette formule pourrait être offerte à titre d'option et n'aurait que peu de conséquences pour JIRAMA.

3.20 Dans les cas d'extension du réseau et lorsqu'il existe un nombre minimum de clients éventuels, des redevances de branchement plus abordables inciteraient les clients à se regrouper plus rapidement. Ceci, à son tour, permettrait de mieux utiliser le matériel de distribution tel que les transformateurs et réduirait les coûts d'installation en permettant d'effectuer un plus grand nombre de branchements en même temps au même endroit. Les mesures adoptées par JIRAMA sur le plan commercial pour obtenir des demandes de branchement groupées dans des zones dont l'électrification paraît souhaitable remporteront un plus grand succès si

elles s'accompagnent de redevances de branchement plus abordables. Cette option devrait être mise à l'essai dans le contexte du projet pilote de distribution qui intéresse l'électrification d'une nouvelle zone (ce projet est décrit au Chapitre IV).

3.21 JIRAMA pourrait également songer à adopter des solutions plus radicales telles que des branchements gratuits dans des limites données de puissance et de distance au réseau; cela offrirait encore une rentabilité élevée. Du point de vue des finances de JIRAMA, des mesures aussi radicales ne semblent pas s'imposer dans l'avenir immédiat, compte tenu de la demande excédentaire de branchements qui existe actuellement. Cependant, une redevance de branchement forfaitaire dans des limites données de puissance et de distance présenterait des avantages pratiques.

Questions et options générales pour la substitution de l'électricité dans les zones hydrauliques

3.22 L'augmentation du nombre de branchements accroîtrait les ventes et aurait également une incidence sociale importante. Elle économiserait aussi les devises consacrées actuellement à l'importation de kérosène pour l'éclairage, par exemple. Du point de vue des ventes, 3.500 clients supplémentaires par an (au-delà des 3.000 clients par an branchés les quatre dernières années) qui consommeraient 500 kWh la première année et 20 kWh de plus par an et dont la demande ajouterait 300 watts à la demande de pointe accroîtraient les ventes de 11,6 GWh au cours d'une période de six ans et la demande de pointe de 6,7 MW. En supposant que les 3.500 branchements annuels supplémentaires se trouveraient dans la Zone interconnectée, ceci représenterait une augmentation du taux de croissance annuelle des ventes légèrement inférieure à 0,9% (0,56% pour JIRAMA dans son ensemble) et de 1,9% de la demande de pointe. Cette augmentation n'est certainement pas négligeable, notamment sur le plan financier, mais n'est pas encore à l'échelle de l'excédent disponible. Il est probable que le remplacement du combustible importé par l'énergie hydro-électrique dans les usages existants de l'énergie aurait une incidence beaucoup plus prononcée sur les ventes d'énergie et exigerait, par ailleurs, un investissement en distribution beaucoup moins élevé par kWh vendu, ou même, dans le cas du chauffage de l'eau par accumulation, un investissement de distribution pratiquement nul.

3.23 Certaines des questions que soulève l'application d'une politique de substitution pour diverses catégories d'utilisations sont discutées ci-après. Cette politique intéresse essentiellement la zone interconnectée, ainsi qu'éventuellement Toamasina et Fianarantsoa.

Cuisson

3.24 Dans le secteur résidentiel, il est probable que le coût des appareils électriques serait un facteur limitatif. Par ailleurs, à Antananarivo, compte tenu de la forte demande de pointe qui se produit actuellement dans la soirée avec une moyenne de 500 watts seulement par client, il conviendrait d'étudier l'influence exercée par les réchauds électriques de 1 à 2,5 kW sur la demande de pointe en faisant des expériences de mesures de la charge. Un second handicap est que la cuisine à l'électricité est très peu intéressante pour le client par rapport à la cuisine au charbon de bois aux prix actuels, même avec les hypothèses les plus favorables concernant les tarifs de l'électricité et la subvention éventuelle du matériel. En revanche, un tarif résidentiel pour 2 ou 3 kW suffirait pour permettre d'utiliser un appareil électrique à cuire le riz de bon rendement (environ 500 watts) qui aurait une incidence plus faible sur la demande de pointe. La dégressivité accrue du tarif que l'on obtiendrait à Antananarivo, par exemple, en divisant la première tranche de 40 heures d'utilisation de la puissance souscrite, actuellement facturée à 75,6 francs malgaches/kWh en deux tranches plus courtes avec un prix plus élevé pour la première tranche et sensiblement plus faible pour la deuxième tranche (soit un tarif proche du tarif mixte de Grand Tana), pourrait manifestement rendre le prix de la seconde tranche compétitif avec celui du butane. Pour les appareils à cuire le riz, il faut que l'électricité coûte moins de 70 francs malgaches/kWh (taxes comprises) pour être compétitive, sur le plan de la facture d'énergie, avec le butane qui coûte 520 francs malgaches/kg. Pour les réchauds électriques ordinaires, le prix de l'électricité devrait être inférieur à 55 francs malgaches/kWh pour concurrencer le butane, en raison de la différence de rendement par rapport aux appareils électriques à cuire le riz.

3.25 Pour le secteur commercial (restaurants, hôpitaux, boulangeries, etc.), la courbe de charge devrait présenter des caractéristiques plus favorables que pour le secteur résidentiel. De plus les gros clients se prêteraient mieux à l'adoption de mesures commerciales individuelles. Hors taxes, le prix moyen actuel en moyenne tension à Antananarivo (48 francs malgaches/kWh) serait compétitif avec celui du butane; 6/ cependant, taxes incluses (61 francs malgaches/kWh), il ne le serait pas. 7/

6/ Le prix d'équivalence de 55 francs malgaches/kWh se fonde sur une équivalence de 9,5 kWh/kg et sur un prix du butane de 520 francs malgaches/kg.

7/ Etant donné la nature du tarif qui comporte une prime fixe et deux tranches décroissantes, une analyse plus serrée s'impose dans chaque cas, notamment en ce qui concerne l'augmentation requise de la puissance souscrite.

3.26 L'hôpital Ravoahangy, par exemple, utilise 19,2 tonnes de butane par an pour la cuisine. Du point de vue économique, le coût d'une installation électrique serait rapidement amorti par les économies réalisées sur le butane. Les ventes d'électricité qui résulteraient du remplacement du butane s'élèveraient à 182.000 kWh par an.

Chauffage de l'eau

3.27 Le volume de combustible importé utilisé à cette fin et les ventes d'électricité qui résulteraient d'une substitution éventuelle dans le secteur résidentiel comme dans le secteur tertiaire sont certainement loin d'être négligeables et devraient faire l'objet d'une étude de marché détaillée. Une première question a trait à l'intérêt relatif que présente le chauffage direct par rapport au chauffage à accumulation. Le chauffage direct de l'eau exigerait des investissements plus faibles de la part du client, mais aurait un impact moins favorable sur la courbe de charge. Etant donné que les centrales d'Andekaleka ou de Volobe sont des centrales au fil de l'eau, l'excédent d'énergie hydro-électrique disponible pendant la nuit persistera pendant longtemps et le coût de l'électricité utilisée pour le chauffage de l'eau par accumulation restera pratiquement nul (à l'exclusion du renforcement possible de quelques branchements de clients). La réactivation des tarifs d'heures creuses actuellement peu utilisés en basse tension permettrait d'encourager cette utilisation sans affecter les autres tarifs. En moyenne tension, le tarif de nuit d'Antananarivo se compose de deux tranches liées à la puissance souscrite de jour; on pourrait éliminer la référence à la puissance souscrite et réduire considérablement le tarif de nuit, au prix d'une très légère augmentation des tarifs de jour pour conserver les recettes tirées de la structure actuelle des ventes. Le bilan en devises du passage au chauffage électrique de l'eau par accumulation devrait être excellent. Dans la Zone interconnectée, à Toamasina et à Fianarantsoa, la réduction des tarifs de nuit devrait être un aspect essentiel du prochain ajustement de tarifs.

Chauffage des locaux

3.28 Bien que ceci puisse représenter un marché peu étendu, la quantité de combustibles consommée à cet usage n'est probablement pas négligeable. Antananarivo est située à 1.200 m d'altitude et les températures peuvent descendre jusqu'à 5°C.

Chaudières électriques dans l'industrie

3.29 La production de vapeur ou d'eau chaude par l'électricité à des fins industrielles serait une façon efficace de saisir rapidement les avantages éventuels offerts par l'excédent d'énergie hydro-électrique. Une telle substitution, cependant, resterait temporaire et devrait être éliminée progressivement dès qu'il faudrait utiliser un complément thermique pour produire l'électricité pendant la journée, autrement que de manière occasionnelle ou seulement durant une ou deux heures de pointe. Les aspects économiques de l'utilisation des chaudières pendant

la nuit ou les week-ends, ce qui ferait appel soit à un fonctionnement en "bi-énergie" (en association avec la chaudière fuel existante), soit à l'accumulation dans le cas du chauffage de l'eau, sont les mêmes que ceux du chauffage électrique de l'eau par accumulation qui ont été discutés ci-dessus. On devrait pouvoir exploiter les chaudières de cette dernière façon pendant plusieurs années. Par ailleurs, lorsqu'une troisième turbine sera installée à Andekaleka, un certain excédent d'énergie secondaire sera disponible, pour quelques années, pendant la saison des pluies, qui n'aurait guère d'utilisation sauf pour la production saisonnière de vapeur par les chaudières électriques, la vapeur étant produite par la chaudière à combustible pendant la saison sèche.

3.30 L'excédent d'énergie hydro-électrique est assez important et procure un nombre d'années suffisant pour rembourser le coût d'investissement des chaudières électriques (ces chaudières étant en fait plus économiques que les chaudières alimentées au combustible, notamment du point de vue de l'entretien), tout en laissant un surplus économique important que se partageraient JIRAMA et les utilisateurs. Cette question a fait l'objet d'une étude de faisabilité qui indique que les périodes de remboursement pourraient n'être que d'un an et demi pour des taux d'utilisation élevés. La conversion temporaire des installations qui présentent le plus d'intérêt à Antananarivo et qui correspondent à une consommation d'électricité allant de 85 à 115 GWh exigerait un investissement total d'environ 2 millions de dollars, y compris 0,5 million de dollars en monnaie nationale.

3.31 Les difficultés que pourraient éventuellement présenter les chaudièrs électriques résident moins dans la valeur immédiate de ces dernières que dans leur mode d'élimination progressive (du moins partielle) lorsque cela devient justifié sur le plan économique et, d'une façon plus générale, dans la manière de faire en sorte que leur utilisation s'inscrive dans les limites de l'excédent hydraulique disponible. Etant donné les incertitudes inévitables qui entourent l'équilibre offre/demande au-delà d'un horizon de cinq ans environ 8/, des dispositions contractuelles devraient offrir une certaine latitude qui permettrait de limiter ou d'adapter l'utilisation de ces chaudières au-delà d'un certain nombre d'années. Compte tenu de la courte période de remboursement des chaudières électriques, ceci ne devrait pas affecter fondamentalement leur intérêt économique. Il existe de nombreuses dispositions contractuelles qui offrent la latitude nécessaire tout en protégeant les intérêts et les objectifs de l'usager. C'est le cas, en l'occurrence, de clauses qui garantiraient une alimentation pendant un nombre d'années limité, ainsi que des clauses relatives aux possibilités d'interruption ou de restrictions saisonnières, hebdomadaires, ou selon l'heure de la journée, au-delà d'une certaine période. Par ailleurs, des

---

8/ Le paramètre essentiel étant la date à laquelle on pourrait avoir besoin de recourir à la production thermique pendant plus de deux heures de pointe les jours de semaine.

clauses de cessation de contrat appropriées pourraient réduire le risque financier que pourraient ressentir des usagers éventuels.

Mesures commerciales propres à encourager la substitution

3.32 Dans deux cas examinés ci-dessus, des modifications touchant uniquement la structure des tarifs (dégressivité accrue et tarifs de nuit plus bas) contribueraient à rendre plus intéressantes les solutions électriques.

3.33 Les mesures destinées à atténuer les contraintes qui pourraient se manifester au niveau de l'investissement exigé des consommateurs pourraient également jouer un rôle important. Parmi ces mesures pourraient figurer le renforcement gratuit du branchement, l'aide au financement du matériel, le leasing du matériel, ou, en dernier ressort, une participation directe au capital. 9/ De telles mesures pourraient être plus efficaces (et préférables à moyen terme) que des mesures telles que des réductions temporaires de tarifs qui constitueraient une série de tarifs préférentiels.

3.34 Certaines mesures qui aideraient la mise en oeuvre d'une politique de substitution ne relèveraient pas de JIRAMA. De telles mesures pourraient comprendre la création d'un fonds spécial pour financer le matériel électrique dans les zones hydrauliques, des abattements fiscaux pour les investissements destinés à la substitution, ou une réduction des taxes sur l'électricité dans les zones hydrauliques.

3.35 Au niveau de JIRAMA ou du MIEM, des études de marché et des études de courbes de charge concernant les différentes formes possibles de substitution, en dehors des chaudières électriques, sont nécessaires au plus haut point; une assistance technique pourrait être accordée dans ce but. Ces études devraient déterminer l'ampleur des marchés éventuels, identifier les types de matériel appropriés, évaluer l'incidence de diverses formes d'utilisation de l'électricité sur la courbe de charge, le montant de l'investissement exigé et les économies en devises qui en résulteraient, ainsi que les mesures commerciales que l'on pourrait

---

9/ D'un point de vue économique, il convient de considérer, dans cette situation, les subventions en capital essentiellement comme des solutions de "second rang" qu'on utiliserait faute de mieux pour l'allocation optimale des ressources (pour compenser la différence entre les tarifs et les coûts marginaux à court terme) et non pas comme des instruments de transferts sociaux ou économiques. Cependant, il peut être difficile d'éviter les effets de transfert et il faut utiliser les subventions prudemment: par exemple, subventionner les appareils électriques à cuire le riz s'ils sont seulement compétitifs avec le butane, favoriserait les usagers actuels de ce combustibles qui sont, très probablement, dans la tranche supérieure de revenus.

mettre en oeuvre pour encourager la substitution. Sachant que l'analyse de la cuisson dans le secteur résidentiel sera couverte en grande partie dans le contexte d'une étude plus étendue des besoins d'énergie des ménages, étude envisagée par ailleurs dans le cadre du projet "Energie I" de l'IDA, les besoins de financement pour cette assistance technique ne devraient pas dépasser 100 à 150.000 dollars.

Détails des tarifs pour l'éclairage et les usages domestiques à Antananarivo et Grand Tana

3.36 Afin de mettre en relief les questions tarifaires mentionnées plus haut, les tarifs basse tension pour Antananarivo et Grand Tana sont reproduits ci-après. Il n'existe aucune distinction entre les clients commerciaux et les clients résidentiels, à l'exception du tarif appliqué aux usages de force motrice qui est légèrement différent. Le cas d'Antananarivo présente un intérêt particulier étant donné que les deux tiers des compteurs que l'on pourrait récupérer sont dans cette ville.

Tarifs basse tension pour l'éclairage et les usages domestiques
Clients privés-francs malgaches/kWh mars 1986

Antananarivo		Grand Tana	
Eclairage		Eclairage	
Première tranche (10 kWh)	FMG 57,3	Tarif simple	FMG 70,9
Excédent	FMG 121,9		
Usages domestiques a/		Tarif mixte (éclairage et usages domestiques	
Première tranche (40 heures/m)	FMG 75,6	Première tranche (20 heures/m)	FMG 70,9
		Deuxième tranche (20 heures/m)	FMG 39,7
Excédent	FMG 48,4	Excédent	FMG 28,4
Usages hors pointe		Usages domestiques	
(De 12 heures à 17h30 et de 21 heures à 8 heures)	FMG 42,4	Première tranche (20 heures/m)	FMG 39,7
		Excédent	FMG 28,4

a/ Les tranches sont exprimées en nombre d'heures d'utilisation de la puissance souscrite.

3.37 Les redevances de service fixes pour l'entretien des compteurs et des branchements vont de 580 FMG par mois pour 5A (courant monophasé) à 1.210 FMG par mois pour 15A (courant triphasé) à Antananarivo. Les

redevances de service sont détaillées et comprennent des redevances pour l'entretien des branchements, pour la location du compteur et la location du disjoncteur. Une redevance de service forfaitaire simplifierait les choses. Pour le secteur Grand Tana, la location du compteur est de 120 FMG en monophasé (indépendamment de la puissance) et de 332 FMG pour l'alimentation triphasée.

3.38 Ces tarifs mettent en lumière certaines des imperfections des structures tarifaires actuelles: le manque d'homogénéité des tarifs, même à l'intérieur de la Zone interconnectée (les deux zones étaient desservies par deux compagnies différentes avant la création de JIRAMA), tarifs plus élevés à Antananarivo malgré des coûts de réseau plus faibles du fait de la plus forte densité de consommation. Le tarif mixte de Grand Tana est un exemple de tarif à comptage unique, le tarif éclairage que l'on peut concevoir comme un tarif "petits clients", correspondant en fait à la première tranche du tarif mixte.

IV. RESEAU DE DISTRIBUTION - DIAGNOSTIC ET RECOMMANDATIONS

Résumé

4.1 Les réseaux de distribution de Madagascar sont exploités et contrôlés par le siège de JIRAMA à Antananarivo et sept centres régionaux. 10/ La mission s'est rendue à Antananarivo et Mahajanga. Elle s'est particulièrement intéressée à la région d'Antananarivo, qui représente environ 64% des ventes d'énergie du pays. Les problèmes opérationnels rencontrés dans ces deux régions sont représentatifs de la situation qui existe dans la plupart des grands centres.

4.2 Les réseaux de distribution de Madagascar sont construits conformément à des normes européennes: circuits triphasés, réseaux basse tension étendus, et transformateurs de distribution de grande capacité. En général, la construction des lignes est bien conçue, et l'utilisation d'un réseau moyenne tension à bon maillage dans les grandes villes assure une bonne souplesse d'exploitation.

4.3 Les principales conclusions de la mission sont les suivantes:

(a) Il existe une pénurie chronique de matériels et d'outillage pour réparer les installations existantes et raccorder de nouveaux clients au réseau. Les moyens de transport et de télécommunication sont très faibles et ont besoin d'être renforcés immédiatement.

(b) La croissance de la charge provoque des baisses de tension excessives et des pertes élevées sur plusieurs grandes lignes moyenne tension, notamment celles qui fonctionnent en 5 kV. L'absence d'automatisation du réseau de distribution réduit l'efficacité de l'exploitation ainsi que la qualité de service.

(c) Compte tenu de la surcapacité de production actuelle, notamment en ressources hydro-électriques, et du faible taux d'électrification, il conviendrait d'accorder une plus grande importance à la distribution. Etant donné les difficultés financières, il faudrait faire tous les efforts afin de réduire le coût de la distribution pour les nouveaux clients.

10/ Mahajanga, Fianarantsoa, Toamasina, Antsirabe, Toliara, Antsiranana et les centres isolés.

Les effets des pénuries de matériel et d'équipement

4.4 Les pénuries de matériel, de matériaux, de pièces de rechange, et de véhicules ont eu deux grandes conséquences pour le réseau de distribution. Tout d'abord, elles ont souvent empêché d'appliquer des méthodes d'entretien normales. Ceci, à son tour, a nécessité des réparations temporaires qui ne sont pas toujours la solution la plus économique et qui peuvent réduire considérablement la fiabilité du service. Deuxièmement, ces pénuries ont empêché d'étendre le service à des milliers de clients éventuels.

Matériels nécessaires pour effectuer les travaux de réparation en attente

4.5 Il est souvent impossible d'obtenir des matériels de ligne essentiels tels que des fusibles, des conducteurs et des transformateurs de distribution. La mission a donc examiné les besoins prioritaires de JIRAMA afin de permettre d'effectuer les réparations urgentes et porter les stocks au niveau nécessaire pour assurer un service fiable. Le coût total est estimé à l'équivalent de 2,9 millions de dollars. Les coûts de chaque catégorie de matériel figurent au Tableau 4.1.

Tableau 4.1: MATERIELS NECESSAIRES POUR EFFECTUER LES REPARATIONS ESSENTIELLES ET POUR RETABLIR LE STOCK

Catégories de matériel	Coût estimé
	(dollars)
Conducteurs haute tension (différentes sections)	450,000
Câbles souterrains (différentes sections)	330,000
Conducteurs basse tension (différentes sections)	180,000
Transformateurs de distribution (16 MVA au total)	330,000
Sectionneurs (différentes tailles)	135,000
Disjoncteurs principaux pour les transformateurs de distribution	125,000
Disjoncteurs basse tension, tableaux, interrupteurs	150,000
Fusibles et portes-fusibles	120,000
Connecteurs et ferrures pour réseau basse tension	240,000
Connecteurs et accessoires pour réseau souterrain	120,000
Isolateurs et accessoires de ligne	150,000
Accessoires pour cabines de transformateurs de distribution	140,000
Matériel d'éclairage	150,000
Matériel de protection contre la foudre	190,000
COUT TOTAL	2,900,000

4.6 La mission recommande le financement d'environ 2,9 millions de dollars de matériel afin de permettre à JIRAMA de réaliser les travaux de rénovation et de réparation dont le réseau a le plus grand besoin et de reconstituer un stock adéquat. Faute d'obtenir bientôt ce matériel, de nouvelles réparations deviendront nécessaires, la fiabilité du service diminuera ce qui provoquera des perturbations supplémentaires et une perte de recettes.

Services de soutien

4.7 La précarité des services de soutien, tels que les véhicules et le matériel de communication, limite considérablement les opérations et l'entretien. Il y a peu de véhicules utilitaires pour assurer les travaux sur les réseaux de transport et de distribution, et ceux qui existent sont en mauvais état. L'équipement pour l'installation des poteaux est très limité. Il se produit de longs délais pour réparer les lignes et pour répondre aux appels d'urgence.

4.8 Du matériel de communication est également nécessaire pour assurer l'exploitation courante, les travaux d'entretien et de développement du réseau, et pour permettre un rétablissement prompt et sûr du service en cas de défaillance du réseau.

4.9 Les besoins en matière de véhicules et de matériel de communication sont discutés au Chapitre VII dans le cadre du programme global de rénovation des services de soutien de JIRAMA. Parmi les véhicules indispensables, la mission recommande l'achat de camions équipés de matériel de levage pour manipuler et installer les poteaux, ainsi que de véhicules spécialisés pour réparer et installer les lignes, matériels dont on aura le plus grand besoin pour effectuer les nouveaux branchements efficacement.

Branchements neufs

4.10 Le manque de matériel a également empêché l'extension du réseau. Le nombre de clients éventuels qui attendent d'être raccordés au réseau électrique est estimé à 10.000; 5.000 environ se trouvent dans la Zone interconnectée, 4.500 dans les Zones extérieures et 500 dans les centres isolés.

4.11 JIRAMA a fourni une liste détaillée du matériel et des matériaux dont elle a besoin pour raccorder ces clients éventuels, et cette liste détaillée a été examinée par la mission afin de déterminer le coût du projet d'électrification examiné au Chapitre III. Les quantités et les coûts estimés sont résumés au Tableau 4.2.

Tableau 4.2: MATERIELS NECESSAIRES POUR 10.000 NOUVEAUX CLIENTS

Matériel	Quantité	Coût estimé a/
		(dollars)
Lignes moyenne et basse tension		
Poteaux en bois de 12 m, de catégorie E	2.600	
Poteaux en bois de 9 m, de catégorie E	2.800	
Câle basse tension	80 km	
Conducteur haute tension	420 km	
Isolateurs haute tension et basse tension	9.800	
Prises de terre	320	
Disjoncteurs aériens haute tension	50	
Matériel divers et luminaires (1.500)	Lot	
Total	-	1.910.000
Transformateurs de distribution		
(32,1 MVA) transformateurs de distribution triphasés, montés sur poteaux	257	
(18,7 MVA) transformateurs de distribution montés en cabine	49	
Fusibles haute tension et basse tension, disjoncteurs, tableaux de distribution et matériel de montage	Lot	
Total		1.521.000
Branchements		
Compteurs de kWh monophasés	9.000	
Compteurs de kWh triphasés	1.000	
Disjoncteurs basse tension, coupe-circuits	10.000	
Conducteurs de branchement sur ligne aérienne	400 km	
Petit matériel divers	Lot	
Total		1.368.900
TOTAL		4.800.800

a/ Les coûts comprennent une provision de 15% pour imprévus.

Source: JIRAMA et estimations de la mission.

4.12 Le coût estimé des 10.000 nouveaux branchements equivaut à 480 dollars en moyenne par client. Une contre vérification globale a été effectuée en calculant la valeur moyenne des immobilisations de la distribution par client aux prix courants. Cette dernière se monte à 650 dollars par client. Le rapport entre le coût d'un nouveau branchement et la valeur moyenne du matériel par client (74%) donne un coefficient normal d'économies d'échelle pour les réseaux de distribution (les clients éventuels ne font pas partie d'un projet d'électrification rurale). Le coût du matériel de 480 dollars par client comprend les compteurs. Si des compteurs étaient récupérés auprès d'installations existantes par l'élimination de la tarification en fonction du type d'usage, le coût par client se monterait à 400 dollars, soit 17% de moins.

Pertes d'énergie et lignes de distribution surchargées

Pertes d'énergie et baisses de tension

4.13 Les pertes globales de transport et de distribution en pourcentage de la production nette en 1984 s'élevaient à 9,4% pour l'ensemble du pays et à 9,8% pour le réseau interconnecté selon les statistiques de JIRAMA. Ces pourcentages globaux sont relativement faibles par comparaison à ceux que l'on rencontre dans de nombreux pays en développement. Ceci provient, notamment, du fait que 64% des ventes sont destinés aux gros clients alimentés en haute ou en moyenne tension et de l'utilisation réduite des réseaux de distribution en basse tension, ainsi que des efforts vigoureux faits par la société pour réduire au minimum les pertes non techniques en vérifiant de près les branchements illicites et les vols de courant possibles.

4.14 Il est difficile d'estimer les pertes techiques du réseau d'énergie de Madagascar en raison du nombre élevé de régions isolées desservies et de l'absence de données techniques sur tous les éléments du réseau. La mission a effectué une étude détaillée des pertes, sur la base d'une simulation par ordinateur, pour la Zone interconnectée pour laquelle les statistiques peuvent être obtenues facilement. Elle a également évalué les pertes techniques d'une ligne moyenne tension à Mahajanga.

4.15 Selon les statistiques de JIRAMA, les pertes de la Zone interconnectée ont présenté des fluctuations très sensibles au cours des sept dernières années, ainsi qu'on peut le voir au Tableau 4.3.

Tableau 4.3: PERTES D'ENERGIE, RESEAU INTERCONNECTE, 1979-1985
(GWh)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Production brute	189,8	200,3	201,8	207,5	221,5	226,2	235,3
Consommation des centrales	1,7	1,6	1,7	1,7	4,6	4,7	4,8
Production nette	188,1	198,7	200,1	205,8	216,9	221,5	230,5
Ventes	172,6	180,0	182,0	180,2	192,3	199,9	204,2
Pertes de transport (GWh)	7,3	8,9	9,2	11,2	10,6	10,4	11,3
Pertes de distribution (GWh)	8,2	9,8	8,9	14,4	14,0	11,2	15,0
Pertes totales (GWh)	15,5	18,7	18,1	25,6	24,6	21,6	26,3
Pertes de transport (% de la production nette)	3,9	4,5	4,6	5,4	4,9	4,7	4,9
Pertes de distribution (% de l'énergie livrée à la distribution a/	4,5%	5,2%	4,7%	7,4%	6,8%	5,3%	6,8%
Total (% de la production nette)	8,3%	9,4%	9,0%	12,4%	11,3%	9,8%	11,4%

a/ Pourcentage de l'énergie livrée aux réseaux de distribution (production nette moins pertes de transport).

Source: JIRAMA.

4.16 L'augmentation des pertes de transport en 1982 a été causée en partie par l'adjonction de la ligne de transport de 130 km, 138 kV venant d'Andekaleka. L'augmentation du taux de pertes de distribution en 1982 et 1983 semble refléter un problème de compteurs ou un problème statistique. Le fait que 36% seulement de l'énergie emprunte les réseaux basse tension (avec une proportion croissante de 220/380 volts) et la proximité des gros clients moyenne et haute tension des sources d'alimentation expliquent le faible niveau des pertes de distribution. C'est pourquoi on ne peut pas conclure que le niveau relativement faible des pertes totales de distribution reflète des marges élevées sur le réseau aux heures de pointe. En fait, la surcharge des réseaux de distribution et les plaintes des clients concernant les baisses de tension sont devenus pour JIRAMA un sujet de préoccupation.

4.17 La mission a vérifié les pertes de 1984 en faisant une simulation sur ordinateur de différents éléments du réseau interconnecté. Elle a calculé les pertes en transport et les pertes des postes sur la base des charges réelles à la pointe. Les pertes sur les lignes moyenne tension et dans les transformateurs de distribution ont été estimées à partir d'un échantillon de lignes considéré comme typique

pour le réseau analysé. On trouvera à l'Annexe 7 une description détaillée de la méthode utilisée ainsi que des résultats supplémentaires des calculs. Les principaux résultats de cet exercice figurent au Tableau 4.4.

Tableau 4.4: REPARTITION DES PERTES TECHNIQUES DU RESEAU INTERCONNECTE, (1984)

	Pertes en puissance à la pointe		Pertes d'énergie	
	(MW)	(%)	(GWh)	(%)
Transformateurs des centrales	0,73	1,6	4,8	2,2
Lignes de transport	3,41	7,3	6,1	2,7
Postes source	0,32	0,7	1,8	0,8
Lignes moyenne tension	2,25	4,8	4,6	2,1
Transformateurs de distribution	0,72	1,6	4,0	1,8
Réseau basse tension et branchements	1,27	2,4	3,2	1,4
TOTAL	8,70	18,7	24,5	11,0

Source: Estimations de la mission.

4.18 Les pertes sur le réseau de distribution (lignes moyenne tension, transformateurs de distribution, lignes basse tension et branchements) s'éléveraient à 11,8 GWh (5,3% de la production nette) en 1984. Cette valeur est proche des statistiques de JIRAMA. En ce qui concerne les pertes globales du réseau, cependant, on constate une différence entre le chiffre statistique de 9,8% et la valeur calculée par la mission, soit 11%. Cette différence est peu importante et s'inscrit dans les limites de précision de l'analyse. Il faut également tenir compte de la précision des statistiques et des compteurs. Des vérifications effectuées par la mission dans deux postes source ont révélé des différences significatives entre les charges mesurées par les instruments de mesure de puissance et celles qui correspondent aux mesures effectuées par les compteurs de kWh.

4.19 Cette analyse semble clairement confirmer un point important: les pertes non techniques ne sont pas très importantes dans la Zone interconnectée. Ceci reflète l'efficacité des travaux du laboratoire compteurs et notamment le soin avec lequel les compteurs sont plombés. L'analyse qui figure en détail à l'Annexe 7 indique également sur une ligne moyenne tension (Section I, Ambohijatovo), une puissance installée des transformateurs de distribution relativement élevée par rapport à la demande de pointe qui existe sur cette ligne (un ratio de 4,2 à 1). Bien

que cela ne semble pas être généralement le cas, une gestion plus serrée des transformateurs réduirait non seulement les coûts, mais également les pertes d'énergie dans les transformateurs, dont une grande partie se compose dans un tel cas de pertes à vide (pertes "fer").

4.20 Les statistiques de JIRAMA concernant les pertes d'énergie dans les Zones extérieures et dans les centres isolés pendant la période 1980-1984 figurent au Tableau 4.5.

Tableau 4.5: PERTES D'ENERGIE, ZONES EXTERIEURES ET CENTRES ISOLES, 1980-1984

	1980	1981	1982	1983	1984
Zones extérieures (GWh)					
Production brute	133,5	133,7	133,3	136,9	134,4
Alimentation des centrales	10,0	7,9	7,1	9,8	9,5
Production nette	123,5	125,8	126,2	127,1	124,9
Ventes	114,0	119,1	116,7	119,1	114,1
Pertes totales	9,5	6,7	9,5	8,0	10,8
Pourcentage de pertes (de la production nette)	8,3	5,6	7,5	6,7	8,6
Centres isolés (MWh)					
Production brute	1.807,4	1.842,0	1.854,4	1.820,9	2.004,2
Alimentation des centrales	--	35,6	40,5	33,8	42,8
Production nette	--	1.806,4	1.813,9	1.787,1	1.961,4
Ventes	1.553,4	1.693,7	1.606,4	1.528,3	1.732,8
Pertes totales	--	112,8	207,5	258,8	228,6
Pourcentage de pertes (de la production nette)	--	6,2	11,4	14,5	11,7

Source: JIRAMA.

4.21 Les taux de pertes enregistrées dans les Zones extérieures et dans les centres isolés présentent des variations considérables. Les statistiques relatives à ces régions ne sont pas aussi fiables que celles du réseau interconnecté en raison de facteurs tels que les retards apportés au traitement des données, traitement qui n'est pas encore automatisé. En général, cependant, les pertes d'énergie sont aussi relativement faibles.

4.22 Il convient d'interpréter prudemment la valeur moyenne des pertes dans les Zones extérieures et qui figurent au Tableau 4.5. Cette valeur globale n'est sans doute pas représentative de la situation dans chacune des zones. En 1984, par exemple, Toamasina avait enregistré des pertes de 13,1% (y compris le transport de Volobe). Morondava de 14,2%,

et Antalaha de 15,6%; dans ces centres, les ventes s'inscrivaient respectivement pour 15,7%, 1,3% et 1,1% seulement du total. En revanche de Mahajanga, qui représente 43,4% des ventes dans les Zones extérieures, avait enregistré des pertes de 4,3% seulement en 1984 et 2,5% en 1983 du fait que le plus gros client alimenté en moyenne tension absorbe 70% du total des ventes. Mahajanga a un poids élevé dans le calcul des pertes globales, et il conviendrait d'analyser séparément chacun des secteurs.

4.23 On soupçonne l'existence de pertes non techniques dans de nombreux petits centres des Zones extérieures. Des pertes extrêmement élevées dans des villes telles que Marovoay (44,7%) et Antsohihy (47,1%) et les statistiques anormales communiquées par des villes telles que Anahidrano, Sainte Marie et Vohipeno (où pendant deux années de suite les ventes ont dépassé la production) sembleraient indiquer que la révision de l'instrumentation et des compteurs s'impose d'urgence.

Les besoins de renforcement des lignes de distribution

4.24 L'analyse que la mission a faite des lignes d'Antananarivo a permis d'établir que certaines lignes, notamment les lignes longues et qui fonctionnent en 5 kV, subissent des pertes élevées et des baisses de tension excessives. Par exemple, la ligne N° 1 qui part du poste d'Ambohijatovo a enregistré des baisses de tension qui allaient jusqu'à 18% à l'extrémité de la ligne, en raison de l'impédance de la ligne, et des pertes en puissance de 11% à la pointe.

4.25 On a relevé des cas analogues sur deux autres circuits très chargés et JIRAMA signale que les clients se plaignent de plus en plus de baisses de tension. Les pertes d'énergie ont un coût relativement faible, à court terme, en raison de l'excédent hydraulique (du moins dans les zones hydrauliques), mais les baisses de tension peuvent influencer sensiblement la qualité du service. Les baisses de tension exercent également une influence sur les recettes de JIRAMA étant donné, qu'en fait, elles représentent un certain volume de demande non satisfaite. De plus, les fortes charges qui existent sur un certain nombre de circuits limitent la possibilité de les utiliser comme circuits de secours en cas d'urgence.

4.26 Certains circuits surchargés du réseau de 5 kV sont renforcés en augmentant la section du conducteur, mais cette solution ne résoud pas les problèmes qui se manifesteront à l'avenir avec la croissance de la charge. Une simulation effectuée pour l'une des lignes fortement chargées d'Antananarivo (c.f. l'Annexe 7) indique les limites de ce type de renforcement pour réduire les pertes, par rapport au passage à la tension de 20 kV. JIRAMA a décidé de faire une étude du Plan directeur du réseau de distribution d'Antananarivo qui établirait les directives pour le développement du réseau, et a déjà recherché l'aide d'un bureau d'études pour faire ces travaux.

4.27 Cette étude établira les plans d'action à court, à moyen et à long terme pour le réseau de distribution d'Antananarivo dont, entre autres: le choix des niveaux de tension pour les lignes moyenne tension, la normalisation du matériel, les normes de construction, l'automatisation du réseau et des stratégies pour le développement et la rénovation du réseau moyenne tension. La mission recommande de s'attacher particulièrement à augmenter la tension du réseau actuel qui fonctionne en 5 kV à Antananarivo. A court terme, pour résoudre le problème des baisses de tension, il conviendrait également d'envisager l'utilisation de régulateurs de tension. Etant donné que 88% des lignes moyenne tension fonctionnent à cette tension, le matériel qui serait remplacé suite à l'augmentation de la tension pourrait être utilisé dans d'autres régions où les charges conviennent mieux à ce niveau de tension.

Absence d'automatisation

4.28 L'absence d'automatismes perfectionnés réduit la qualité de service, bien que le réseau existant ait été bien conçu pour permettre une certaine souplesse d'exploitation en cas d'urgence. Cette souplesse, cependant, n'est pas aussi grande qu'elle pourrait l'être, étant donné que toutes les opérations doivent être effectuées manuellement. Le rétablissement du service après des indisponibilités est lent, quand bien même les principaux postes d'Antananarivo sont surveillés par du personnel 24 heures par jour. L'installation d'un matériel de contrôle pour surveiller le fonctionnement des principaux postes améliorerait considérablement les méthodes d'exploitation en fournissant des renseignements instantanés sur la charge des différents circuits et en permettant de télécommander les principaux disjoncteurs.

4.29 La mission estime qu'un certain degré d'automatisation est nécessaire. L'automatisation du réseau actuel exigerait, cependant, une analyse plus poussée pour en établir les coûts et les avantages. L'étude du Plan directeur du réseau de distribution d'Antananarivo qui a été confiée par JIRAMA à un bureau d'études devrait inclure des études de faisabilité sur ce sujet.

Protection limitée contre la foudre

4.30 Les statistiques passées indiquent qu'environ 0,5% des transformateurs de distribution installés à Antananarivo et au Grand Tana sont mis hors de service chaque année par les orages. L'utilisation de parafoudres ou de transformateurs complètement autoprotégés est donc hautement recommandée, du fait que ces derniers sont équipés de parafoudres, de disjoncteurs basse tension, de fusibles de protection moyenne tension, et d'autres automatismes. Il conviendrait également d'améliorer la protection des lignes contre la foudre en utilisant davantage de parafoudres, rarement utilisés. Le programme de réparations essentielles et de rénovation des stocks prévoit la fourniture d'équipements de protection contre la foudre.

Réduction des coûts de distribution - Projet pilote

4.31 Du fait de la surcapacité de production, il est très rentable d'activer le rythme de raccordement de nouveaux clients. En raison des difficultés financières, ceci sera plus intéressant encore, si les coûts de distribution et de branchement des clients sont ramenés au minimum. Ceci impliquerait l'adoption de toute une série de mesures, allant de l'établissement de normes de construction révisées et de l'optimisation de la conception et du dimensionnement, aux politiques concernant les tarifs (compteurs) et les redevances de branchement, ainsi que l'adoption d'autres mesures susceptibles d'accélérer la croissance des zones nouvellement électrifiées, afin d'obtenir un meilleur taux d'utilisation du matériel.

4.32 JIRAMA a déjà adopté des mesures de réduction des coûts de distribution. Des poteaux en bois de fabrication locale ont été utilisés avec succès pour de nouvelles extensions de lignes au lieu de poteaux en béton armé plus onéreux. Des transformateurs de distribution montés sur poteaux sont utilisés de plus en plus dans les zones suburbaines au lieu des cabines de transformateurs construites dans les villes.

4.33 L'utilisation de matériels moins chers et plus efficaces s'impose davantage du fait que les nouvelles lignes sont construites pour la plupart dans des zones suburbaines où les densités de consommation sont plus faibles que dans les centres urbains. Les véhicules utilitaires pour l'érection des poteaux et l'installation des lignes devraient améliorer considérablement l'efficacité des travaux de construction dans ces régions.

4.34 En ce qui concerne la conception du réseau, un réseau européen modifié pourrait être une alternative. Il comporterait, à la fois, des lignes triphasées et monophasées (deux phases) et des transformateurs monophasés isolés pour la tension ligne à ligne. Ceci permettrait de concevoir de manière flexible un réseau à plus faible coût pour desservir des demandes moins fortes au début, et ce réseau pourrait être développé par la suite à mesure de l'augmentation de la densité de consommation. Ce système a été utilisé avec succès dans plusieurs pays qui adoptent en général les normes européennes traditionnelles et il est aussi utilisé par de nombreuses compagnies d'électricité américaines.

4.35 Il est également possible de réaliser des économies pour l'éclairage public. Cet éclairage est actuellement assuré par des conducteurs distincts contrôlés par un poste central de commande. Des luminaires commandés par cellules photo-électriques réduiraient les coûts. Il faudrait alors estimer la consommation pour l'éclairage public sur la base du nombre d'ampoules.

4.36 La réduction des coûts concernant les branchements et comptages des clients a été examinée au Chapitre III (paragraphes 3.11, 3.13). L'élimination du double comptage entraînerait des économies d'environ 80 dollars par client. Pour les petits clients, un tarif simplifié au kWh

permettrait de réaliser des économies sur les disjoncteurs différentiels qui coûtent cher et qui pourraient être remplacés par des disjoncteurs thermomagnétiques meilleur marché ou par des fusibles spéciaux. De telles installations de comptage économiques ont été mises en place autrefois à Antananarivo.

4.37 Un emplacement situé dans les faubourgs d'Antananarivo (Firaisanpokontany Ambavahaditoka-Itaosy), identifié avec JIRAMA, est actuellement candidat à l'électrification. Ce projet servirait d'étude de cas sur la réduction des coûts de distribution. Il s'agit d'un quartier résidentiel à revenus faibles et moyens que l'on peut considérer typique du genre de projet d'électrification dans les années à venir. Il y existe environ 90 clients qui ont fait une demande de raccordement et le maximum possible est de 450 environ. Il conviendrait de faire une étude d'optimisation rigoureuse pour analyser les coûts et les avantages de diverses conceptions correspondant à trois ou quatre profils de croissance du nombre de clients. Le critère économique serait le coût moyen actualisé par client. Cette étude devrait également analyser les normes de sécurité dont il faudrait tenir compte pour éliminer éventuellement les disjoncteurs différentiels dans le tarif au kilowatt/heure envisagé comme option pour les petits clients. La formation des équipes à l'utilisation des nouveaux outils et du nouveau matériel serait également assurée. On devrait pouvoir s'attendre à ce que l'optimisation de la conception, l'amélioration du matériel et des méthodes de construction, et l'adoption de mesures propres à accélérer la croissance du nombre de clients réduisent le coût actualisé par client de 15 à 20%. Il convient d'observer, cependant, que l'électrification de cette zone pourrait, en soi, produire une croissance rapide, compte tenu du nombre de demandes de raccordement actuellement non satisfaits. Le coût en devises du matériel qui serait nécessaire pour ce projet est estimé aux environs de 50.000 dollars avec le schéma actuel. Le coût de l'étude et de la formation est estimé à 90.000 dollars. L'élément monnaie nationale, qui comprend les coûts d'installation, est estimé à 20.000 dollars. Les termes de référence de l'étude figurent à l'Annexe 11. Parallèlement, il conviendrait de prévoir un budget de l'ordre de 20.000 dollars de frais de déplacement à l'étranger de deux ingénieurs de la distribution (diverses conceptions et coûts de distribution périurbaine et rurale, fabricants, salons techniques).

V. PRODUCTION DIESEL - PRINCIPALES CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Généralités

5.1 Les centrales diesel ont assuré 32% de la production d'électricité en 1985. Il existe environ 60 centrales diesel dont la puissance va de 6 kW à 25 MW. Elles alimentent pour la plupart des réseaux isolés. Les cinq centrales les plus importantes fonctionnent au fuel lourd. Toutes les autres fonctionnent au gasoil. Le gasoil a représenté 58% du volume du combustible consommé par les centrales thermiques en 1984. La plus grande partie du gasoil et la totalité du fuel lourd proviennent de la raffinerie de Toamasina. Le coût des combustibles représente environ 37% des frais d'exploitation de JIRAMA.

5.2 La mission a visité les trois grandes centrales diesel de Mahajanga, Toliara et Nosy-Bé et les deux centrales plus petites de Miarinarivo et de Morovoay pour se faire une idée globale de l'état des centrales et des mesures qu'il faut adopter pour améliorer l'efficacité et la disponibilité des centrales diesel. Une liste de toutes les centrales diesel exploitées par JIRAMA figure à l'Annexe 8, ainsi que des détails tels que le modèle, le nombre d'unités, l'année d'installation et la consommation de combustible.

5.3 Après avoir visité ces centrales et examiné les données communiquées par JIRAMA sur le reste des centrales diesel de Madagascar, la mission a conclu ce qui suit:

- la disponibilité des centrales est faible du fait que leur entretien a été retardé en raison, principalement, d'une grave pénurie de pièces de rechange;
- un nombre de groupes trop élevé sont utilisés bien au-delà de leur durée de vie économique normale;
- le modèle et la puissance des groupes ne correspondent pas toujours à la courbe de charge de la zone desservie;
- l'entretien est entravé par l'accessibilité limitée de nombreuses centrales, et une pénurie de moyens de transport et de matériel d'entretien convenables;
- les problèmes que posent l'exploitation et l'entretien de Mahajanga et de Toliara II sont aggravés par l'insuffisance du système de traitement du combustible.

5.4 Pour redresser cette situation, la mission recommande l'adoption de deux programmes d'action:

(a) La rénovation et la rationalisation du parc diesel:

- la rénovation de Mahajanga et de Toliara, principalement en améliorant leurs installations de stockage et de traitement du combustible;

- le remplacement des unités endommagées à Nosy-Bé par un nouveau groupe de 800 kW et l'étude d'une nouvelle centrale;

- l'amélioration des facteurs d'utilisation des groupes par transfert de groupes entre centrales pour faire mieux correspondre la puissance des groupes aux courbes de charge locales;

- le déclassement, et le cas échéant, le remplacement de groupes vétustes et l'application de mesures appropriées de conservation aux groupes des régions de production hydro-électrique lorsqu'ils ne doivent pas être utilisés dans un avenir immédiat.

(b) L'amélioration des méthodes et du matériel d'entretien des centrales, principalement grâce à:

- une reconstitution du stock de pièces de rechange;

- la fourniture d'unités d'entretien mobiles;

- la fourniture de logiciel de gestion de l'entretien et des stocks;

- la formation du personnel de JIRAMA à la conception des centrales thermiques diesel, à l'exploitation et à l'entretien de ces centrales, et l'amélioration du matériel de contrôle du fonctionnement des centrales.

Disponibilité des groupes et manque de pièces de rechange

5.5 La disponibilité des groupes, notamment dans les Zones extérieures, n'est pas brillante, ainsi qu'on peut le voir au tableau suivant.

Tableau 5.1: PUISSANCE ET DISPONIBILITE DES GROUPES DANS LES ZONES EXTERIEURES

Nombre de groupes installés	195
Nombre de groupes en état de marche	103 (53%)
Puissance installée	77.030 kW
Puissance garantie disponible a/	37.700 kW (43%)
Facteur d'utilisation des centrales b/	14,2%

a/ Puissance installée moins la capacité du groupe le plus puissant dans chaque centrale moins la puissance hors de service.

b/ Facteur d'utilisation de la centrale = $\frac{\text{(kWh produits par an)}}{\text{(kW installés x 8,760)}}$

Source: JIRAMA, 19 décembre 1985.

5.6 Le manque de pièces de rechange, qui provient principalement des difficultés en devises, est l'une des principales causes de la faible disponibilité des équipements, quand bien même des ressources importantes sont consacrées à réparer des pièces endommagées. Environ la moitié seulement des pièces de rechange nécessaires pour assurer la production annuelle des centrales diesel a été disponible au cours des sept dernières années. Le niveau global de pièces de rechange en stock est bien inférieur au minimum recommandé. De nombreux groupes sont hors service du fait qu'ils attendent des pièces de rechange, alors que d'autres continuent à fonctionner bien après la date prévue pour leur entretien, ce qui à son tour, augmente le risque de pannes plus coûteuses, ou bien ils fonctionnent à une puissance inférieure à leur puissance nominale afin de réduire ce risque. Certains groupes risquent fort actuellement de subir des dégâts qui entraîneraient leur perte totale. Dans l'ensemble, le coût des pièces de rechange et de réparation par kilowatt/heure produit dans les centrales thermiques est élevé par rapport aux normes courantes.

Age des groupes

5.7 De nombreux groupes sont très anciens et ne sont plus fabriqués, ce qui crée des problèmes supplémentaires pour leur trouver des pièces de rechange. Ces anciens groupes ne satisfont pas les normes modernes d'entretien ou de consommation spécifique de combustible et de lubrifiants. La répartition des groupes par âge est résumée au Tableau 5.2.

Tableau 5.2: REPARTITION PAR AGE DES GROUPES DIESEL

Age	0-20	20-25	25-30	30-35	35+	Inconnu
	(Années)					
	Zone interconnectée					
Nombre de groupes	4	2	4	0	1	0
Puissance en kW	28.400	2.300	3.080	0	720	0
	Centres isolés					
Nombre de groupes	20	0	1	0	0	
Puissance en kW	1.708	0	128	0	0	
	Zones extérieures					
Nombre de groupes	90	4	16	10	7	14
Puissance en kW	68.839	545	3.638	2.600	645	1.643

Le nombre total de groupes dans les Zones extérieures (141) diffère du nombre donné au Tableau 3.1 (195). Il en est ainsi parce que de très petits groupes transportables (inférieurs à 10 kW) ne figurent pas dans le présent tableau.

Source: JIRAMA.

5.8 Soixante-cinq groupes, d'une puissance totale d'environ 18 MW ont dépassé leur durée de vie économique. Ce chiffre comprend sept groupes d'une puissance totale de 7,2 MW des centrales d'Antsirabe et de Mandroseza, situées dans la Zone interconnectée. La puissance installée des centrales hydro-électriques, ainsi que la puissance installée diesel moderne disponible dans la Zone interconnectée devraient permettre le déclassement de ces groupes.

5.9 On pourrait réaliser des économies considérables de combustible et d'entretien en remplaçant les groupes vétustes. La moitié de la puissance des groupes déclassés suffirait à fournir la même production en kWh. La production des centrales diesel actuelles dans les Zones extérieures et les centres isolés, à l'exclusion de Toliara, de Toamasina, de Mahajanga et d'Antsiranana, est d'environ 23 GWh. Pour ces centrales, la mission estime que des économies moyennes de 40 grammes de gasoil par kWh sont possibles, ainsi qu'une réduction de 0,5 cent/kWh des dépenses d'entretien (-50%). Les économies de combustible seraient alors de 250.000 dollars par an environ, et les économies éventuelles de coûts d'entretien sont estimées prudemment à 115.000 dollars par an au niveau de production actuel. A la seule centrale de Nosy-Bé, l'économie de combustible qui résulterait de l'installation d'un nouveau groupe de 800 kW s'éléverait à plus de 60.000 dollars par an et la réduction des

frais d'entretien à 46.000 dollars. Des bénéfices supplémentaires résulteraient d'une meilleure disponibilité des centrales et de coupures moins fréquentes. Il conviendrait de suivre des règles analogues à celles qui sont utilisées dans les pays industrialisés pour remplacer les groupes plus anciens. Par exemple, les petits groupes légers de type auto (inférieurs à 70 kW) devraient être remplacés après 10 ans de fonctionnement environ, les groupes de type camion (puissance allant de 70 à 200 kW) devraient l'être après 15 ans environ et les groupes lourds de type industriel (généralement d'une puissance supérieure à 200 kW), après 20 ans.

Types de groupes

5.10 Il existe des centrales dans lesquelles les groupes diesel sont non seulement fabriqués par des fabricants différents, mais sont également de modèles différents. Un bon nombre de groupes sont de conception légère, ont une faible rigidité et travaillent sous des tensions élevées, ce qui les rend moins aptes à un fonctionnement en base.

5.11 Pour faire face à l'écart important qui existe entre la demande maximum et la demande minimum que l'on a constaté dans plusieurs petites centrales, il faudrait utiliser plusieurs groupes du même type, mais avec un nombre de cylindres différent. L'utilisation simultanée de groupes à 2 cylindres, 4 cylindres, et 8 cylindres permettrait de satisfaire un rapport de charge maximum/minimum de 10 à 1, sans qu'aucun des groupes fonctionne à moins de 50% de sa puissance nominale.

5.12 Les centrales de puissance moyenne (jusqu'à 350 kW) devraient utiliser conjointement des groupes de 4, 6 et 8 cylindres de la même conception (moteurs suralimentés lorsque le nombre de cylindres est élevé et moteurs à aspiration naturelle lorsqu'il y a moins de cylindres). Lorsque la puissance dépasse 350 kW, seuls des groupes suralimentés devraient être utilisés, avec de préférence, des unités de même conception de 6, 8 et 9 cylindres. Ces options générales devront cependant être nuancées en fonction des caractéristiques propres à chaque centre et de critères de fiabilité nécessaires. Pour certains centres, les avantages qu'apporterait l'utilisation, autant que possible, de groupes identiques pourraient également être évalués.

5.13 Dans tous les cas, il conviendrait d'utiliser des groupes robustes de conception rigide, de préférence avec des cylindres en ligne.

Entretien des centrales

5.14 L'entretien quotidien est assuré par un seul mécanicien dans les petites centrales et par plusieurs mécaniciens ainsi que par des électriciens dans les grandes centrales. Le niveau professionnel est fonction de la puissance de la centrale, mais est généralement suffisant

pour les travaux à faire, et la motivation est, sans exception, très bonne. Il existe de bonnes directives pour l'entretien périodique des groupes et des auxiliaires. Tous les grands travaux d'entretien sont faits par l'équipe mobile d'entretien de la région avec l'aide de spécialistes du siège, le cas échéant. L'équipe régionale d'entretien forme également le personnel de la centrale à l'occasion des visites d'entretien préventif.

5.15 Les pièces courantes sont stockées dans l'entrepôt du secteur et gérées par un système de contrôle par cartes de JIRAMA. Les plus grosses pièces sont conservées dans les entrepôts régionaux.

5.16 En pratique, l'entretien des centrales diesel est entravé par les difficultés d'accès des centrales, et par l'absence d'instruments et de moyens de transport convenables. La plupart des petites villes et des villages où sont situées les centrales diesel ne peuvent être approvisionnés en combustible et en matériel d'entretien que par des véhicules tout terrain. Cinq centrales situées en bord de mer ne sont pas toujours accessibles par camion et ne possèdent pas de port, et les travaux d'entretien importants de ces centrales ne peuvent être effectués que lorsque l'état des routes le permet.

5.17 La situation financière de JIRAMA n'a permis qu'un remplacement limité des véhicules d'entretien vétustes et de l'outillage ainsi que des petites machines exigés par les travaux de révision et de réparation. Ces difficultés, jointes à l'absence de pièces de rechange et à la nécessité croissante de faire appel aux équipes régionales d'entretien pour effectuer les réparations d'urgence ont profondément affecté les méthodes normales d'entretien.

Questions soulevées par les centrales diesel situées dans les zones hydrauliques

5.18 Il existe plusieurs centrales diesel dans les zones de production d'énergie hydro-électrique, mais elles sont à peine utilisées en raison de l'excédent de puissance installée hydro-électrique. Antananarivo et à Fianarantsoa, la puissance installée des centrales hydro-électriques actuelles ne semble nécessiter aucune production thermique, du moins pendant quelques années. En général, les centrales en question seraient trop importantes pour d'autres centres pour envisager leur transfert. Par ailleurs, à l'avenir, ces centrales pourraient jouer un rôle plus actif soit pour satisfaire la demande de pointe, soit comme puissance de réserve pendant la saison sèche. A court terme, il faudrait s'attacher à conserver leur durée de vie résiduelle. Il en sera de même des centrales diesel de Toamasina, dès que la centrale de Volobe sera remise en service. Il conviendrait de déclasser les centrales plus anciennes telles que celle de Mandroseza. Bien que la mission n'ait pas eu l'occasion de visiter ces centrales ou d'analyser les considérations d'exploitation qui pourraient exiger une certaine puissance thermique dans la ville, il semblerait que des mesures de conservation seraient la façon la plus économique de prolonger la durée

de vie de ce matériel. Ceci permettrait de faire des économies de combustible et d'entretien au lieu de faire fonctionner ces groupes à des intervalles réguliers pour les conserver en état de marche.

5.19 Certaines de ces centrales sont équipées pour l'utilisation de fuel lourd. Bien que ce combustible soit meilleur marché, il exige des installations de traitement complexes qui imposent une lourde charge au personnel d'exploitation et d'entretien. En pratique, ceci signifie que l'utilisation du fuel lourd se limite à des groupes qui fonctionnent pendant plusieurs milliers d'heures par an. La mission recommande de ne plus utiliser du fuel lourd dans les centrales telles que celle d'Ambohimanambola ou de Toamasina III (2 x 8 MW) dès que la centrale hydro-électrique de Volobe sera remise en service. Il conviendrait également d'examiner la possiblité de transférer les séparateurs et d'autre matériel à Toliara II et, plus tard, ceux de Toamasina III à Mahajanga II.

Recommandations

5.20 Pendant que la mission était encore à Madagascar, elle a recommandé de mettre à la disposition de JIRAMA aussi vite que possible 320.000 dollars pour acheter les pièces de rechange nécessaires d'urgence. Une liste détaillée de pièces de rechange a été communiquée à la mission et des mesures ont été prises en vue de l'achat de ces pièces.

5.21 Il faudrait rénover rapidement les centrales de Mahajanga et de Toliara. Elles alimentent plusieurs industries nationales d'importance vitale et sont en mauvais état. Leur disponibilité est très faible, et leur exploitation dans les conditions actuelles comporte un risque évident d'incidents coûteux. Il est particulièrement important de reconcevoir leurs systèmes de stockage et de traitement du combustible ainsi que leurs installations d'entretien (cf. détails aux paragraphes 5.34 à 5.51).

5.22 La centrale diesel de Nosy-Bé, qui dessert également des industries d'exportation vitales ainsi qu'un centre touristique important est également en très mauvais état. Des pannes se produisent régulièrement, ce qui entraîne des pertes économiques pour les deux entreprises locales de pêche et de congélation. Pour remédier à cette situation, il faut installer rapidement un nouveau groupe de 800 kW. Le transfert de l'un des groupes de 500 kW de Toliara à cette centrale assurerait la soudure avant l'arrivée du nouveau groupe, mais étant donné le rendement médiocre du groupe de Toliara, cette solution ne peut être envisagée qu'à titre purement temporaire. La centrale de Nosy-Bé est très mal située pour faire des extensions futures et dispose d'un espace limité pour permettre un fonctionnement satisfaisant. La mission recommande donc de construire une nouvelle centrale dans un emplacement plus convenable dès que le besoin d'unités supplémentaires se fera sentir. Les travaux préparatoires pour déterminer l'emplacement et la conception de la nouvelle centrale devraient débuter sans tarder.

5.23 Il conviendrait de moderniser environ 50 petites centrales de moins de 1 MW en mettant à la retraite les groupes vétustes, en transférant les groupes qui ne conviennent pas pour faire ce qu'on en attend et en installant des groupes modernes qui correspondent mieux à la courbe de charge de chaque centrale. Il faudrait, simultanément, apporter les améliorations nécessaires à la centrale d'Antsiranana et appliquer des mesures de préservation aux autres grandes centrales diesel de plus de 1 MW des zones hydrauliques.

5.24 Il conviendrait de moderniser les méthodes et les instruments de suivi et d'entretien des groupes et d'améliorer les moyens de transport qui permettent d'entretenir et de réparer les centrales diesel éloignées. De bons moyens de transport sont essentiels et devraient être mis à la disposition de chacune des huit grandes régions pour faciliter les travaux de modernisation.

5.25 La mission a identifié et préparé deux programmes pour aider JIRAMA à faire les améliorations susmentionnées. Ces programmes sont décrits ci-après.

Programme A: Modernisation et rationalisation du parc diesel

5.26 Ce programme vise à moderniser les centrales de manière à leur rendre leur pleine puissance et à rationaliser le parc de moteurs diesel. Il est conçu pour être exécuté en deux phases. La Phase I se compose d'une inspection et d'une révision complètes de toutes les grandes centrales diesel et d'un certain nombre de petites centrales. Elle comprend la préparation des spécifications, l'évaluation des soumissions et la négociation des contrats de travaux pour chaque centrale. Elle prévoit également la restructuration du parc, c'est-à-dire le transfert à d'autres centrales des groupes qui ne répondent pas à la demande dans les centrales où ils sont installés; elle comporte aussi la mise au point de critères de déclassement pour les groupes vétustes d'un mauvais rendement. Dans la Phase II figurent les travaux de réparation, l'installation des groupes dont le transfert à d'autres centrales s'avère justifié sur le plan économique ou le remplacement des groupes vétustes.

5.27 La réalisation de ce programme fait largement appel aux travaux déjà préparés par JIRAMA et à la main-d'oeuvre locale. La restructuration du parc diesel et le déclassement du matériel vétuste exigent un examen économique approfondi ainsi que la préparation de méthodes et de stratégies de décision appropriées. Etant donné l'ampleur des travaux et leurs avantages attendus, il faut envisager d'engager un consultant pour prêter assistance à JIRAMA et coopérer avec elle dans toutes les phases de ce programme qui devrait être terminé en trois ans. On estime que le coût total sera environ de 6,5 millions de dollars, dont un équivalent de 1,4 million de dollars en monnaie nationale. Une récapitulation des coûts, les termes de référence et des détails supplémentaires figurent à l'Annexe 1.

Programme B: Modernisation du matériel et des méthodes d'entretien

5.28 Ce programme prévoit la mise en service d'unités mobiles d'entretien pour assurer des révisions et des réparations efficaces des centrales situées dans de nombreux sites éloignés, et comprenant des groupes de réserve transportables pour couvrir les interruptions causées par les réparations; la reconstitution du stock de pièces de rechange exigées pour le bon entretien de toutes les centrales diesel; l'adoption d'instruments et de méthodes modernes d'entretien, y compris des stages de formation à l'étranger pour cinq ingénieurs électriciens de JIRAMA; et, enfin, la mise en place d'un système automatisé pour l'entretien et la gestion des centrales diesel.

5.29 La mission recommande l'adoption de ce programme pour améliorer l'utilisation et la disponibilité des centrales et pour éviter que la situation actuelle ne se reproduise. La fourniture de matériel d'entretien mobile et de groupes de réserve transportables permettra de réviser et de réparer rapidement sur place les groupes et de remédier aux pénuries temporaires de puissance installée. La fourniture de pièces de rechange pour porter les stocks à des niveaux qui permettront aux centrales diesel de JIRAMA de fonctionner efficacement est un aspect essentiel de la réussite du programme global de modernisation, facilitera des interventions rapides et efficaces, améliorera la disponibilité des centrales et réduira les coûts d'entretien.

5.30 On estime qu'il est essentiel d'adopter des méthodes modernes d'entretien; cela comporte la formation de cinq ingénieurs électriciens à l'étranger pour les familiariser avec la conception de centrales modernes, les techniques d'exploitation et d'entretien, et la technologie des combustibles pour relever le niveau technique actuel du personnel de JIRAMA.

5.31 Enfin, le programme prévoit la mise en place d'un système informatique pour l'entretien et la gestion du matériel afin d'améliorer l'efficacité globale de l'entretien. Actuellement, la gestion des stocks de pièces de rechange est entièrement faite à la main. Les statistiques d'exploitation des groupes, ainsi que l'établissement et le classement de leurs fiches d'entretien semblent bien organisés et convenablement exécutés; cependant, on ne récupère pas suffisamment de statistiques de gestion parce que tous ces travaux sont également faits à la main. Un logiciel d'exploitation et d'entretien et de suivi des centrales permettrait de gérer plus efficacement les unités diesel. La mise en place simultanée d'un système de gestion des stocks automatisé, accessible au niveau régional, permettra d'améliorer la gestion des pièces de rechange et devrait permettre de maintenir les stocks à un niveau optimal.

5.32 On estime le coût total du programme d'amélioration de l'entretien à 5,5 millions de dollars environ, dont 0,1 million de dollars en monnaie nationale. Les termes de référence et les estimations

de coûts figurent à l'Annexe 2. Les programmes A et B ont des objets différents, mais ils sont étroitement liés. Il serait préférable que le même bureau d'études fournisse l'assistance technique pour la préparation et la supervision de ces programmes.

Résultats détaillés des visite des grandes centrales

5.33 Les résultats détaillés des visites des grandes centrales figurent aux paragraphes suivants. La mission a vérifié les résultats globaux des unités et les fiches d'entretien de chaque centrale pour déterminer l'étendue des travaux à faire et/ou les mesures nécessaires pour prolonger la durée de vie du matériel.

La centrale de Mahajanga

5.34 La centrale de Mahajanga, située sur la côte nord-ouest de Madagascar et qui dessert la ville de Mahajanga et ses environs, est dotée de sept groupes d'une puissance totale de 25.730 kW. Tous les groupes sont semi-rapides et tournent à 428 t/min. Les trois groupes les plus puissants (4.000, 6.500 et 9.000 kW), installés après 1972, marchent au fuel lourd, alors que les quatre petits groupes (1 x 830 et 3 x 1.800 kW), installés en 1960 et 1970 marchent au gas-oil. La centrale est bien conçue et contient suffisamment de place pour faire les travaux d'entretien. C'est la plus grande centrale diesel de JIRAMA et elle produit environ 51% de la production thermique totale. La consommation spécifique de combustible et de lubrifiants est normale et stable.

5.35 En 1985, le facteur de charge de la centrale était de 73%, et la demande de pointe de 9.800 kW. La puissance installée est élevée par rapport à la pointe de consommation, mais cet excédent de puissance n'est qu'apparent, étant donné la faible disponibilité des groupes. La plus grande partie de la production aurait dû être fournie par les groupes qui marchent au fuel lourd, et ceux qui marchent au gas-oil auraient dû être tenus en réserve, mais ces derniers ont fonctionné environ 60% du temps, et le gas-oil a représenté près de 25% de la consommation de combustible de la centrale en 1985 et sensiblement plus en 1984.

5.36 Le massif de base en béton de l'un des groupes qui marchent au fuel lourd (groupe N° 1003 de 4.000 kW), et qui n'est plus utilisé depuis 1981, présente des fissures sur les surfaces latérales. Le vilebrequin du groupe a connu quelques changements de déflection qui sont probablement le résultat d'un relâchement progressif des tensions de l'assise du groupe ou de la fondation. JIRAMA a rétabli la déflection d'origine par recalage du moteur. Plusieurs témoins ont été installés sur les fissures pour en mesurer l'évolution. Il ne faudrait pas exclure l'existence possible de fissures profondes et graves, mais l'apparence des fissures actuelles ne permet pas de penser qu'il en soit ainsi; toutefois, elles devront être surveillées de près. JIRAMA pensait remettre ce groupe en service courant 1986. Ceci augmenterait considérablement la puissance de la centrale et réduirait la consommation de gas-oil. La charge de fin de semaine de 1.500 à 3.500 kW,

actuellement satisfaite par les petits groupes à gas-oil pourrait alors l'être plus économiquement par le groupe N° 1003 qui marche au fuel.

5.37 Les deux autres groupes qui marchent au fuel ont été hors service 2.666 heures par an en moyenne ces dernières années, ce qui correspond à un taux de disponibilité de 70%. Ce taux extrêmement faible est attribuable presque entièrement à l'absence de pièces consommables et de pièces de rechange. Si on disposait d'un stock adéquat de pièces de rechange, on pourrait faire les travaux d'entretien prévus et non prévus sans retard et ces travaux ne prendraient pas plus de 15% des heures de fonctionnement des groupes. On pourrait alors faire la plus grande partie des travaux d'entretien pendant les week-ends et pendant les heures creuses, ce qui limiterait les indisponibilités à quelques centaines d'heures par an au plus pendant les heures de pointe des jours ouvrables, ce qui correspondrait à une disponibilité de plus de 85% pendant les périodes de pointe. La quasi-totalité de la production de la centrale serait alors fournie par les centrales marchant au fuel. Elles marcheraient au fuel tout le temps, sauf pour le démarrage et l'arrêt.

5.38 Le matériel de stockage et de traitement du combustible de la centrale est insuffisant pour assurer la propreté du combustible à l'entrée des trois gros groupes et ceci contribue également à augmenter la consommation de gasoil et les pannes. Le réservoir de stockage existant a une capacité de 850 m^3, ce qui ne représente que de 10 à 15 jours de fonctionnement. Ceci exige des remplissage fréquents qui entraînent des coûts de transport élevés pour le combustible. Le réservoir ne permet pas de drainer l'eau et les impuretés. Ce réservoir devrait être remplacé par deux nouveaux réservoirs d'une capacité d'environ 2.500 m^3 chacun. Ces réservoirs devraient avoir des fonds inclinés ou coniques et être munis de collecteurs d'eau et d'impuretés. Il faudrait prévoir un chauffage par le fond si on utilise des combustibles d'une viscosité supérieure à 150 cs/50°C. Nous recommandons l'installation de deux réservoirs, dont l'un recevrait le nouveau combustible, ce qui laisserait amplement le temps d'analyser ce combustible et l'empêcherait ainsi d'entrer dans les séparateurs au cas où ses spécifications ne seraient pas respectées.

5.39 De même, il faudrait installer deux cuves de décantation qui recevraient le combustible des réservoirs de stockage avant qu'il ne pénètre dans les centrifugeurs. Il faudrait remplir une cuve et laisser à l'eau et aux impuretés le temps de se décanter pendant que le combustible de la deuxième cuve est utilisé. Ces cuves devraient être de préférence des cuves cylindriques horizontales inclinées à 10° pour permettre à l'eau de s'accumuler à l'extrêmité la plus basse, et devraient avoir une capacité d'environ 40 m^3 chacune (ce qui laisserait trois heures pour le remplissage, cinq heures pour la décantation et une marge d'une heure); ces cuves contiendraient suffisamment de combustible pour assurer 10 heures de fonctionnement à puissance maximum. Elles devraient être isolées, et être munies d'un appareil de chauffage de 20 kW pour maintenir le combustible à température. Entre les réservoirs de stockage et les cuves de décantation, il faudrait prévoir un chauffage de

250 kW afin de porter le combustible à la température requise de décantation de 70°C avec un débit de 14 tonnes à l'heure (s'écoulant des réservoirs de stockage à 40°C).

Analyse économique de la modernisation de Mahajanga

5.40 La reconstitution du stock de pièces détachées permettra de faire des réparations rapides, de réduire la durée des indisponibilités, et d'éviter de surseoir à l'entretien des centrales disponibles, ce qui réduira en fin de compte le coût de l'entretien et des réparations. La rapidité des réparations sera également facilitée par la modernisation des ateliers. L'amélioration des installations de traitement du combustible permettra aussi d'accroître la disponibilité des groupes marchant au fuel et réduira le risque d'endommager les groupes.

5.41 La disponibilité accrue des centrales marchant au fuel et l'amélioration des installations de traitement du combustible devraient permettre de ramener la part du gas-oil de 25 à 7% au maximum. Pour une production totale de 58 GWh, avec une consommation de combustible de 224g/kWh, et une différence de 80 dollars la tonne entre le coût du gas-oil et celui du fuel lourd, les économies de combustible pourraient atteindre environ 187.000 dollars par an.

5.42 Un taux de disponibilité de 87% les jours de semaine porterait la puissance garantie des unités marchant au fuel à 16.695 kW, ce qui, pour une demande de pointe de 9.800 kW, devrait pratiquement éliminer tous les risques de défaillance. Compte tenu de la disponibilité actuelle, la probabilité de défaillance est estimée à 9% les jours de semaine et l'énergie manquante est estimée à environ 2,16 millions de kWh par an, soit 3,4% de la production annuelle (voir l'Annexe 10). Avec un prix moyen de 16 cents/kWh (20% pour l'éclairage et les usages domestiques et 80% pour la haute tension), le montant du manque à gagner (JIRAMA et impôts) s'élèverait à 345.000 dollars par an.

5.43 L'entretien préventif normal que permettrait une meilleure disponibilité de pièces de rechange, ainsi qu'une amélioration du traitement du combustible et du contrôle de qualité, devraient réduire le coût des consommations de pièces de rechange et des réparations qui ont atteint plus de 1,1 cent/kWh pendant les deux dernières années (y compris les lubrifiants, les taxes et les droits, mais non compris la main-d'oeuvre). En supposant que les taxes et les droits représentent 30% de ce montant, le coût c.a.f. s'élèverait à 0,8 cent/kWh. Avec un facteur de charge de 73% et le facteur d'utilisation actuel, une réduction de 0,2 cent/kWh, à l'exclusion des taxes, serait une estimation prudente de la réduction éventuelle des coûts d'entretien. Ceci entraînerait des économies annuelles de 116.000 dollars.

5.44 Le résumé des coûts et des avantages est le suivant:

Coûts	
Modernisation a/	$ 597.000
Augmentation des stocks (25.000 $/MW)	640.000
	$ 1.237.000
Avantages	
Economies de combustible	$ 187.000
Diminution des coupures	345.000
Diminution des dépenses d'entretien	116.000
	$ 648.000

a/ Y compris 15% du coût total de gestion et de préparation du programme.

On a calculé les avantages sur la base de la demande de 1985. Ces avantages augmenteront sensiblement avec la croissance de la demande. La valeur du manque à gagner sous-estime le coût économique des coupures. Si la période de remboursement des coûts est inférieure à deux ans, le taux de rentabilité économique est supérieur à 52%.

Les centrales de Toliara

5.45 Deux centrales électriques distantes de plusieurs kilomètres ont été construites pour desservir la ville de Toliara sur la côte sud-ouest de Madagascar. La puissance installée totale est de 14.900 kW. En 1985, ces centrales avaient un facteur de charge de 59% et une demande de pointe de 3.500 kW.

5.46 La centrale la plus ancienne, Toliara I, est située dans la ville du même nom et possède les groupes suivants:

(a) Un groupe rapide V-12 de 600 kW, qui ne fonctionne pas, faute de pièces de rechange. C'est le seul groupe restant de six groupes identiques, qui ont été mis à la retraite en raison des mauvais résultats qu'ils donnaient. Installé en 1976, c'est un groupe de type léger pour la traction locomotive qui n'est pas adapté à ce genre de service. Il faudrait également le mettre à la retraite.

(b) Deux groupes de 50 kW, installés en 1970 et 1979, dont l'un est actuellement en réparation.

(c) Deux groupes autonomes de 500 kW installés en 1980. Ces groupes sont refroidis par un radiateur et ont une consommation spécifique élevée.

5.47 La centrale de Toliara I possède deux réservoirs souterrains de stockage de combustible d'une capacité de 15 m^3. Ces réservoirs sont

âgés de 20 ans et on soupçonne qu'une partie du combustible qu'ils contiennent se perd dans le sol. On est en train d'enlever la terre qui les entoure, et de lui substituer une fosse en béton qui permettra de remplacer les réservoirs et offrira la possibilité d'en drainer l'eau, chose que l'on ne peut faire à l'heure actuelle. Cette centrale n'est munie d'aucun incinérateur pour brûler les déchets et soulève certains problèmes pour l'environnement du fait qu'elle est située en ville.

5.48 La centrale de Toliara II est située en dehors de la ville et est entrée en service en 1981 pour satisfaire la demande industrielle croissante. Elle est équipée de deux groupes de 4.500 kW et d'un groupe de 3.300 kW, qui marchent tous au fuel. La centrale permet un accès facile aux groupes et aux auxiliaires. Cependant, Toliara II ne peut pas démarrer à vide et Toliara I doit fonctionner afin de faire démarrer Toliara II.

5.49 Toliara II a encore de nombreux problèmes, ainsi qu'on peut le voir par les chiffres suivants. Depuis son entrée en service en 1981, sa durée de fonctionnement s'est élevée au total à 30.350 heures et sa durée d'immobilisation à 33.000 heures. Dans des conditions normales, la durée d'immobilisation ne devrait pas dépasser 15% de la durée de fonctionnement, ce qui dans ce cas devrait donner 4.500 heures. Ces problèmes proviennent des caractéristiques suivantes:

(a) Le système de traitement du combustible ne possède pas une capacité de décantation suffisante pour séparer l'eau et les impuretés du combustible avant qu'il ne pénètre dans le centrifugeur. Il faudrait également prévoir pour cette centrale un système analogue à celui suggéré pour la centrale de Mahajanga. De plus, les centrifugeurs de combustible de Toliara II ne fonctionnent pas, faute de pièces de rechange, et ont été remplacés temporairement par deux centrifugeurs pour lubrifiants. Or, ces centrifugeurs sont trop petits. De plus, ils ne sont pas disponibles actuellement pour le traitement des lubrifiants.

(b) L'alésage du cylindre, soit 280 mm, est l'alésage minimum requis pour brûler du fuel lourd efficacement et sans produire de conséquences néfastes, telles que l'encrassement excessif des chambres de combustion, des soupapes d'échappement et des pistons. Le groupe tourne à une vitesse élevée pour donner au fuel, à combustion lente, un temps suffisant pour brûler. Dans de telles conditions, le combustible doit être injecté sous forte pression et il doit y avoir un jeu très faible entre le plongeur de la pompe et la chemise. Cette particularité, à son tour, exige un excellent filtrage du combustible et du lubrifiant. Or, ce degré de filtrage n'existe pas, c'est pourquoi de nombreuses pompes à combustible ont grippé et tombent encore en panne, ce qui exige un remplacement prématuré des pompes.

(c) Le nettoyage et le remplacement des injecteurs devraient avoir lieu à des intervalles plus fréquents. On peut augmenter le nombre d'heures qui s'écoulent entre le nettoyage/remplacement en évitant les hautes pressions, c'est-à-dire en n'utilisant le groupe à pleine puissance uniquement après que le combustible a atteint sa température requise d'injection. Pour y parvenir, il faut vérifier régulièrement le réchauffeur de combustible et son système de contrôle pendant les cycles quotidiens de charge des groupes. De plus, il devrait exister un atelier d'entretien des injecteurs propre et bien équipé disposant d'un nombre suffisant de gicleurs de rechange. Selon les délais de livraison, il faudrait conserver un stock de 25 à 30 gicleurs pour le total de 44 cylindres qui existent à cette centrale.

(d) Toliara II ne dispose d'aucune installation pour évacuer convenablement les déchets d'huile et de combustible. Il faudrait installer un incinérateur, et une cuve pour recevoir l'huile usée. L'incinérateur devrait pouvoir brûler à la fois les déchets solides et liquides.

5.50 L'avenir de Toliara I, après la modernisation et la modification de Toliara II, dépendra dans une large mesure de la croissance de la demande d'électricité dans la région. En raison de la faible charge de base des week-ends et des jours de fête (1.400 kW) il est nécessaire de conserver Toliara I parce que la charge est trop faible pour les groupes à fuel de 3.300 et 4.500 kW de Toliara II. Il faudra soit utiliser Toliara I jusqu'à ce que la charge de base se rapproche de la puissance du groupe de 3.300 kW de Toliara II ou bien il faudra convertir temporairement ce groupe au gas-oil, ce qui lui permettrait d'alimenter des charges plus faibles et d'économiser sur le coût du combustible. Le problème de la faible charge sera également résolu dès que la demande de 900 kW de l'usine de textiles reprendra.

5.51 Le rapport défavorable qui existe entre la puissance installée de Toliara (14.900 kW) et la charge (3.500 kW de puissance de pointe) explique pourquoi le taux d'utilisation n'atteint que 14%. En ce qui concerne les pièces de rechange, l'amélioration de la situation permettrait à JIRAMA de transférer un groupe transportable de 500 kW (ou les deux groupes) de Toliara I pour le mettre temporairement en service dans d'autres régions telles que Nosy-Bé. Cela permettrait d'augmenter le taux d'utilisation et de réduire les frais d'exploitation en mettant fin, éventuellement, à l'exploitation de la centrale de Toliara I.

5.52 A Toliara, la disponibilité devrait s'améliorer et passer d'environ 70% à environ 87% par suite du programme de modernisation. Avec les chiffres de disponibilité actuels, la probabilité de pannes des trois groupes marchant au fuel atteint le chiffre élevé de 2,7%. Compte tenu des gros frais d'entretien des dernières années, la modernisation devrait entraîner des économies considérables de coûts d'entretien - environ 0,5 cent/kWh, soit une économie annuelle de 90.000 dollars, pour un niveau de production de 18 GWh. L'économie de gas-oil serait du même

ordre de grandeur qu'à Mahajanga, par rapport à la puissance de la centrale. Bien que les pannes soient moins fréquentes à Toliara en raison de l'excédent de puissance installée, les avantages économiques de la modernisation de Toliara sont analogues à ceux que nous avons calculés pour Mahajanga.

La centrale électrique de Nosy-Bé

5.53 La centrale de Nosy-Bé est située dans une petite île au large de la côte nord-est. Elle est dotée de sept groupes diesel d'une puissance installée totale de 2.230 kW. En 1985, le facteur de charge était de 51%, et la demande de pointe d'environ 1.300 kW. Les sept groupes marchent au gas-oil.

5.54 Les détails des groupes installés figurent au Tableau 5.3:

Tableau 5.3: GROUPES DE LA CENTRALE DE NOSY-BE

Numéro du groupe	Année d'installation	Puissance	Nombre de cylindres
		(kW)	
0501	1952	150	6
0502	1953	150	6
1202	1958	500	16
1203	1958	500	16
1204	1956	375	12
1205	1956	375	12
1411	1972	180	12

5.55 Sur ces sept groupes, quatre étaient hors service lors de la visite de la mission - les vilebrequins des groupes Nos 0502 et 1204 étaient cassés, le piston du groupe 1202 avait grippé et le groupe 1203 était en révision générale et attendait des pièces de rechange. Ceci laissait à la centrale une puissance de 1.105 MW, incapable de satisfaire la demande de pointe. Les données communiquées par JIRAMA indiquent que tous ces groupes sont en mauvais état et ont un taux de panne élevé, qui aboutit à des coupures partielles et parfois à un arrêt complet de la centrale.

5.56 Les problèmes de cette centrale sont causés par: (a) l'âge des groupes; (b) une absence de pièces de rechange; et (c) un nombre excessif de groupes et de modèles.

5.57 Six des sept groupes ont été installés pendant les années 50, et l'autre en 1972. Les groupes les plus anciens ont dépassé leur durée de vie économique et devraient être remplacés.

5.58 Cette situation accentue les besoins de pièces de rechange étant donné qu'un grand nombre ne sont plus fabriquées et ne peuvent être obtenues que par commande spéciale dont la fabrication exige un délai supplémentaire.

5.59 Le grand nombre de groupes et de cylindres (80), et la conception légère de ces groupes imposent une lourde charge au personnel d'entretien. Normalement, les groupes de conception légère, à forte charge, ont une durée de vie de 15 à 20 ans s'ils sont utilisés de 4.000 à 5.000 heures par an. A Nosy-Bé, l'âge moyen des groupes est de 28 ans. Le total de 90.000 heures de fonctionnement au cours des cinq dernières années comparé au total de 82.000 heures de panne pendant la même période donne une idée de l'état de ces groupes.

5.60 Il conviendrait de commencer immédiatement à remplacer ou à mettre à la retraite les groupes les plus anciens. Les chiffres de consommation spécifique de combustible des groupes modernes sont inférieurs d'environ 50 grammes/kWh, à la consommation moyenne actuelle (270 g/kWh net) de Nosy-Bé. Les économies de combustibles à elles seules rembourseraient donc presque le coût d'investissement de nouveaux groupes.

5.61 Pour le court terme, la mission recommande de transporter l'un des groupes de 500 kW de Toliara I à Nosy-Bé pour remplacer la puissance qu'elle a perdue, du fait des pannes de certains de ses groupes. Faute d'adopter cette mesure, et malgré les efforts de gestion de la consommation que font déjà les hôtels, on court le risque d'essuyer des pertes économiques plus nombreuses dans les pêcheries et de voir se développer une utilisation non économique des groupes de secours privés.

5.62 Il faudrait commander rapidement un nouveau groupe pour remplacer les trois groupes qui sont tombés en panne et le groupe portable de 500 kW de Toliara. Ce nouveau groupe devrait avoir six cylindres et une puissance d'environ 800 kW. Il devrait avoir une consommation spécifique nette de combustibles de 220 g/kWh. Ceci est à rapprocher du chiffre de 290 g/kWh du groupe portable de 500 kW et de celui de 269 g/kWh qui correspond à la consommation moyenne actuelle nette de la centrale.

5.63 La centrale électrique actuelle ne permet pas de faire les extensions exigées pour satisfaire l'augmentation future de la demande. Elle ne satisfait à aucune norme d'entretien: il n'y a pas de salle de contrôle, pas de bureau, pas d'atelier et aucun entrepôt convenable pour stocker les pièces de rechange et autre matériel. Elle est située en ville à un croisement où il n'existe aucune place pour construire de telles installations.

5.64 Pour surmonter ces difficultés, la mission recommande la construction d'une nouvelle centrale électrique située en dehors de la ville. Cette centrale devrait être conçue pour recevoir cinq groupes de

800 kW chacun, du même modèle que le groupe de 800 kW qui doit être installé dans la centrale existante. La nouvelle centrale devrait avoir au départ deux groupes de ce modèle, outre le groupe de 800 kW, qui serait transporté de l'ancienne centrale. L'ancienne centrale devrait alors être fermée et démolie. Jusque là, les quatre groupes anciens de la centrale actuelle devraient rester en service. La nouvelle centrale devrait être prête dans trois ans environ; les groupes restants de la centrale actuelle (1.555 MW au total) seront alors âgés de 32 à 34 ans. La nouvelle centrale devrait également être équipée d'un atelier et d'un magasin pour stocker l'équipement et le matériel de transport et de distribution.

5.65 Les groupes de la nouvelle centrale devraient utiliser du gas-oil. Etant donné la différence de 80 dollars la tonne entre le prix du gas-oil et celui du fuel lourd, l'économie éventuelle de combustible ne justifie pas l'investissement supplémentaire qu'il faudrait mettre en place pour le traitement du fuel les coûts supplémentaires d'entretien ainsi que le coût de la puissance installée supplémentaire requise pour compenser la moindre disponibilité des groupes marchant au fuel tant que la production annuelle sera inférieure à 10^7 kWh. Tout agrandissement de la centrale au-delà de la puissance de 4.000 kW devrait se faire par l'installation de groupes plus puissants. A cette occasion, il faudrait songer à installer un système de traitement du fuel d'une capacité suffisante pour alimenter à la fois les groupes de 800 kW et le groupe ou les groupes plus puissants.

5.66 Le coût d'investissement d'une nouvelle centrale, y compris 5 groupes de 800 kW, le tableau, les transformateurs, les ateliers mécaniques et électriques, les entrepôts et les bureaux est estimé à 3,9 millions de dollars.

5.67 Le premier stade de la construction (3 x 800 kW) coûterait environ 1,9 million de dollars. La réinstallation du groupe de 800 kW de l'ancienne centrale à la nouvelle centrale coûterait environ 100.000 dollars. (Le coût de ce groupe n'est pas inclus dans le coût de 1,9 million de dollars de la nouvelle centrale).

5.68 A part l'installation du groupe de 500 kW transporté de Toliara et du nouveau groupe de 800 kW, il conviendrait de limiter la modernisation de la centrale actuelle de Nosy-Bé au minimum, en raison de la construction envisagée de la nouvelle centrale. Une variante possible du schéma envisagé plus haut serait la construction rapide du nouveau bâtiment dans lequel on installerait directement un ou deux nouveaux groupes ainsi que, temporairement, deux ou trois des meilleurs groupes de la centrale actuelle.

Analyse économique de la modernisation de Nosy-Bé

5.69 Etant donné que la puissance de pointe de la centrale est de 1.300 kW, qu'elle dure trois heures par jour, et qu'elle exige que le groupe portable fonctionne à pleine charge et que la charge de base de la

centrale est de 800 kW, que le nouveau groupe fonctionnerait 7.000 heures par an à 800 kW (770 kW net), l'économie de combustible serait de 245 tonnes par an. 11/

5.70 Compte tenu d'un coût économique de capacité de 87 dollars par kW par an (fondé sur un coût d'investissement de 650 dollars/kW, un amortissement sur 20 ans, un taux d'actualisation de 12% qui donne une annuité de 0,134), le prix du gas-oil auquel l'économie de coût du combustible serait égale au coût de capital du nouveau groupe serait donné par: p(dollars/t) x 245 = 87 dollars/kW x 800 kW, soit p = 284 dollars/t. Ce coût n'est pas beaucoup plus élevé que le coût économique du gas-oil livré à Nosy-Bé. Ceci signifie que le coût du nouveau groupe de 800 kW serait pratiquement payé par la seule économie de combustible. Avec un coût du gas-oil de 250 dollars/t l'économie annuelle serait de 61.250 dollars.

5.71 Le nouveau groupe aurait un coût d'entretien d'environ 0,5 cent/kWh, soit près de 0,85 cent/kWh de moins que la moyenne de la centrale de l'année dernière (à l'exclusion des taxes). Avec une production nette de 5 GWh pour le nouveau groupe, ceci signifierait une économie d'environ 46.000 dollars par an, soit environ les deux tiers du coût annuel equivalent à l'investissement du nouveau groupe. De plus, une puissance manquante de 300 kW pendant trois heures de pointe par jour, et 260 jours par an, se traduirait par un manque à gagner d'environ 50.000 dollars (sans mentionner les pertes économiques dues aux coupures).

5.72 Les économies annuelles seraient alors les suivantes:

Combustible:	61.500 dollars
Exploitation et entretien:	46.000
Recettes:	50.000
TOTAL:	157.500

Le programme envisagé prévoirait 726.000 dollars pour la modernisation (y compris 8% du coût total de gestion et de préparation du programme) et environ 70.000 dollars pour le stock de pièces de rechange. Etant donné que les estimations des avantages sont extrêmement prudentes et se fondent sur la consommation actuelle, le taux de rentabilité serait bien supérieur à 20%. Du seul point de vue de la réduction des coûts d'exploitation, le taux de rentabilité serait de 14%. Ceci fait ressortir la valeur du remplacement des anciens groupes, indépendamment des avantages liés à une diminution des coupures de courant.

11/ 7.000 heures x [770 kW x (0,270-0,220) x 21/24 + 530 kW x (0,290-0,270) x 3/24] = 245 tonnes par an.

VI. LA PRODUCTION HYDRAULIQUE

Introduction et résumé

6.1 La production hydraulique s'est inscrite pour 68% de la production totale de Madagascar en 1985, et 99% de la production de la Zone Interconnectée. La puissance installée des centrales plus anciennes (à l'exclusion d'Andekaleka et de Namorona) représente 41,9 MW sur une puissance hydraulique installée totale de 106 MW. La mission a visité quatre de ces centrales plus anciennes, dont la puissance totale s'élève à 39,7 MW:

Antelomita (ZI):	8,8 MW;
Mandraka (ZI):	24 MW;
Volobe (Toamasina):	6,8 MW;
Vatomandry (région de Toamasina):	170 kW.

La liste des centrales hydro-électriques figure au Tableau 6.1.

6.2 La construction des centrales d'Antelomita et de Volobe remonte aux années 30, de même que celle de deux autres centrales que n'a pas visitées la mission (Manandona, 1,6 MW, à Antsirabe, et Manandray, 0,45 MW, à Fianarantsoa). Certaines des centrales plus anciennes ont été révisées pendant les années 50, mais un certain nombre de leurs composants sont encore les composants d'origine.

6.3 La mission a constaté que les centrales qu'elle avait visitées étaient généralement bien entretenues. Elle a cependant rencontré de nombreux problèmes liés à leur âge. Les tableaux, l'instrumentation et le matériel de contrôle ont besoin d'être sérieusement révisés ou remplacés, et des problèmes sérieux sont apparus au niveau des arbres et des roulements de certaines turbines. La roue du groupe de 640 kW d'Antelomita ne peut pas fonctionner. Par ailleurs, compte tenu de l'âge du matériel, il devient difficile de trouver des pièces de rechange.

6.4 Il faut également faire certains travaux de génie civil pour éviter les fuites et préserver les barrages. A Mandraka, le canal qui amène l'eau du réservoir principal devrait être élargi afin qu'un débit suffisant parvienne à la centrale pour lui permettre d'atteindre sa pleine puissance de 24 MW au lieu du maximum actuel de 20 MW.

6.5 A en juger par les cas de Volobe et de Vatomandry, les lignes de transport sont sujettes à des incidents fréquents et il conviendrait d'améliorer la protection contre la foudre. Des pertes élevées peuvent également limiter la production livrée par la centrale. La rénovation des lignes de transport permettrait d'améliorer la fiabilité du service et de réduire le besoin d'une coûteuse réserve thermique.

Tableau 6.1: CENTRALES HYDRO-ELECTRIQUES DE MADAGASCAR

Centrale	Type	Nbre d'unités	Puissance par unité (kW)	Date d'entrée en service	Puissance installée (kW)	Puissance Disponible (kW)	Production c/ moyenne (GWh p.a.)	Production a/ d'année sèche (GWh p.a.)
1. Centrales hydro-électriques								
A. Réseau interconnecté								
Antelomita	Francis	6	6 x 1.360	1930-58	8.160	8.000	50	29
		1	1 x 640		640			
Mandraka	Pelton	4	4 x 6.000	1 - 04/56	24.000	20.000	81	57
				2 - 04/56				
				3 - 11/66				
				4 - 05/71				
Manandona	Francis	2	2 x 480	1 - 1932	960	960	12	10
				2 - 1932				
		1	1 x 640	3 - 06/60	640	640		
Andekaleka	Francis	2	2 x 29.000	1 - 06/82	58.000	58.000	500	427
						(Année sèche 44.000)	643	523
B. Centres isolés								
Ankazobe	Francis	1	1 x 50	1959	50	--	0,05	--
Ambohimidana	Francis	1	56	--	56	--	0,07	--
C. Zones extérieures								
Tamasina (Volobe) b/	Francis	4	3 x 1.520	1931	6.760	5.760	45 d/	45
			1 x 2.200	1971				
Vatomandry	Francis	3	1 x 90	1953	170	90	0,3	0,3
			2 x 40	1953				
Namorona	Francis	2	2 x 2.800	1980	5.600	5.600	25	25
Manandray	Francis	3	2 x 140	1932	450	450	1,5	1,5
			1 x 170	1963				

a/ Année sèche (valeurs de 1978 pour le réseau interconnecté).
b/ Actuellement en réparation.
c/ Année hydrologique moyenne.
d/ Avec les limites de puissance actuelles.

6.6 La centrale de Volobe a été gravement endommagée par un cyclône peu après la visite de la mission, et ne figure pas dans le programme envisagé ici, étant donné qu'un financement distinct des réparations nécessaires en cours.

6.7 Dans la Zone interconnectée, la situation actuelle de surcapacité hydraulique 12/ signifie que de coûteuses améliorations de rendement ne présenteraient guère d'intérêt à court terme, bien que de telles améliorations puissent avoir une grande valeur à moyen terme. Cependant, la révision des tableaux, de l'instrumentation et du matériel de contrôle, ainsi que la réparation des barrages, sont essentielles pour préserver la durée de vie économique des ouvrages. Par ailleurs, la marge de puissance qui existe actuellement permet de faire des travaux qui exigeraient la mise hors service des centrales - tels que l'élargissement du canal de Mandraka - sans encourrir des pénalités importantes. L'arbitrage entre les nécessités à court terme et les options d'amélioration à moyen terme devra être examiné avec soin lors de la préparation du programme de rénovation.

6.8 Les petites centrales des centres isolés (Ankazobe et Ambohimidana, d'une puissance totale de 106 kW) ainsi que celle de Manandray, 450 kW, près de Fianarantsoa et celle de Vatomandry (170 kW, Toamasina) ont également besoin de réparations. La centrale de Manandray, cependant, est rarement utilisée depuis l'entrée en service de celle de Namorona, et le cas de Vatomandry est loin d'être clair. La centrale de Vatomandry est une petite centrale d'accès difficile, et elle est située à 30 km de la ville où la demande de pointe est de 100 kW, et dans laquelle la croissance de la demande est limitée. La centrale et la ligne sont en mauvais état et leur modernisation complète exigerait un investissement très substantiel. Il conviendrait d'envisager, à titre d'alternative, l'installation de deux ou trois groupes diesel de 50 kW chacun. Afin de ramener les coûts au minimum, les travaux exigés par les petites centrales devraient de préférence être effectués au fur et à mesure des besoins, sous forme de réparations et de remplacements effectués sur place par le personnel de JIRAMA.

6.9 La mission a identifié et préparé un programme pour aider JIRAMA à rénover les centrales hydro-électriques. Les termes de référence des travaux requis figure à l'Annexe 3. Le programme envisagé comporterait une inspection complète des centrales et des lignes de transport dans les buts suivants:

(a) pour mettre au point et exécuter un Programme de Réparations Essentielles (PRE) indispensable pour conserver l'intégrité des ouvrages;

12/ La puissance installée disponible des centrales hydro-électriques dépasse actuellement de près de 40 MW (80 %) la demande de pointe.

(b) pour évaluer la faisabilité, les coûts et les avantages attendus de mesures destinées à améliorer le rendement ou la capacité de pointe des centrales et un calendrier préliminaire approprié pour exécuter ces travaux;

(c) pour établir des niveaux minimums souhaitables de pièces de rechange;

(d) pour conseiller sur la meilleure conduite à suivre pour les centrales de Vatomandry et de Manandray.

Le programme envisagé prévoirait aussi une formation dans les domaines de la technologie, de l'exploitation et de l'entretien des centrales hydro-électriques.

Améliorations possibles du rendement des centrales hydro-électriques du réseau interconnecé

6.10 Les centrales hydro-électriques d'Andekaleka et de Manandona sont des centrales au fil de l'eau. Elles fournissent au réseau interconnecté une puissance de base de 59,6 MW. Les centrales d'Antelomita et de Mandraka sont des centrales de pointe qui bénéficient de grands réservoirs situés en amont. Leur puissance totale n'est que de 28 MW, mais pourrait être facilement portée à 32,8 MW, si les limitations actuelles étaient éliminées. A l'avenir, l'installation d'une turbine supplémentaire (29 MW) à Andekaleka augmenterait le volume d'énergie et la puissance de base pendant la saison des pluies; cependant, la contribution de cette turbine en terme de puissance garantie pendant la saison sèche, resterait limitée, du moins jusqu'à l'entrée en service du barrage de régulation d'Ankohotra.

6.11 Dans le cadre de ces tendances générales du développement du réseau interconnecté, il semble que le rôle d'Antelomita et de Mandraka changera considérablement par rapport à ce qu'il était pendant la période "pré-Andekaleka". Leurs capacités de pointe et de stockage saisonnier présenteront une grande valeur, et l'amélioration de leur puissance de pointe pourrait s'avérer une option très intéressante.

6.12 La plupart des études entreprises récemment indiquent que la puissance garantie disponible à la pointe sera le principal goulet d'étranglement du système. Avec la puissance de pointe actuelle des centrales hydro-électriques, ceci indiquerait la nécessité d'un complément thermique aux heures de pointe. Ce dernier serait fourni par le matériel diesel existant à un premier stade, et, plus tard, par des groupes de pointe supplémentaires tels que des turbines à gaz. La principale valeur de la modernisation des centrales d'Antelomita et de Mandraka proviendra donc surtout d'une augmentation de la puissance de

pointe. 13/ Des améliorations du rendement énergétique contribueront également à accroître l'énergie hydro-électrique disponible pendant la journée les jours de semaine, ce qui présentera plus tard une certaine valeur, alors qu'il est probable que la valeur de l'énergie de nuit et de week ends restera minimale pendant longtemps.

6.13 Il est possible que l'âge du matériel exige des réparations ou des remplacements non négligeables pour fournir la puissance nominale actuelle avec un degré de fiabilité adéquat, et les remplacements par du matériel plus performant pourraient apporter une puissance supplémentaire à peu de frais.

6.14 Seule une inspection détaillée des divers composants des centrales permettra de préciser la faisabilité techniques des diverses options propres à améliorer le rendement ou la puissance de pointe. Ceci permettra également de préparer un Programme d'Amélioration des Performances (PAP) dont la mise en oeuvre sera évaluée au cours de l'établissement du plan de développement optimal. Ceci permettra également d'assurer la cohérence entre le Programme de réparations essentielles à court terme et le programme d'action à moyen terme. Ceci permettra de définir les travaux qui peuvent être remis jusqu'à l'exécution du Programme d'amélioration des performances, ou au contraire, les améliorations qu'il faudrait faire dès maintenant et incorporer au Programme de réparations essentielles.

6.15 Etant donné l'âge du matériel, il est probable que l'on pourrait améliorer le rendement à concurrence de 8% grâce à des améliorations telles que le remplacement des roues de turbine par des modèles de haut rendement, ou le rebobinage des alternateurs. Comparées au simple rétablissement de la pleine puissance de la centrale de Mandraka et d'Antelomita (32,8 MW), ces mesures produiraient une puissance supplémentaire de l'ordre de 2,6 MW.

6.16 Même en l'absence d'un investissement spécifique dans des groupes plus puissants (suréquipement), la puissance de pointe sera augmentée par le remplacement de la roue défectueuse de 640 kW d'Antelomita et le rétablissement de la puissance de la turbine de 1.360W d'Antelomita II, actuellement limitée à 1.200 kW.

6.17 L'élargissement du canal de Mandraka, et le remplacement de la roue d'Antelomita ajouteraient 4,64 MW pour un coût de 135 dollars/kW, ce qui est près de cinq fois moins que le coût de la puissance diesel. En supposant que l'on utiliserait du gas-oil si l'on n'avait besoin de puissance thermique que pendant 780 heures par an (3 heures par jour, 5 jours par semaine) et que le coût économique du gas-oil serait de 250 dollars la tonne livré à Antananarivo (environ 5,6 cents/kWh), ceci

---

13/ A l'origine, lors de la conception de la centrale de Mandraka, la possibilité d'ajouter un cinquième groupe avait été envisagée.

entraînerait une économie de combustible de 44 dollars par an par kW hydro-électrique supplémentaire disponible à la pointe. Ceci signifierait un taux de rentabilité de 32% pour de telles augmentations de la puissance de pointe à 135 dollars/kW. Il conviendrait de terminer ces opérations au plus tard dès que la production thermique à la pointe redeviendrait nécessaire. Etant donné la pénalité croissante en termes de coût de combustible qu'il faudrait payer pour compenser l'indisponibilité liée à l'élargissement du canal de Mandraka (cette centrale représente, à elle seule, près de la moitié de la puissance de pointe actuelle du réseau interconnecté), et la possibilité de réaliser des économies de combustible plus importantes en cas d'années sèches, il est très probable qu'il faille entreprendre ces travaux dans un avenir relativement proche et avant le moment auquel la production thermique redeviendra nécessaire à la pointe. 14/ Les possibilités d'augmenter la puissance de pointe des centrales d'Antelomita et de Mandraka pour un coût supplémentaire de 300 dollars/kW (par rapport au simple remplacement) donneront un taux de rentabilité de plus de 14%, uniquement en termes d'économies de combustible à la pointe. Si on donne à la puissance de pointe une valeur de 90 dollars/kW par an (coût économique d'une turbine à gaz avec un taux d'actualisation de 12%) en plus des économies de combustible, l'augmentation de la puissance de pointe des centrales hydro-électriques (sans augmentation de la production d'énergie) présenterait de l'intérêt jusqu'à un coût d'environ 1.100 dollars/kW (si cette augmentation a lieu lorsqu'une puissance de pointe supplémentaire devient nécessaire). A condition qu'elles soient techniquement faisables, des augmentations de puissance importantes pourraient alors offrir une option intéressante à moyen terme, notamment si des remplacements importants semblent justifiés dans un avenir proche.

Estimations de coûts du programme

6.18 Les estimations préliminaires des coûts du programme de modernisation des centrales hydro-électriques sont les suivantes:

14/ Un paramètre important étant la durée pendant laquelle la centrale doit être mise hors service pour faire les travaux. Avec une croissance de 5,5 % pour la puissance de pointe et l'addition de 13 MW de chaudières électriques au moment de la pointe, l'arrêt de Mandraka exigerait 9 MW de production thermique à la pointe en 1990. Avec un gas-oil à $250/t, une consommation spécifique de 245 g/kW, et trois heures de fonctionnement, compenser l'arrêt de Mandraka coûterait alors $1.650 par jour. Avec la même hypothèse de croissance de la demande et la capacité hydraulique actuelle, un complément thermique à la pointe devient nécessaire en 1993, avec des conditions hydrologiques moyennes et tous les groupes hydrauliques disponibles.

	Coût en monnaie nationale	Coût en devises	Total
Programme de réparations essentielles			
- Etude et ingéniérie	2	138	140
Total	2	138	140
- Antelomita (8,0 MW)			
Révision Turbines	25	450	475
Inspection des conduites forcées et des vannes	5	--	5
Réservoirs et barrages	15	20	35
Révision alternateurs	20	150	170
Matériel électrique	20	125	145
Pièces de rechange	--	200	200
Services professionnels (total)	10	80	90
Imprévus (15%)	15	140	155
Total	110	1.165	1.275
- Manandona (1,6 MW)			
Révision Turbines	20	200	220
Inspection des conduites forcées et des vannes	5	--	5
Barrages	10	10	20
Révisions alternateurs	15	150	165
Contrôle électrique	3	25	28
Transformateurs	2	10	12
Pièces de rechange	--	60	60
Services professionnels (total)	--	30	30
Imprévus (15%)	10	70	80
Total	65	555	620
TOTAL	177	1.858	2.035
Programme futur d'amélioration des performances (calendrier à confirmer)			
- Canal de Mandraka	320	140	460
Imprévus (15%)	50	20	70
Total	370	160	530
- Autres	130	3.500	3.630
TOTAL	500	3.660	4.160

6.19 Le coût des réparations essentielles se fonde sur celui de révisions complètes de centrales analogues. Le coût estimé pour les futures améliorations des performances suppose uniquement le remplacement des roues de turbines, le rebobinage des alternateurs, le remplacement de transformateurs à Manandona, Antelomita et Mandraka (amélioration de rendement de l'ordre de 8%), c'est-à-dire pas de suréquipement majeur. Ces coûts sont des ordres de grandeur et devraient être mieux définis par l'étude préparatoire, suite à une inspection détaillée du matériel et une évaluation de la faisabilité technique et économique des diverses options qui permettraient d'augmenter la puissance des centrales. Le programme de réparations essentielles devrait être terminé en moins de deux ans. Il faudra peut-être effectuer l'élargissement du canal de Mandraka à la fin de cette période. On peut supposer que les autres améliorations ne seront pas nécessaires avant 1990.

Résultats détaillés des visites des centrales

Antelomita I et II

6.20 La centrale d'Antelomita est située sur le fleuve Ikopa à 36 km environ à l'est d'Antananarivo. Deux centrales ont été construites à 2 km environ l'une de l'autre pour profiter d'une chute du fleuve. Ces deux centrales sont bien exploitées et bien entretenues et sont dans le meilleur état possible, compte tenu de leur age et des contraintes budgétaires.

6.21 Antelomita I (en amont) a été construite en 1905 et rénovée en 1952. Elle contient trois groupes intallés en 1952 dont chacun a une puissance de 1.360 kW (1.700 KVA). Elle est également dotée d'une turbine et d'un alternateur de plus faible puissance, soit 640 kW (850 KVA) installé en 1918 et complètement remis en état en 1952. Antelomita II (en aval) a été construite en 1930 et contient également trois groupes de 1.360 kW chacun. Deux de ces groupes ont été installés en 1930 et le troisième en 1951. La puissance nominale totale d'Antelomita est de 8.800 kW, mais en raison de l'état du groupe de 640 kW d'Antelomita I et d'un des groupes de la centrale aval, on considère que la capacité effective n'est que de 8,0 MW. Avec un débit d'environ 30 m^3/s, Antelomita produit 50 GWh pendant en année moyenne. La puissance garantie en année sèche est de 29 GWh.

6.22 Chaque centrale est dotée d'un petit réservoir utilisé pour suivre la charge journalière (1,25 x $10^6 m^3$ en amont, 0,25 x $10^6 m^3$ en aval). Ces réservoirs ne présentent guère d'intérêt du point de vue du stockage saisonnier. Un grand réservoir saisonnier, Tsiazampaniry, a été construit en amont en 1956 et sa capacité est de 210 x $10^6 m^3$. Ce réservoir est utilisé pour la production d'électricité, mais son objet principal est d'assurer l'irrigation et de lutter contre les inondations. Etant donné la faible capacité du réservoir aval et la puissance installée plus importante de la centrale amont, l'utilisation à

pleine puissance de la centrale amont est susceptible de provoquer un déversement à la centrale aval.

6.23 Les principaux problèmes d'Antelomita I sont les suivants:

(a) Le groupe de 640 kW ne fonctionne plus depuis août 1985 en raison de la cavitation avancée de la roue de turbine. Il faudrait installer une nouvelle roue pour que le groupe retrouve sa puissance nominale.

(b) Les contrôles électriques et les tableaux de la centrale sont très anciens, et il devient difficile d'obtenir des pièces de rechange.

(c) De légères fuites se produisent au barrage principal. Il faudrait réparer les fissures et/ou procéder à la réfection de la face amont du barrage.

6.24 A Antelomita II, les principaux problèmes sont les suivants:

(a) Le mauvais alignement de l'axe de l'un des trois groupes l'empêche de fonctionner à plus de 1.200 kW en raison des vibrations qui deviennent alors excessives.

(b) Les contrôles électriques et le tableau de la centrale ont besoin d'une révision complète.

(c) De grosses fuites se sont produites dans le barrage principal et il est indispensable de refaire son revêtement. Il faut refaire les joints d'étanchéité des vannes principales qui ne peuvent pas fermer convenablement.

6.25 Le coût des réparations essentielles de la centrale d'Antelomita est estimé à 1.175.000 dollars, dont 110.000 dollars seraient en monnaie nationale.

Mandraka

6.26 La centrale de Mandraka est située le long du fleuve du même nom à 36 km à l'est environ d'Antananarivo. Construite en 1955/56, la centrale est relativement moderne et est apparemment en bon état. Elle se compose d'un petit barrage et d'ouvrages de prise d'eau, d'un tunnel de 750 m et d'une conduite forcée avec une hauteur de chute brute de 250m, ainsi que d'une centrale électrique contenant quatre turbines Pelton et des alternateurs de 6 MW.

6.27 Le réservoir au-dessus du barrage de prise d'eau est très petit et peut se vider en une heure quand les turbines fonctionnent à pleine charge. Le débit garanti du fleuve n'est que de 2 m^3/s, mais il existe un grand réservoir (Mantasoa, 122 MMm^3 brut, 70 MMm^3 net) dans un bassin versant adjacent, à 15 km en amont environ. Ce réservoir alimente la

centrale de Mandraka par un petit canal de dérivation d'environ 5 km de long qui se déverse dans le fleuve en amont de la centrale.

6.28 Les quatre turbines sont des roues Pelton fabriquées par Vevey et installées entre 1956 et 1970. Les turbines et les alternateurs sont en bon état.

6.29 Les contrôles électriques et le tableau de la centrale sont également en bon état, mais après 30 ans d'utilisation un certain remplacement de matériel est en cours. Une ligne de 60 kV transporte l'énergie au réseau interconnecté.

6.30 Le principal problème de la centrale est le canal qui ne peut pas livrer suffisamment d'eau pour maintenir le niveau du réservoir quand toutes les turbines fonctionnent à pleine charge. Les inondations et l'érosion qui se produisent le long du canal sont les principales difficultés.

6.31 On ne considérait pas autrefois que l'élargissement du canal était nécessaire, mais la valeur du rétablissement de toute la puissance de pointe de la centrale augmentera sensiblement. Etant donné qu'Andekaleka est une centrale au fil de l'eau, la centrale de Mandraka sera appelée à jouer un rôle essentiel pour fournir la puissance de pointe au réseau interconnecté. L'élargissement du canal s'impose donc, étant donné que la puissance de pointe supplémentaire de 4 MW serait très précieuse. Les possibilités d'augmenter encore la puissance de pointe de la centrale de Mandraka devraient également présenter un intérêt économique certain.

6.32 La modernisation de la centrale de Mandraka pose un problème: à savoir, le moment à choisir pour faire les travaux. Aujourd'hui, du fait de la surcapacité, on peut fermer Mandraka sans que cela nécessite l'appel aux centrales thermiques, mais cette possibilité ne durera pas indéfiniment. Déterminer le moment le plus propice à l'exécution des travaux, nécessite un arbitrage entre les dépenses de combustible nécessaires pour compenser l'arrêt de la centrale et l'intérêt que présente l'augmentation de sa capacité de pointe.

Manandona

6.33 La centrale de Manandona est située au sud-est d'Antsirabe et alimente le réseau interconnecté. C'est une centrale au fil de l'eau de 2 x 480 kW + 1 x 640 kW dont les deux premières turbines ont été installées en 1932. La mission n'a pas eu le temps de visiter cette centrale, mais les entretiens qu'elle a eus avec le personnel de JIRAMA ont révélé l'existence de certains problèmes importants. Un montant de 620.000 dollars a été retenu pour les réparations essentielles.

Vatomandry

6.34 La centrale hydro-électrique de Vatomandry est située sur le fleuve Ibéfitra à 30 km environ à l'ouest du village de Vatomandry. La demande de pointe a oscillé entre 97 et 113 kW ces dernières années. La production nette a légèrement diminué depuis 1980, elle est proche actuellement de 300 MWh par an. Le facteur de charge est d'environ 33%.

6.35 Outre la centrale hydro-électrique de 170 kW, ce secteur dispose d'une centrale diesel de 100 kW installée en 1962. La consommation spécifique de combustible de la centrale diesel est très élevée (400 g/kWh). En raison des difficultés de plus en plus nombreuses rencontrées à la centrale hydro-électrique, et malgré une légère diminution de la production totale, la part de la production thermique est passée de 10% en 1980 à 17% aujourd'hui. La centrale hydro-électrique est en mauvais état, et en l'absence d'une rénovation très importante elle deviendra de moins en moins fiable. Dans ce cas, une capacité diesel de 150 à 200 kW deviendrait nécessaire.

6.36 Construite en 1953 la centrale hydro-électrique contient trois groupes Francis horizontaux, dont deux ont des puissances de 40 kW et un une puissance de 90 kW. La roue de la grande turbine est neuve, et les roues des deux petites unités sont apparamment en bon état. Les alternateurs Leroy Sommer sont également en bon état, mais les régulateurs ne sont pas sûrs et devraient être ajustées et révisées. Des modifications ont été récemment apportées aux vannes pour empêcher les turbines d'être inondées.

6.37 Le matériel électrique de la centrale est en très mauvais état et présente un grand risque pour la sécurité. Le montage des contrôles est tel qu'une unité seulement peut fonctionner à la fois, ce qui réduit sensiblement la capacité de production de la centrale. Etant donné que la demande de pointe dépasse la puissance de la grande turbine, il faut faire appel à la production thermique lorsque cette turbine n'est pas disponible.

6.38 Le barrage principal et la chambre de prise d'eau ont été reconstruits en 1985, mais il faut combler les fissures en dessous du déversoir pour réduire les fuites. En périodes de sécheresse, les fuites sont probablement assez graves pour ne laisser qu'un débit turbinable minimum.

6.39 La conduite forcée (1 m de diamètre, 380 m de long) construite partiellement en béton et partiellement en acier, présente de nombreuses fuites. Elle a besoin de grosses réparations, ou, de préférence, d'être remplacée.

6.40 Une ligne de transport de 10 kV, de 24 km de long, relie la centrale au village de Vatomandry. Cette ligne est en très mauvais état, et un grand nombre d'isolateurs et de conducteurs ont besoin d'être remplacés. Il n'est pas sûr que la ligne puisse transporter la totalité

des 170 kW de puissance nominale de la centrale rénovée. Les incidents sur cette ligne s'élèvent à 8 ou 10 par an en moyenne.

6.41 Cette centrale est très isolée, d'un accès extrêmement difficile, et ne possède aucun matériel de télécommunication. Ceci prolonge la durée des coupures.

6.42 Les principaux problèmes de cette centrale sont les suivants:

(a) Il y a de grosses fuites d'eau sous le barrage, et des travaux de reconstruction s'imposent.

(b) La conduite forcée a besoin de réparations importantes ou d'être complètement remplacée.

(c) Le matériel électrique de la centrale est vétuste et devrait être remplacé.

(d) Les régulateurs ne sont pas sûrs et devraient être révisés.

(e) La ligne de transport n'est pas sûre, et a besoin d'être considérablement rénovée. Il faudrait un minimum de matériel de télécommunication.

6.43 Le coût de la modernisation est estimé à 308.000 dollars, ventilés de la façon suivante:

	Coût en monnaie nationale	Coût en devises	Total
Réservoir et barrage	8	8	16
Conduite forcée	8	85	93
Transformateurs et matériel électrique	2	20	22
Turbines	4	51	55
Ligne de transport	4	36	40
Services professionnels	10	30	40
Imprévus	7	35	42
Total	43	265	308

De plus, il faudrait environ 15.000-30.000 dollars de pièces de rechange. A l'exclusion de ces dernières, le coût de la modernisation correspondrait à 1.900 dollars/kW environ. Avec un taux d'actualisation de 12% et une production annuelle moyenne de 350 MWh (plus élevée que la production totale actuelle de 300 MWh), le coût du kWh serait d'environ 10,6 cents, en supposant une durée de vie illimitée et un coût d'exploitation et d'entretien nul.

6.44 En revanche, 150 kW de capacité diesel neuve coûteraient environ 75.000 dollars (répartie en deux ou trois groupes; la charge de base est d'envrion 30-40 kW et, par conséquent, un groupe de plus de 50 kW n'est pas recommandé). L'amortissement économique annuel (taux d'actualisation de 12% sur 15 ans) serait équivalent à 3,1 cents/kWh. Avec une consommation spécifique de 250 g/kWh, le coût économique du gas-oil (à l'exclusion des taxes et des droits) devrait dépasser 300 dollars/t pour justifier l'investissement dans la centrale hydro-électrique (en ne tenant pas compte des différences de coûts d'exploitation et d'entretien, qui plaideraient probablement en faveur de la solution diesel). Le coût de livraison du gas-oil devrait être faible, étant donné la proximité relative de Toamasina, et avec un prix c.a.f. du gas-oil de 200 dollars/t à Toamasina, une modernisation complète de la centrale et de la ligne ne semblent pas présenter un grand intérêt à ce stade par rapport à l'achat de deux ou trois groupes diesel à bon rendement de 50-75 kW. En plus des nouveaux groupes diesel, on pourrait conserver le groupe existant comme groupe de secours. On pourrait faire des réparations modestes à la centrale hydraulique et à la ligne de transport, selon les besoins, pour continuer à faire des économies de combustible. Pour ramener les coûts au minimum, JIRAMA devrait, de préférence, se charger de ces réparations et ne faire que celles qui sont absolument nécessaires.

Volobe

6.45 Après la visite de la mission, un cyclone a inondé la centrale causant des dégâts considérables aux quatre groupes. L'état de la centrale, tel qu'il est décrit dans ces pages, est celui que la mission a constaté au moment de sa visite.

6.46 La centrale de Volobe est située sur le fleuve Ivondro à 56 km environ à l'Ouest de Toamasina. Cette centrale se compose d'un barrage déversoir et d'ouvrages de prise d'eau, d'un canal de prise d'eau d'environ 1 km, d'une chambre de mise en charge, et de deux conduites forcées de 200 m. La centrale contient trois turbines de 1.500 kW et une turbine de 2.200 kW. Volobe produit en moyenne 24 GWh par an. Les trois petites turbines sont des modèles Escher-Wyss, alors que la grande est une turbine Neyrpic.

6.47 Cette centrale a été construite à l'origine en 1931, mais a été partiellement démolie par des crues en 1956. Après l'avoir reconstruite, on l'a protégée contre les crues par un nouveau mur de protection bâti autour de la centrale. Les turbines et les alternateurs ont également été renovés à cette époque. La variabilité du débit a augmenté ces dernières années, et des crues se produisent plus fréquemment; ceci est apparemment lié au déboisement en amont.

6.48 Volobe est une centrale au fil de l'eau. La conception de la centrale permet de lui ajouter un cinquième groupe de 2.200 kW. Le débit garanti du fleuve est de 50 m^3/s, largement supérieur à la puissance

actuelle des turbines, soit 26 m^3/s, ainsi qu'aux 34 m^3/s éventuels avec une cinquième turbine. Avec un retour à la puissance nominale et une cinquième turbine Volobe pourrait fournir de manière garantie plus de trois fois la production de 1984.

6.49 Le système de contrôle a été installé en 1956 et a besoin d'être révisé, les pièces détachées sont difficiles à obtenir et l'entretien pose un problème. La climatisation de la salle de contrôle devrait être améliorée.

6.50 Deux lignes de transport de 35 kV amènent l'énergie à Toamasina, troisième centre de consommation du pays par ordre d'importance, situé à 30 km environ.

6.51 Les principaux problèmes qui ont été identifiés pendant la visite du site étaient les suivants:

(a) Il est nécessaire d'installer quelques gabions, de combler les fissures et de faire des travaux de génie civil le long de sections vulnérables du canal de prise d'eau.

(b) Deux des petites turbines ont des problèmes de roulement, qu'il faudra éliminer pour permettre la sécurité des opérations quand les turbines fonctionnent à pleine charge.

(c) On a décelé des fuites au niveau des vannes de turbines.

(d) Le régulateur de vitesse de la turbine 4 présente des problèmes de contrôle dont la solution s'est révélée difficile.

(e) Il conviendrait d'examiner la turbulence qui se produit dans le dessableur et dans les vannes de prise d'eau d'amont.

(f) Il faudrait étudier la conception éventuelle d'un bras de crue pour lutter contre les inondations.

(g) Les transformateurs ont tendance à chauffer du fait d'une mauvaise ventilation. Ceci réduit la puissance disponible de près de 400 kW.

(h) Les deux lignes de transport sont anciennes et ont besoin d'être améliorées. On signale que sur certaines sections les conducteurs sont trop petits, et que les pertes en ligne sont excessives. De plus, la ligne est trop basse au passage du fleuve et a quelquefois été endommagée par des bambous flottants en périodes d'inondation. Il est nécessaire d'accroître la hauteur des pylônes. Les incidents enregistrés récemment indiquent une indisponibilité de cette ligne jusqu'à 300 heures par an.

(i) L'absence de protection contre la foudre est l'une des principales causes d'incident. Il est très recommendable d'ajouter des câbles de garde au-dessus des lignes, et de faire une inspection complète de la ligne pour effectuer les remplacements de conducteurs appropriés. Une fiabilité maximum des deux lignes devrait réduire la nécessité d'entretenir une coûteuse réserve thermique et permettre d'éviter des coupures prolongées.

VII. SERVICES ET INFRASTRUCTURES DE SOUTIEN

Généralités

7.1 Les services de soutien de JIRAMA ont besoin d'être sensiblement renforcés pour permettre un bon fonctionnement. On a vu dans les sections précédentes du présent rapport comment le mauvais état du parc automobile influence l'entretien des centrales et du réseau ainsi que le service des clients. Le matériel de télécommunication au niveau local est limité et généralement très ancien, et les communications entre les régions et le centre sont difficiles. JIRAMA ne dispose pas d'ordinateurs pour les traitements de données courants et pour la gestion, ou pour les applications scientifiques. JIRAMA tient de bonnes données sur le fonctionnement des centrales, par exemple, mais la consolidation des données à la main prend un temps considérable et limite les analyses que l'on pourrait faire sur le plan de la gestion. Le système de facturation a bien été automatisé il y a plusieurs années et sous traité à une société de l'extérieur, mais il est laborieux et périmé. Il faudrait le réviser profondément pour faire face à la croissance de la demande, offrir de nouveaux services, améliorer la gestion de la clientèle, et réduire l'intervalle qui sépare la relève du compteur de la présentation de la facture. Le laboratoire compteurs, qui joue un rôle très important, atteint le maximum de sa capacité en termes d'espace et de matériel.

7.2 Il est important d'améliorer l'organisation pour utiliser plus efficacement les ressources, et la réorganisation qui se poursuit actuellement à JIRAMA devrait accroître l'efficacité de la gestion. Les responsabilités sont en train d'être réorganisées et d'être unifiées par fonction et non plus, comme autrefois, sur la base géographique des Directions "Zone interconnectée" et "Zones extérieures". Cette réorganisation s'accompagnera d'une décentralisation accrue de la gestion quotidienne entre différents centres administratifs régionaux renforcés. Cette décentralisation exigera, notamment, l'utilisation d'outils de gestion décentralisés, communiquant avec le siège.

7.3 Un aspect de la réorganisation qui se poursuit actuellement est l'unification en une seule Direction des Etudes Economiques et de la Planification (DEEP) de toutes les activités de planification et de toutes les études économiques, et un programme d'assistance technique pour ce nouveau service est proposé.

7.4 Le présent chapitre examine les besoins de JIRAMA dans les domaines suivants:

- modernisation du parc automobile;
- rénovation du réseau de télécommunications;
- assistance technique à la Direction des Etudes Economiques et de la Planification;
- modernisation du service de gestion de la clientèle;
- ordinateurs pour la gestion décentralisée.

Rénovation du parc automobile

7.5 Le parc automobile de JIRAMA est en mauvais état. Ceci fait sérieusement obstacle à une bonne exploitation et à un bon entretien. L'inspection périodique des transformateurs, par exemple, qui avait lieu autrefois une fois par an, se fait maintenant beaucoup moins fréquemment. Les équipes régionales d'entretien des centrales font face à de grandes difficultés de transport, ce qui entraîne des retards dans l'entretien. Il est arrivé que ce soient les clients eux-mêmes qui aient dû assurer le transport du personnel de JIRAMA pour obtenir un service de réparation rapide. La rénovation du parc automobile est essentielle à une exploitation efficace et à la bonne exécution des programmes de modernisation du réseau de distribution et des centrales diesel. Même si tout le matériel de distribution était disponible, l'absence de véhicules limiterait encore sérieusement la capacité de JIRAMA à satisfaire les demandes de nouveaux branchements.

7.6 La mission a examiné l'analyse préparée par JIRAMA, de l'état actuel du parc automobile. Sur 294 véhicules de JIRAMA, environ le tiers (90 véhicules), sont hors de service, soit qu'ils attendent des pièces de rechange, soit qu'on ne puisse plus les utiliser. Cinquante-quatre véhicules (28%) ont plus de dix ans et devraient être mis hors service et remplacés (certains ont été conservés uniquement comme sources de pièces de rechange). Il faudrait fournir des pièces de rechange pour réparer les véhicules immobilisés et pour assurer l'entretien courant du parc. Une description sommaire de l'état du parc automobile figure au Tableau 7.1.

Tableau 7.1: ETAT DU PARC AUTOMOBILE

Répartition par catégorie	Berlines	46	15,7%
	Camionnettes	56	19,0%
	Véhicules tout terrain	35	1,9%
	Picks-ups	80	27,2%
	Camions	77	26,2%
	TOTAL	294	100%
Répartition par âge	Moins de cinq ans	110	34,4%
	5 à 10 ans	130	44,2%
	10 à 15 ans	37	12,6%
	Plus de 15 ans	17	5,8%
(Dont) hors de service		90	30,6%

7.7 Le coût des pièces détachées nécessaires à la réparation de 46 véhicules immobilisés mais réparables et à la reconstitution d'un stock minimum pour assurer l'entretien courant est estimé à 0,5 million de dollars (c.a.f.).

7.8 Le coût du renouvellement et de la rénovation du parc automobile par l'achat de 63 nouveaux véhicules est estimé à 1,25 million de dollars (c.a.f.), soit une moyenne de 20.000 dollars par véhicule pour 30 berlines, petites camionnettes et picks-ups, 7 véhicules tout terrain et 26 camions. Pour les camions, il faudrait 12 véhicules utilitaires pour les travaux de distribution, 6 équipés de matériel de manutention et d'installations des poteaux et 6 équipés de matériel de réparation des lignes. Ceux-ci sont inclus dans le présent tableau et coûteraient environ 550.000 dollars. Les unités mobiles spécialisées pour l'entretien des centrales diesel ou pour le laboratoire compteurs ne sont pas comprises ici.

Télécommunications

7.9 Les moyens de communication de JIRAMA sont peu efficaces et le matériel vétuste a besoin d'être remplacé. Les communications par radio sont largement utilisées entre le centre et les unités mobiles là où n'existe aucune ligne téléphonique, ainsi que pour assurer les communications entre le siège et les centrales. Les postes et les bureaux des centres urbains utilisent les lignes téléphoniques publiques.

7.10 Ne serait-ce que du point de vue du manque à gagner, la valeur du rétablissement rapide et sûr du service en cas d'incident sur le réseau est élevée par rapport au coût du matériel de communication nécessaire. Il faut remplacer les appareils de radio vétustes, étant donné qu'il n'existe plus de pièces détachées pour les réparer, et il faudra des appareils supplémentaires pour faire les travaux de distribution et assurer l'exploitation. Pour la distribution, l'achat de 9 stations VHF, de 16 appareils mobiles et de 6 stations-relais, ainsi que de quelques pièces détachées permettrait d'améliorer cette situation; le coût est estimé à 240.000 dollars.

7.11 Il faudrait faire une courte étude pour analyser tous les besoins de communications afin d'assurer l'exploitation en général, le transport, la distribution, la production, ainsi que les communications entre les régions et le centre. Il faudrait l'entreprendre immédiatement afin d'établir les principes directeurs de base et mettre en place un cadre général pour l'expansion future du réseau de communications et pour établir les spécifications, pour confirmer les estimations de coûts, et pour préparer les dossiers d'appel d'offres pour ce qui est des priorités à court terme. JIRAMA pourrait obtenir l'aide d'un spécialiste des télécommunications pour préparer ce plan et pour évaluer les options techniques. Pour ce qui est d'un consultant, ces travaux préparatoires ne devraient pas exiger plus de deux hommes-mois, ni coûter plus de 35.000 dollars; ils devraient être terminés en trois mois, avec une participation active de JIRAMA qui a déjà étudié le problème dans une large mesure. Les termes de référence figurent à l'Annexe 6. A ce stade, le coût du matériel nécessaire pour rénover le réseau de télécommunications peut être estimé provisoirement à 400.000 dollars environ.

Assistance technique à la Direction des Etudes Economiques et de la Planification

7.12 La nouvelle Direction des Etudes Economiques et de la Planification (DEEP) relève directement du directeur général de JIRAMA; elle est chargée de toutes les études économiques et des études de planification, à savoir:

- les prévisions de la demande;
- les études de planification de la production et du transport;
- les critères économiques concernant les investissements de distribution;
- l'évaluation économique des normes techniques pour la production, le transport et la distribution;
- les études tarifaires;
- le plan d'investissements et la planification financière à moyen terme, en liaison avec la Direction Administrative et Financière;
- les statistiques.

7.13 Ces fonctions étaient pour la plupart assurées autrefois par divers services, tels que la Direction de la Zone Interconnectée, la Direction des Zones Extérieures, la Direction Grands Projets, et le Service Commercial. La création de cette nouvelle direction devrait permettre à JIRAMA d'accomplir ces fonctions avec plus d'efficacité. JIRAMA a demandé une assistance technique pour aider cette nouvelle direction à mettre au point les méthodes, les procédures, et le logiciel dont elle a besoin. Les termes de référence de cette assistance technique figurent à l'Annexe 5.

7.14 Cette assistance technique devrait comporter une collaboration active avec la DEEP afin d'établir les bases nécessaires qui permettraient d'aborder les questions économiques et les questions de planification actuelles. Parmi ces questions figurent la préparation du plan de développement au moindre coût, qui comporterait la mise au point d'un modèle de simulation de la production pour le réseau interconnecté, et la rationalisation des structures tarifaires.

7.15 Ce programme devrait également prévoir pour le personnel de JIRAMA des visites ou des stages dans des services analogues à l'étranger, ou la participation à des réunions spécialisées. Cette assistance technique devrait s'étendre sur deux ans, avec certaines activités de suivi pendant la troisième année. Un expert résident travaillerait avec la DEEP pendant deux ans et environ 20 mois de consultations supplémentaires seraient fournis pour des sujets spécialisés.

7.16 Le coût estimé de ce programme de trois ans serait d'environ 750.000 dollars, dont 30.000 dollars seraient réservés aux frais de voyage du personnel de JIRAMA, et 30.000 dollars seraient réservés aux investissements en matériel divers nécessaire pour assurer le fonctionnement de la direction (reprographie, logiciel, statistique, matériel graphique, documentation, etc.).

Gestion de la clientèle

7.17 La facturation automatisée remonte à plusieurs années et est confiée à SOMAGI (comme les autres travaux de traitement de données de JIRAMA). La mission a examiné le fonctionnement du système de gestion de la clientèle de la région d'Antananarivo et du Grand Tana et en donne un compte rendu détaillé à l'Annexe 6. La Direction des Ventes d'Antananarivo (D.V.A.), est chargée de tous les aspects des rapports avec la clientèle pour les questions d'adduction d'eau et d'électricité, à l'exception des gros clients qui sont sous la responsabilité de la Direction Commerciale, et dont les techniciens du laboratoire compteurs relèvent les compteurs.

7.18 Un instrument important du cycle de facturation est la "carte quittance" qui est une carte perforée d'ordinateur. Elle est préparée par SOMAGI avec les factures et remise aux encaisseurs avec leurs tournées hebdomadaires. Si un client règle l'encaisseur, la carte quittance est donnée comme reçu. Les cartes "invendues" sont retournées à la D.V.A. à la fin de la semaine et puis à SOMAGI pour lui permettre de mettre à jour les comptes des clients et de vérifier les montants remis par les encaisseurs. Les cartes quittances sont alors renvoyées à la D.V.A., et lorsqu'un client vient régler sa facture, la carte est envoyée à SOMAGI pour mettre à jour les comptes du client.

7.19 Le fonctionnement du cycle de facturation a plusieurs qualités:

- Beaucoup de soin est apporté au contrôle des relevés des compteurs et des encaissements, et les releveurs sont incités matériellement à signaler les anomalies.

- La politique d'encaissement des factures et de coupures des clients est strictement appliquée et les factures sont payées, en moyenne, 18 jours après leur présentation (pour les clients privés).

- Le traitement des clients aux caisses enregistreuses de la D.V.A. est très efficace (1 minute par client).

- JIRAMA offre une forme de paiement moderne et pratique: le prélèvement bancaire automatique (6,5% des clients utilisent ce système).

7.20 Le système de facturation de JIRAMA présente, cependant, plusieurs points faibles.

- Le temps qui s'écoule entre le relevé du compteur et la présentation de la facture peut atteindre, dans des cas extrêmes, 60 jours, les factures n'étant préparées en lots que le 20 du mois et du fait d'une absence apparente de synchronisation entre les tournées des releveurs et celles des encaisseurs.

- Les lecteurs de cartes ont 20 ans, ce qui expose le cycle de facturation au risque de panne. Du point de vue du coût et de l'efficacité, les systèmes de cartes perforées sont aujourd'hui dépassés pour ce genre d'application.

- Après des manipulations et des transferts aussi nombreux des cartes perforées entre SOMAGI et JIRAMA, il est probable qu'une proportion non négligeable des cartes ne se prête pas à une lecture automatique au dernier stade.

- L'ordinateur est utilisé principalement pour la facturation et la comptabilité, et de nombreuses fonctions, notamment celles qui ont trait aux relations avec la clientèle, ne peuvent pas être accomplies par le système actuel - par exemple, des aspects tels que les renseignements donnés aux clients en temps réel, la suite donnée aux demandes de travaux ou de branchements, l'historique de la consommation des clients, l'envoi de factures estimées lorsqu'il est impossible de relever les compteurs, le dépistage automatique des défauts de compteurs, la relance automatique, l'évaluation du crédit à donner aux clients avant de demander la coupure, ou l'aide à la planification de la distribution, etc.

- Les historiques des clients sont conservés à la D.V.A. sur des fiches spéciales qui exigent une inscription supplémentaire au moment du relevé des compteurs et qui sont tenues à la main. Il est très difficile de répondre aux demandes de renseignements des clients concernant leurs factures. Les tentatives faites par le Service de la distribution pour utiliser les fichiers informatiques pour l'analyse des consommations et la gestion des transformateurs ont échoué.

- Environ 80% des clients (48.000) règlent leurs factures à la D.V.A.; les jours d'affluence, la capacité de chacune de ses quatre caisses enregistreuses atteint le point de saturation et les clients doivent faire longtemps la queue dans un espace limité.

7.21 Dans l'ensemble, ce système est très malcommode. Les avantages de l'automatisation semblent largement réduits par les maniements fastidieux et les nombreux transferts de documents et de cartes perforées entre JIRAMA et SOMAGI, qui augmentent les risques de perte des documents et des cartes, l'usure et les erreurs. Un grand nombre de ces difficultés étaient probablement évitées lorsque JIRAMA disposait d'un centre informatique à la D.V.A., mais elles sont actuellement inévitables. Par ailleurs, outre les applications "lourdes" telles que l'impression des factures et la comptabilité générale, qui peuvent demeurer centralisées, un système de gestion de la clientèle devrait être proche du client, et directement accessible à la D.V.A.

7.22 Les méthodes de facturation sont analogues dans les autres régions, mais peuvent prendre sensiblement plus longtemps en raison des difficultés de communication. Le traitement est également centralisé à Antananarivo, mais dans certains petits secteurs éloignés, la facturation se fait encore à la main. C'est là probablement la solution la plus rapide et la plus économique, mais l'utilisation de micro-ordinateurs faciliterait l'établissement des factures et réduirait les erreurs. L'utilisation, dans les Zones extérieures, d'une facture par compteur (il peut exister trois compteurs pour l'électricité et pour l'eau), et non pas d'une facture par client exige des opérations de triage fastidieuses qui peuvent prendre trois jours dans les grands centres. Cette méthode exige de faire des additions qui prennent beaucoup de temps lorsque les clients viennent payer leurs factures en personne. Cette difficulté, qui est en train d'être éliminée, augmente également l'intervalle qui sépare le relevé des compteurs et la présentation des factures.

7.23 Une étude de faisabilité a été effectuée, portant sur les méthodes, les types et les tailles des fichiers, et les interfaces nécessaires, afin de déterminer le matériel nécessaire pour mettre à jour les comptes des clients au niveau de la D.V.A. et pour éliminer les cartes perforées. Ce matériel comprendrait un mini-ordinateur installé à la D.V.A. 15/ et des caisses enregistreuses électroniques qui communiqueraient avec le mini-ordinateur par l'intermédiaire de diskettes. Dans d'autres zones, le système se fonderait sur des micro-ordinateurs de grande capacité que l'on pourrait utiliser pour

---

15/ Des bandes magnétiques seraient utilisées pour communiquer avec SOMAGI, pour imprimer les factures et tenir la comptabilité.

d'autres travaux de gestion décentralisée. 16/ Le financement du mini-ordinateur de la D.V.A. est en cours.

Recommandations

(a) Il faudrait augmenter le nombre de caisses enregistreuses pour faire face à la croissance du nombre de clients. Etant donné les problèmes d'espace et les files d'attente déjà longues malgré la rapidité actuelle des transactions, le temps de réponse semble être une considération importante qui justifierait le choix de caisses enregistreuses indépendantes avec une mémoire à diskette. Cette solution a été recommandée par l'étude de faisabilité. Cependant, on devrait pouvoir disposer, au minimum, d'un terminal en liaison directe avec l'ordinateur pour renseigner les clients; il ne faudrait pas écarter la lecture optique comme option possible.

(b) L'acquisition d'un nouvel ordinateur devrait être l'occasion de revoir de manière globale le système de gestion de la clientèle. Le système de cartes utilisé pour tenir à jour les comptes des clients devrait être la première chose à éliminer. Il convient également d'examiner la question du délai qui sépare le relevé des compteurs et l'encaissement des factures. Il est indispensable d'élargir l'analyse et d'examiner toutes les fonctions existantes ou possibles d'un système de gestion de la clientèle, pour assurer que le nouveau module de "portefeuille clients" soit compatible avec une architecture globale susceptible d'accomplir de nombreuses fonctions nouvelles de gestion de la clientèle, fonctions qui pourraient être développées par la suite. L'expérience suggère qu'une conception neuve et globale du système à mettre en place donnerait de bien meilleurs résultats que l'adaptation partielle des méthodes en place. Si l'investissement initial est plus élevé, en temps et en coût, le produit final est plus durable et plus efficace.

7.24 Pour toutes ces raisons, et compte tenu des nombreuses améliorations que l'on pourrait apporter au système actuel, il est essentiel de faire une analyse complète du système de facturation et de gestion de la clientèle avant d'entreprendre des travaux de programmation ou l'acquisition de logiciel. Le programme envisagé devrait commencer par examiner toutes les fonctions disponibles dans le système actuel et leurs performances, toutes les fonctions que pourrait offrir un système modernisé, ainsi qu'une stratégie pour sa mise en oeuvre. La seconde étape serait la mise au point du module de gestion du portefeuille client afin d'éliminer complètement les cartes perforées. Il faudrait ensuite étendre cette application aux unités régionales. Enfin, les fonctions supplémentaires évaluées lors de la phase de préparation seraient développées. Les termes de référence figurent à l'Annexe 4. Le logiciel

---

16/ Le support de communication avec SOMAGI serait la diskette.

devrait reposer sur l'adaptation de logiciels multifonctions efficaces qui existent déjà dans des entreprises d'électricité ou d'adduction d'eau ou dans des sociétés d'informatique.

7.25 Il faudrait également prévoir un financement pour permettre à un représentant de la D.V.A. et à un représentant de la Direction Méthodes et Systèmes d'examiner le matériel et le logiciel utilisés pour la gestion de la clientèle par diverses entreprises.

7.26 Le coût de l'étude, de la mise au point du logiciel, de la mise au point des nouvelles factures, de la mise en oeuvre, de l'assistance pour la formation et la maintenance pendant les deux ou trois premières années d'application est estimé à 800.000 dollars, pour un système complètement modernisé qui serait mis en place graduellement sur une période de deux ans à Antananarivo et dans les régions.

Le laboratoire compteurs

7.27 Par ses campagnes d'inspection régulière, le laboratoire compteurs joue un rôle très important pour déceler les irrégularités et pour limiter les pertes non techniques. Ces dernières semblent être peu élevées à Madagascar, même compte tenu d'une marge d'incertitude raisonnable sur les statistiques de pertes, par comparaison avec de nombreux autres pays; il faut attribuer cela en grande partie au bon fonctionnement du laboratoire compteurs.

7.28 Pour vérifier et calibrer les compteurs, le laboratoire compteurs dispose d'installations à Antananarivo ainsi que de deux unités mobiles. Le laboratoire central d'Antananarivo est chargé de commander, de contrôler et de plomber les compteurs neufs.

7.29 Il possède deux équipes de techniciens, l'une pour la basse tension et l'autre pour la haute tension. L'équipe haute tension est également chargée du relevé mensuel des compteurs des clients moyenne tension et de calibrer les compteurs des centrales et des postes. La calibration des compteurs moyenne tension pour les centrales, les postes et les gros clients est faite tous les six mois ou une fois par an, et une fois tous les deux ou trois ans pour les petits clients et les petites centrales.

7.30 Ces bonnes pratiques ne compensent pas la vétusté des compteurs de certaines des centrales et des postes. La défaillance d'un compteur peut être suivie de délais importants avant le remplacement. Ceci, à son tour, affecte la précision des statistiques de pertes, et ce genre de problème semble se traduire par les fluctuations prononcées observées dans les statistiques récentes. Il conviendrait d'évaluer, par ailleurs, l'incidence du ralentissement rapide signalé pour certains compteurs basse tension par rapport à la fiabilité du matériel moderne. Les normes utilisées par JIRAMA pour le matériel neuf semblent satisfaisantes.

7.31 La capacité des installations d'Antananarivo est d'environ 1.200 compteurs par mois, celle des unités mobiles d'environ 300 compteurs par mois chacune. Il faudrait une unité mobile supplémentaire pour inspecter les compteurs tous les cinq ans (objectif initial de JIRAMA).

7.32 Le laboratoire d'Antananarivo est bien dirigé mais manque d'espace et une grande partie de son matériel est vétuste. Un banc de calibrage triphasé est l'une des installations qui font le plus défaut, cet équipement serait essentiel à un bon fonctionnement, or le laboratoire n'en possède aucun.

7.33 On estime que le coût d'une nouvelle unité mobile complètement équipée et d'un banc de calibrage triphasé est d'environ 150.000 dollars. 17/

Ordinateurs pour une gestion décentralisée

7.34 JIRAMA ne possède aucun matériel de traitement de données tels que des micro-ordinateurs pour faire ses travaux statistiques et ses travaux de gestion courante, et dépend essentiellement de l'IMB 4331 de SOMAGI. Ces derniers mois, la Banque Mondiale et d'autres organismes ont pris des mesures pour financer certains ordinateurs personnels pour que les services centraux de JIRAMA puissent faire de petits travaux de traitement des données.

7.35 La décentralisation de la gestion exigera du matériel supplémentaire doté d'une capacité suffisante pour assurer des fonctions telles que la gestion des stocks et de l'entretien, la gestion du personnel et de la clientèle, et des travaux purement locaux. La communication avec le centre (aux fins de consolidation ou pour l'établissement de statistiques) se ferait par des diskettes. Le système d'entretien des centrales et de gestion des stocks envisagé pour les centrales diesel serait tout indiqué pour une première application. Ceci exigera l'utilisation d'ordinateurs au niveau régional. La décentralisation de la gestion de la clientèle serait également assurée par ces ordinateurs. Le coût de huit systèmes de micro-ordinateur de grande capacité est estimé à 100.000 dollars.

17/ Que doit confirmer JIRAMA.

PROJET DE TERMES DE REFERENCE POUR LA REMISE EN ETAT DES CENTRALES DIESEL ET LA RATIONALISATION DU PARC DIESEL

Résumé des objectifs

La Société Malgache de l'Electricité et de l'Eau (JIRAMA) sollicite les offres de bureaux d'études pour l'aider à organiser et à mettre en oeuvre la remise en état de ses centrales diesel et la rationnalisation du parc diesel:

(a) En réparant, en modifiant et/ou en refaisant suivant de nouveaux plans les systèmes auxiliaires des centrales de Mahajanga, Toliara et Nosy-Bé, et en installant une unité nouvelle à Nosy-Bé. En établissant les plans d'une nouvelle centrale à construire à Nosy-Bé pour remplacer la centrale existante.

(b) En réparant et/ou en modifiant les groupes et les systèmes auxiliaires d'un certain nombre d'autres centrales grandes ou petites.

(c) En établissant un plan de déclassement et, quand cela est nécessaire, de remplacement des groupes qui ont dépassé leur durée de vie économique.

(d) En améliorant l'utilisation des groupes, en transférant ceux qui ne conviennent pas à la charge de la centrale où ils se trouvent, pour les installer dans d'autres centrales ou ils conviendront mieux, et en établissant des plans spécifiques pour les groupes thermiques situés dans les zones hydrauliques.

(e) En formant le personnel de JIRAMA aux décisions de réparation ou de remplacement des groupes et à rédiger les spécifications fonctionnelles des moteurs.

Le travail devra être exécuté sous forme d'un programme coordonné, organisé en deux phases. La première phase consistera principalement :

- à déterminer les besoins et le calendrier de mise en oeuvre des composantes (a), (b), (c) et (d);
- à aider à préparer les documents d'appel d'offres pour les travaux (a), (b), (c) et (d) à accomplir;
- à exécuter la composante de formation (e).

La deuxième phase comprendra l'achat et l'adjudication des marchés, la mise en oeuvre et la gestion du projet. Le coût d'ensemble du programme est estimé à environ 6,5 millions de dollars. Il devra être exécuté au cours d'une période de 36 mois. La toute première priorité devra être donnée à l'exécution de la composante (a) de remise en état des centrales de Mahajanga, Toliara et Nosy-Bé.

Généralités

JIRAMA est une entreprise publique responsable de la production, du transport et de la distribution de l'électricité et de l'eau à Madagascar. JIRAMA relève du Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines.

JIRAMA exploite environ 60 centrales diesel, dont 13 ont une puissance installée de 1 à 25,7 MW et les autres une puissance inférieure à 1 MW. La plupart des centrales ne sont pas interconnectées et sont situées dans des zones éloignées. L'accès à plusieurs centrales est difficile en saison humide (de décembre à mars). Plusieurs petites centrales côtières sont éloignées d'un port et il faut s'y rendre en bateau quand les routes ne sont pas carrossables.

Dans de nombreux cas, les systèmes de stockage et de traitement du combustible sont insuffisants, en particulier dans plusieurs centrales importantes fonctionnant au fuel lourd. Dans certaines centrales, les systèmes de refroidissement (la plupart du temps des tours de refroidissement) sont en mauvais état. Les moyens de réparation et d'entretien sont souvent insuffisants au regard des normes habituelles.

De nombreux groupes ont dépassé leur durée de vie économique; leurs taux de disponibilité sont faibles, et dans de nombreux cas ils devraient être mis à la retraite et remplacés.

Dans plusieurs centrales, les groupes ont une puissance qui exige qu'ils tournent pendant un temps appréciable en dessous du niveau d'utilisation économique. Ils devraient être remplacés par des moteurs qui conviennent mieux à la charge, et réinstallés ailleurs.

Une part importante de la puissance thermique se trouve dans des zones qui disposent actuellement d'une forte puissance installée hydro-électrique et ces centrales demandent des mesures spécifiques en vue de prolonger au moindre coût leur durée de vie économique.

Ce programme d'amélioration de l'exploitation des centrales diesel fait partie d'un groupe de programmes recommandés par une mission de la Banque mondiale et du PNUD, en vue d'améliorer l'efficacité de la production électrique de JIRAMA.

Le rapport de la mission qui décrit le réseau électrique et donne les grandes lignes des travaux à accomplir doit être considéré comme faisant partie des présents termes de référence.

Domaines couverts par le travail demandé

Le travail demandé comprend tout ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs décrits au paragraphe "Résumé des objectifs". Il comprend en particulier les tâches suivantes:

Phase I - Préparation

(a) Remise en état de Toliara, Mahajanga et Nosy-Bé

i) Examiner les données concernant les centrales. Inspecter les centrales en vue de déterminer leur état technique en prêtant une attention particulière aux faiblesses apparentes, telles que:

- les systèmes de traitement et de stockage du combustible, en particulier à Mahajanga II et Toliara II fonctionnant au fuel lourd;
- le système de refroidissement, les auxiliaires électriques mécaniques, les protections au niveau du raccordement au réseau;
- la situation des pièces de rechange;
- l'atelier, en particulier en ce qui concerne la vérification des injecteurs et, dans le cas des centrales de Toliara II et de Mahajanga II, les méthodes de démontage, de nettoyage et de remontage des injecteurs et des pompes à carburant.
- l'instrumentation des moteurs et des équipements auxiliaires.

ii) Préciser les travaux, équipements et matériels nécessaires pour remettre les centrales en bon état.

iii) Vérifier la nécessité d'une nouvelle centrale destinée à remplacer la centrale existante de Nosy-Bé et établir les spécifications techniques.

iv) Evaluer les bénéfices résultant des travaux envisagés.

v) Préparer les documents d'appel d'offres pour les travaux, équipements et matériels.

vi) Aider JIRAMA à choisir les adjudicataires qui seront chargés des travaux et à l'attribution des contrats.

(b) Réparations et modifications des autres centrales

Le domaine couvert par le travail demandé est le même que pour la composante (a).

Cependant, l'établissement du cahier des charges et la préparation des documents d'appel d'offres ne se feront qu'après l'exécution des travaux préparatoires prévus aux composantes (c) et (d).

Pour les petites centrales (moins de 1.000 MW), JIRAMA préparera le cahier des charges et les documents d'appel d'offres avec l'aide du consultant.

(c) Détermination des groupes qui ont dépassé leur durée de vie économique et doivent être remplacés

i) Déterminer quels sont les groupes dont le maintien en état coûte, ou coûterait plus cher (en cas de réparation) qu'un groupe neuf.

ii) Parmi les groupes à déclasser, déterminer quels sont ceux qui doivent être remplacés. Le jugement doit être basé sur l'augmentation de disponibilité à attendre des unités restantes après exécution de la composante (b) ou (d) du programme.

(d) Amélioration de l'utilisation des moteurs en transférant ceux qui ne conviennent pas bien à la charge locale, à des centrales où ils conviendraient mieux

i) Etudier les courbes de charge des centrales et choisir et proposer les transferts de moteur entre les centrales, ou proposer l'installation de moteurs neufs de façon à obtenir une meilleure disponibilité, un meilleur taux d'utilisation et une réduction du nombre de types de moteurs par centrale et par groupe de centrales dans un même secteur.

ii) Proposer les décisions à prendre au sujet des centrales situées dans les zones de production hydro-électrique y compris pour le choix du combustible, le mode d'exploitation, le transfert ou la mise à la retraite des groupes les plus anciens, les mesures de préservation à appliquer.

iii) Analyser les coûts et avantages des travaux proposés.

iv) Aider JIRAMA à préparer les documents d'appel d'offres pour l'exécution des travaux.

v) Aider JIRAMA à choisir l'adjudicataire qui sera chargé des travaux et à adjuger le marché. Les composantes (c) et (d) devraient, de préférence, faire l'objet d'un seul marché.

(e) Formation du personnel de JIRAMA aux décisions futures de réparation ou de remplacement

i) Etablir des critères de choix des groupes applicables aux types de centrales et aux courbes de charge des centrales thermiques de JIRAMA.

ii) Utiliser ces critères pour décider les remplacements ou les transferts faisant partie des composantes (c) et (d) du programme.

Phase II

Dans la mesure où les travaux suivants seraient justifiés par l'analyse de la première phase:

(a) Pour les centrales de Mahajanga, Toliara et Nosy-Bé, passer les marchés et s'assurer de l'acheminement des marchandises ou matériels nécessaires, gérer, ou diriger, avec JIRAMA les travaux de remise en état et de modification, l'enlèvement et la réinstallation des moteurs l'enlèvement des moteurs mis à la retraite et l'installation de nouveaux groupes, ainsi que l'établissement des plans et la construction de la nouvelle centrale de Nosy-Bé.

(b) Pour les autres centrales, aider JIRAMA au cours de la phase d'exécution. La participation du consultant consistera principalement à fournir des services de spécialistes, cas par cas et à la demande de JIRAMA, ainsi qu'à aider à établir les procédures de contrôle de l'exécution.

(c) Assurer la formation du personnel de JIRAMA en vue d'assurer la capacité à exploiter et à maintenir en bon état les équipements neufs et de le rendre à même d'atteindre les objectifs envisagés.

Répartition des tâches et des responsabilités

Le consultant sera entièrement responsable de l'exécution du programme. Il devra fournir tous les services nécessaires à sa réussite. JIRAMA fournira les éléments suivants :

(a) Accès aux installations, aux documents et aux données nécessaires à l'exécution du travail.

(b) Tous les transports à l'intérieur de Madagascar.

(c) Le personnel nécessaire, et en particulier un chef de projet qui dirigera l'ensemble de l'opération avec l'aide du consultant.

(d) Les bureaux.

Directives pour l'établissement des soumissions

Les soumissions devront donner des détails complets sur les points suivants:

(a) Un programme de travail répondant aux présents termes de référence.

(b) Une estimation préliminaire par discipline, du nombre d'heures nécessaires à l'exécution des travaux et le lieu où chacune des phases sera exécutée.

(c) La nature de l'organisme et son expérience passée avec des travaux de ce type dans les pays en développement.

(d) Les curricula vitae (CV) du personnel affecté à l'étude ainsi que ceux du personnel de soutien au siège de l'organisme.

(e) Le tableau d'organisation du projet avec indication des noms des candidats aux différentes tâches.

(f) La Société inclura dans sa soumission une proposition de procédure à utiliser pour ajouter ou retrancher des services au titre du présent marché. La procédure suggérée devra mentionner, sans que cela soit limitatif, comment estimer les heures de travail, et quels seraient les documents à l'appui à fournir et les taux horaires à appliquer pour les travaux exécutés. Ces taux horaires seront considérés comme faisant partie de la proposition.

Une enveloppe cachetée devra être jointe à la soumission et devra contenir l'estimation du coût du travail demandé sur la base d'un système d'honoraires professionnels fixes qui devront aussi être déterminés par rapport aux heures de travail réellement fournies.

La Société pourra suggérer d'autres moyens possibles d'atteindre les objectifs fixés dans les présents termes de référence. Ceux-ci devront être clairement définis, et précisés par des calendriers et des coûts séparés.

Forme du marché

Le marché sera adjugé sur la base du modèle international d'accord entre client et ingénieur conseil, établi et publié par la Fédération Internationale des Ingénieurs Conseils (FIDIC).

Calendrier des paiements

Le programme des paiements sera négocié. La Société proposera dans sa soumission un calendrier qui liera les paiements à des performances clairement définies.

Estimation des coûts

Programme: remise en état et rationalisation du parc diesel

Généralités

Pour l'estimation des coûts et pour des raisons de gestion du projet, les centrales ont été divisées en trois groupes:

1. Mahajanga, Toliara et Nosy-Bé qui ont toutes été visitées par la mission et sont en exploitation permanente;

2. Antsiranana (en exploitation permanente), Ambohimanambola Antsirabe, Mandroseza Fianarantsoa et Toamasina (en réserve, sauf la dernière qui est en exploitation permanente jusqu'à ce que les réparations de Volobe soient terminées);

3. 50 petites centrales (de moins de 1 MW) qui sont toutes en exploitation continue ou pendant une partie de la journée.

Parmi les petites centrales, la mission a visité celles de Marovoay et Miarinarivo. Le volume de travail à consacrer aux trois grandes centrales visitées a priorité et il devrait représenter environ un tiers du volume total de travail à consacrer à la totalité du programme.

Les travaux de la première phase (inspection, préparation des cahiers des charges, évaluation des soumissions et négociations des marchés) seront conduits d'abord pour Mahajanga, Toliara et Nosy-Bé et ensuite simultanément pour les composantes (b), (c) et (d). Ils devraient s'étendre sur six mois.

Les travaux de la deuxième phase (exécution) de Mahajanga, Toliara et Nosy-Bé seront conduits simultanément et dureront 12 mois. Ensuite les travaux de la deuxième phase concernant les petites centrales et les grandes centrales restantes seront conduits simultanément et répartis sur une période de 18 mois. La construction d'une nouvelle centrale à Nosy-Bé sera également entreprise à cette date.

Les travaux à faire sur les centrales visitées peuvent être assez bien estimés.

Les travaux à effectuer sur les six grandes centrales restantes (60 MW) doivent être évalués au cours de la première phase du programme. En tenant compte du fait que les groupes ou centrales les plus anciens, tels que Mandroseza (4 MW, âgée de plus de 30 ans) peuvent être mis à la retraite, que toutes les centrales sauf Antsiranana (4,2 MW) et Toamasina (jusqu'à la remise en service de Volobe) ne sont guère utilisées, ce qui exigerait essentiellement d'adopter, dans le court terme, des mesures de conservation. Le coût des matériels importés ne devrait pas dépasser 500.000 dollars et le coût total 560.000 dollars et 150 millions de francs malgaches.

Pour les centrales plus petites (totalisant 16,3 MW) on s'attend à ce que, sur la durée du programme, environ 6,5 MW 1/ soient à déclasser et à remplacer par 3 MW de puissance nouvelle et mieux adapatée, à un coût de 400 dollars/kW c.a.f. (aucune construction de centrale nouvelle n'étant nécessaire). Le coût correspondant de 1,2 million de dollars constituera l'essentiel de la composante en devises. Les petits groupes sont moins compliqués que les gros et l'exécution des travaux peut se faire largement en s'appuyant sur le personnel régional de JIRAMA. D'un autre côté, les coûts de transport des nouveaux groupes où les coûts de transfert des groupes à déplacer seront élevés car les petites centrales sont disséminées dans tout le pays et sont souvent d'accès difficile. En conséquence, les coûts en monnaie nationale sont estimés à environ 350 millions de francs malgaches. Des estimations plus détaillées des coûts seront établies au cours de la phase I.

L'ensemble du programme sera dirigé par un chef de projet de la Société de consultants résidant au siège de la société la plupart du temps et visitant Madagascar cinq fois au cours des 36 mois de la vie active du projet, la durée totale des visites étant d'environ 90 jours. Il est prévu qu'un ingénieur spécialiste en électricité et un ingénieur spécialiste en mécanique, ainsi qu'un économiste, appartenant à la Société de consultants seront mis à la disposition de JIRAMA pendant un total de 36 hommes-mois et qu'un ingénieur de génie civil se trouvera à Madagascar pendant environ trois mois (sans compter les besoins particuliers à la construction de la nouvelle centrale de Nosy-Bé). Le personnel de contrepartie de JIRAMA devra être disponible pendant toute la durée du projet.

Principaux éléments des coûts

	Par jour	Par mois
Consultants		
Honoraires professionnels	515 dollars	11.300 dollars
Indemnités de déplacement	120 dollars	3.660 dollars
JIRAMA		
Coûts/hommes-mois:		
Chef de projet		480.000 FMG
Ingénieurs		240.000 FMG
Ouvriers locaux et contractuels		120.000 FMG
Indemnités de déplacement:		
Ingénieurs		720.000 FMG
Ouvriers		360.000 FMG
Voyages aériens internationaux	1.500 dollars	
Voyages aériens locaux - aller	40.000 FMG	
retour	60.000 FMG	

1/ N.B.: Ceci n'inclut pas les besoins qui résulteraient de la croissance future de la demande.

Programme: Modernisation et rationalisation du parc diesel
Projet: Gestion globale du projet

Elément des travaux	Durée des travaux	Consultant			JIRAMA et éléments locaux			Frais de voyage	
		Hommes-mois	Honoraires	Frais de subsistance	Hommes-mois	Coût des hommes-mois	Frais de subsistance		
	(mois)	(mois)	($)	($)	(mois)	(kFMG)	(kFMG)	($)	(kFMG)
Gestion du projet	36	9	101.700	10.800				7.500	

Programme: Modernisation et rationalisation du parc diesel
Projet: Phase I - Préparation

Elément des travaux	Durée des travaux	Consultant			JIRAMA et éléments locaux			Frais de voyage	
		Hommes-mois	Honoraires	Frais de subsistance	Hommes-mois	Coût des hommes-mois	Frais de subsistance		
	(mois)	(mois)	($)	($)	(mois)	(kFMG)	(kFMG)	($)	(kFMG)
Préparation au siège de JIRAMA	3,0	5	56.500	18.300	3	720	—	—	—
Inspection des sites	3,0	7,5	84.750	27.400	5	1.200	3.600	—	1.500
Rapports au siège de JIRAMA	0,5	1,5	16.950	5.490	1	240	—	—	—
Préparation des dossiers d'appels d'offres	1,0	3	33.900	—	2	480	—	—	—
Approbation des dossiers d'appels d'offres par JIRAMA	0,5	0,5	5.650	1.830	0,5	120	—	—	—
Evaluation des offres	1,0	1,0	11.300	—	—	—	—	—	—
Négociations des contrats	0,5	0,5	5.650	—	—	—	—	—	—
Total	9,5	19	214.700	53.020	11,5	2.760	3.600	12.000	1.500

	Monnaie nationale	Devises	Total
Récapitulation Préparation et Gestion Globale du Projet ($)	12.680	399.720	412.400

Programme: Modernisation et rationalisation du parc diesel
Projet: Phase II - Modernisation de la centrale de Mahajanga

Elément des travaux	Durée des travaux	Consultant			JIRAMA et éléments locaux			Frais de voyage		Coûts Matériel	
		Hommes-mois	Honoraires	Frais de subsistance	Hommes-mois	Coût des hommes-mois	Frais de subsistance				
	(mois)	(mois)	($)	($)	(mois)	(kFMG)	(kFMG)	($)	(kFMG)	($)	(kFMG)
2 nouveaux réservoirs de stockage	8				32	3.840	11.520			200.000	
2 cuves de décantation	3				12	1.440	4.320			40.000	
Tuyauterie, réchauffeurs, instruments	3				6	720	2.160			20.000	
Equipement électrique	2				4	480	1.440			3.000	
Atelier											
- génie civil	4				8	960	2.880				4.000
- matériel électrique	2				2	240	720			5.000	
- matériel mécanique	4				8	960	2.880			45.000	
Incinérateur	3				6	720	2.160			40.000	
- Matériel électrique	1				1	120	360			3.000	
- Pompes, etc.	3				6	720	2.160			12.000	
- Tuyauteries, etc.	3				3	360	1.080			10.000	
Chef de projet (JIRAMA)	12				12	5.760	4.320		520		
Services de consultants	2	4	45.200	14.640				4.500	240		
Frais de voyage de la main d'oeuvre (10 billets locaux retour)									600		
Total	12	4	45.200	14.640	100	16.320	36.000	4.500	1.360	378.000	4.000

	Monnaie nationale	Devises	Total
Récapitulation Mahajanga ($)	93.030	442.340	535.370

Programme: Modernisation et rationalisation du parc diesel
Projet: Modernisation des centrales de Toliara

Elément des travaux	Durée des travaux	Consultant			JIRAMA et éléments locaux			Frais de voyage		Coûts Matériel	
		Hommes-mois	Honoraires	Frais de subsistance	Hommes-mois	Coût des hommes-mois	Frais de subsistance				
	(mois)	(mois)	($)	($)	(mois)	(kFMG)	(kFMG)	($)	(kFMG)	($)	(kFMG)
1 Réservoir de stockage supplémentaire	6				24	2.880	8.640			80.000	
2 Cuves de décantation	3				12	1.440	4.320			30.000	
Tuyauterie, pompes, instruments	3				6	720	2.160			15.000	
3 Viscomats & instr. et matériaux	2				4	480	1.440			18.000	
Equipement électrique	4				4	480	1.440			2.000	
Atelier											
- Génie civil	4				8	960	2.880				4.000
- Matériel électrique	2				2	240	720			3.000	
- Matériel mécanique	4				8	960	2.880			40.000	
Incinérateur	3				6	720	2.160			30.000	
- Matériel électrique	1				1	120	360			1.000	
- Pompes, etc.	3				6	720	2.160			8.000	
- Tuyauterie	3				3	360	1.080			8.000	
Injecteurs de gasoil pour le groupe 1305 (3300 kW)	-				-	-	-			2.880	
Modification pompes combustibles lubrifiant 3 groupes	1				2	240	720			6.000	
Chef de projet (JIRAMA)	12				12	5.760	4.320		240		
Services professionnels	4	4	45.200	14.640					240		
Frais de voyage de la main d'oeuvre (10 billets locaux)									600		
Total	12	4	45.200	14.640	98	16.060	35.280		1.080	243.880	4.000

	Monnaie nationale	Devises	Total
Récapitulation Toliara ($)	91.030	303.720	394.750

Programme: Modernisation et rationalisation du parc diesel
Projet: Phase II - Modernisation de la centrale de Nosy-Bé

Elément des travaux	Durée des travaux	Consultant			JIRAMA et éléments locaux			Frais de voyage		Coûts Matériel	
		Hommes-mois	Honoraires	Frais de subsistance	Hommes-mois	Coût des hommes-mois	Frais de subsistance				
	(mois)	(mois)	($)	($)	(mois)	(kFMG)	(kFMG)	($)	(kFMG)	($)	(kFMG)
Installation séparateur d'eau à l'aval du réservoir	1				1	120	360				120
Transport d'un groupe de 500 kW de Toliara à Nosy-Bé	1										9,600
Branchement du groupe de 500 kW	2				2	240	720				6,000
Déménagement de la section est de la Centrale (déménagement de deux groupes de 150 kW)	2				2	240	720				
Retour ditto	3				6	720	2,160				4,800
Coût c.a.f d'un groupe 800 kW neuf et d'une tour de réfrigération, etc.										456,000	
Installation du matériel ci-dessus	3				12	1,440	4,320			72,000	
Inspection/entrée en service du groupe de 800 kW par le fabricant	1		11,300	3,660	1			1,500			
Réparation de la tour de réfrigération actuelle	1				2	240	720			10,000	
Agencement d'un petit atelier/bureau	1				3	360	1,080				8,000
- matériel électrique	1				1	120	360				120
- matériel mécanique	1				2	240	720			5,000	
Chef de projet (JIRAMA)	12				12	5,760	4,320		240		
Services professionnels	3	3	33,900	10,980				1,500	240		
Frais de voyage de la main d'oeuvre (10 billets aux retour)									600		
Total	22	3	45,200	14,640	44	9,480	15,480	3,000	1,080	543,000	28,040

	Monnaie nationale	Devises	Total
Récapitulation nouvelle centrale de Nosy-Bé ($)	87,230	605,840	693,070

Programme: Modernisation et rationalisation du parc diesel
Projet : Phase II - Conception et construction de la nouvelle centrale de Nosy-Bé

		Consultant			JIRAMA et éléments locaux						
Eléments des travaux	Durée des travaux	Hommes-mois	Honoraires	Frais de subsistance	Hommes-mois	Coût des hommes-mois	Frais de subsistance		Frais de voyage	Coûts Matériel	
	(mois)	(mois)	($)	($)	(mois)	(kFMG)	(kFMG)	($)	(kFMG)	($)	(kFMG)
Conception	8	5	56.500	3.660	6	1.440	4.320	4.500	380		
Fabrication et construction	18	10	113.000	10.980	120	14.400	43.200	9.000	12.000	1.400.000	100.000
Total	24	15	169.500	14.640	126	15.840	47.520	13.500	12.380	1.400.000	100.000

	Monnaie nationale	Devises	Total
Récapitulaion nouvelle centrale de Nosy-Bé	283.450	1.597.640	1.881.090

Programme: Modernisation et rationalisation du parc diesel
Projet: Phase II - Modernisation des autres grandes centrales > 1.000 kW

		Consultant			JIRAMA et éléments locaux						
Elément des travaux	Durée des travaux	Hommes-mois	Honoraires	Frais de subsistance	Hommes-mois	Coût des hommes-mois	Frais de subsistance		Frais de voyage	Coûts Matériel	
	(mois)	(mois)	($)	($)	(mois)	(kFMG)	(kFMG)	($)	(kFMG)	($)	(kFMG)
Total	9	4	43.800	14.640		100.000	30.000	3.000	1.200	500.000	12.000

	Monnaie nationale	Devises	Total
Récapitulation grandes centrales	230.970	561.440	792.410

Programme: Modernisation et rationalisation du parc diesel
Projet: Modernisation des petites centrales < 1.000 kW

		Consultant			JIRAMA et éléments locaux						
Elément des travaux	Durée des travaux	Hommes-mois	Honoraires	Frais de subsistance	Hommes-mois	Coût des hommes-mois	Frais de subsistance		Frais de voyage		Coûts Matériel	
	(mois)	(mois)	($)	($)	(mois)	(kFMG)	(kFMG)		($)	(kFMG)	($)	(kFMG)
Total	18	4	43.800	14.640		150.000	150.000		4.500	6.000	1.200.000	40.000

	Monnaie nationale	Devises	Total
Récapitulation petites centrales ($)	558.060	1.262.940	1.821.000

PROJET DE TERMES DE REFERENCE POUR LA MODERNISATION DES EQUIPEMENTS ET DES METHODES D'ENTRETIEN DES CENTRALES

Résumé des objectifs

La Société Malgache de l'Electricité et de l'Eau (JIRAMA) sollicite des offres en vue d'organiser et de mettre en oeuvre un programme de modernisation des équipements et des méthodes d'entretien de ses centrales diesel:

(a) En augmentant les stocks de pièces de rechange pour les amener à un niveau permettant une exploitation efficace et sans à-coups des centrales diesel de JIRAMA.

(b) En établissant un système informatisé de gestion de l'entretien comprenant, entre autres, le contrôle des stocks de pièces de rechange et les moyens d'enregistrer et d'analyser les données sur le fonctionnement et l'entretien des groupes.

(c) En introduisant une instrumentation et des techniques de contrôle de l'état des centrales et de réparation modernes et appropriées.

(d) En mettant en service des moyens mobiles d'entretien se composant d'un certain nombre d'ateliers remorquables, de groupes de secours à utiliser pour compenser l'indisponibilité temporaire de puissance due aux révisions et réparations des centrales, et environ huit camions à quatre roues motrices pour le transport de ces équipements entre les centrales.

Le travail devra être exécuté sous forme de programme coordonné, organisé en deux phases.

La phase I consistera :

- A déterminer les besoins pour les composantes (a) à (d).
- A préparer les documents d'appel d'offres concernant les travaux à exécuter pour les composantes (a) à (d).

La phase II comprendra les achats et l'adjudication des marchés, la mise en oeuvre et la gestion du projet.

Le travail à faire au titre de ce programme devra être coordonné avec le travail à faire au titre du programme de Remise en état des centrales diesel et de rationalisation du parc diesel. La durée du projet est estimée à 24 mois.

Généralités

JIRAMA est une entreprise publique chargée de la production, du transport et de la distribution de l'électricité et de l'eau à Madagascar. JIRAMA relève du Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines.

JIRAMA exploite environ 60 centrales diesel, dont 13 ont une puissance installée de 1 à 25,7 MW et les autres une puissance inférieure à 1 MW. La plupart des centrales ne sont pas interconnectées et sont situées dans des zones éloignées. L'accès à plusieurs centrales est difficile en saison humide (de décembre à mars). Plusieurs petites centrales côtières sont éloignées d'un port et il faut s'y rendre en bateau quand les routes ne sont pas carrossables.

Les stocks de pièces de rechange sont extrêmement bas. On estime qu'en valeur, les stocks actuels doivent être triplés ou quadruplés.

L'enregistrement des données concernant le fonctionnement et l'entretien des groupes est bien organisé et convenablement exécuté. Cependant, les renseignements utiles retirés de ces données sont insuffisants parce que tout le travail est fait à la main. Un système informatisé pour enregistrer les données et produire les compte rendus nécessaires à la gestion dans des formes standard, devrait être introduit.

JIRAMA n'a eu que peu d'occasions de se tenir au courant des développements récents dans le domaine des techniques et des équipements de contrôle des performances des groupes (appareils d'étalonnage des thermomètres, des manomètres, des appareils de mesure des vibrations, moyens de vérification rapide de la qualité des combustibles et des lubrifiants) et des techniques d'entretien et de réparation des groupes. Les ateliers et leurs équipements, au niveau régional comme au niveau du secteur, ont un besoin considérable de modernisation. A cet égard la formation constitue une composante importante du programme.

De nombreuses centrales nécessitent l'utilisation d'un camion à quatre roues motrices ou (sur la côte) d'un bateau pour y accéder, en particulier en saison humide. Il est probable que tout l'ensemble de l'exploitation des centrales diesel de JIRAMA bénéficierait considérablement de moyens mobiles permettant d'effectuer rapidement, et sur place, des réfections et des réparations avec des outils et des pièces de rechange appropriés et des groupes mobiles qui apporteraient l'appoint de puissance nécessaire pendant les révisions.

Ce programme d'amélioration de l'exploitation des centrales diesel fait partie d'un groupe de programmes recommandés par une mission de la Banque Mondiale et du PNUD, en vue d'améliorer l'efficacité de la production d'électricité de JIRAMA.

Le rapport de la mission qui décrit le réseau électrique et donne les grandes lignes des travaux à accomplir doit être considéré comme faisant partie des présents termes de référence.

Domaines couverts par le travail demandé

Le travail demandé comprend tout ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs décrits au paragraphe "Résumé des objectifs". Il comprend en particulier les tâches suivantes:

(a) Augmentation du stock de pièces de rechange

i) Analyser l'état actuel des stocks, quelles pièces de rechange indisponibles dans le stock de JIRAMA auraient pu éviter des pannes, le fonctionnement à puissance réduite ou le fonctionnement au-delà des dates prévues pour l'entretien périodique.

ii) Revoir la liste des pièces de rechange recommandées.

iii) Aider JIRAMA, quand cela est nécessaire, à trouver les fournisseurs de pièces et de matériels nécessaires et préparer les commandes correspondantes

Remarque: il conviendra de tenir compte du fait que de nombreux groupes ont dépassé leur duré de vie économique et devront être réformés.

(b) Introduction d'un système informatisé de gestion de l'entretien et des stocks

i) Se familiariser avec les méthodes actuelles de JIRAMA et discuter avec elle les changements qui résulteraient de l'informatisation.

ii) Etudier les besoins d'informatisation pour les tâches suivantes:

- Contrôle des fournitures et du stock de pièces de rechange

- Inventaire des équipements

- Base de donnés concernant les points suivants:

  - Quelles sont les tâches à accomplir et pour quels équipements ?
  - Périodicité ?
  - Par qui ?
  - Nombre d'hommes-jours nécessaire ?

- Résumés des hommes-jours, établissement des besoins futurs par site, au total, etc., ou en fonction des heures de marche prévues et du passé de chaque groupe.

- Etablissement de listes de travaux et des besoins en pièces de rechange et en fournitures, avec indication des pièces et matériels manquants.

- Etablissement des ordres de travaux pour les interventions autres que l'entretien préventif préétabli.

- Enregistrement et restitution des éléments suivants:

  - Indisponibilités,
  - Coûts de fonctionnement et d'entretien,
  - kWh produits,
  - Facteurs d'utilisation des groupes,
  - Facteurs de charge des groupes,

- Le logiciel devrait pouvoir être utilisé sur sept micro-ordinateurs régionaux de haute capacité et les données devraient pouvoir être consolidées.

iii) Faire les recommandations pour l'achat ou le leasing des systèmes sur la base d'une analyse des coûts et avantages. Il conviendra de tenir compte de la possibilité d'adapter et d'utiliser le logiciel de gestion des stocks dans d'autres domaines d'activité, tels que la distribution.

iv) Aider JIRAMA à choisir les fournisseurs.

v) Commander le logiciel.

vi) Organiser la formation du personnel de JIRAMA.

(c) <u>Introduction d'appareils de contrôle de l'état des centrales et de techniques de réparation modernes</u>

i) Se familiariser avec les techniques et équipements actuellement utilisés par JIRAMA.

ii) Préciser les besoins. Une attention particulière devra être portée aux équipements d'injection et aux appareils de contrôle (appareils et instruments de la centrale, aussi bien que les appareils d'étalonnage) et aux outils, instruments de mesure et techniques utilisés pour la révision des groupes.

iii) Préparer les recommandations et les documents d'appel d'offres.

iv) Aider JIRAMA à choisir les fournisseurs.

v) Commander les équipements.

(d) Mise en service des équipements mobiles d'entretien et des groupes de secours

i) Se familiariser avec la logistique actuelle en matière d'entretien et la répartition géographique des centrales de JIRAMA.

ii) Vérifier les économies qui pourraient être réalisées sur la puissance installée, par l'utilisation des groupes mobiles proposés.

iii) Préciser les équipements nécessaires et établir les spécifications.

iv) Etablir les documents d'appel d'offres.

v) Evaluer les soumissions.

vi) Commander les équipements.

vii) Faire préparer les emplacements de remisage des équipements et prévoir qui sera chargé de leur contrôle à JIRAMA et établir les intructions et les procédures d'utilisation et d'entretien de ces équipements.

viii) Evaluer les avantages supplémentaires qui résulteraient de existence de moyens de transport maritime sur la côte à proximité des et sur la côte ouest, capables de débarquer les camions jusqu'aux centrales côtières ou à proximité.

Phase II

(a) Augmentation du stock de pièces détachées

i) Assurer les livraisons en temps voulu.

ii) Contrôler la mise en stock et l'enregistrement des livraisons.

(b) Introduction d'un système informatisé de gestion de l'entretien et des matériels

i) Assurer l'introduction du nouveau système et organiser la formation du personnel de JIRAMA.

ii) Régler les problèmes éventuels survenant lors de l'utilisation du système pendant la phase d'introduction.

(c) Introduction de techniques modernes de contrôle de l'état des centrales et de réparation

i) Contrôler les livraisons.

ii) Organiser l'introduction des techniques et la formation qui s'y rapporte. La formation devra comprendre des visites d'installations de centrales modernes, de constructeurs, d'établissements d'enseignement et d'expositions, au profit d'environ cinq ingénieurs de JIRAMA, pour assurer le développement des connaissances dans les domaines de la conception, de l'exploitation et de l'entretien des centrales diesel modernes.

iii) Assurer l'utilisation effective des nouvelles techniques, en les incorporant aux instructions et directives permanentes.

(d) Mise en service de moyens mobiles d'entretien et de secours

i) Suivre la production et les essais des équipements.

ii) Contrôler les livraisons et établir le plan d'utilisation pendant la première année d'exploitation des équipements.

iii) Contrôler l'exploitation des équipements et régler les problèmes qui pourraient se présenter.

Répartition des tâches et des responsabilités

Le consultant sera entièrement responsable de l'exécution du programme. Il devra fournir tous les services nécessaires à sa réussite. JIRAMA fournira les éléments suivants :

(a) Accès aux installations, aux documents et aux données nécessaires à l'exécution du travail.

(b) Tous les transports à l'intérieur de Madagascar.

(c) Le personnel nécessaire, et en particulier un chef de projet qui dirigera l'ensemble de l'opération avec l'aide du consultant.

(d) Les bureaux.

Directives pour l'établissement des soumissions

Les soumissions devront donner des détails complets sur les points suivants:

(a) Un programme de travail répondant aux présents termes de référence.

(b) Une estimation préliminaire par discipline, du nombre d'heures nécessaires à l'exécution des travaux et le lieu où chacune des phases sera exécutée.

(c) La nature de l'organisme et son expérience passée avec des travaux de ce type dans les pays en développement.

(d) Les curricula vitae (CV) du personnel affecté à l'étude ainsi que ceux du personnel de soutien au siège de l'organisme.

(e) Le personnel prévu et la durée de son affectation pour l'exécution du programme et la conduite de la formation du personnel de JIRAMA. avec curricula vitae complets et détails sur l'expérience passée.

(f) Le tableau d'organisation du projet avec indication des noms des candidats aux différentes tâches.

(g) La Société inclura dans sa soumission une proposition de procédure à utiliser pour ajouter ou retrancher des services au titre du présent marché. La procédure suggérée devra mentionner, sans que cela soit limitatif, comment estimer les heures de travail, et quels seraient les documents à l'appui à fournir et les taux horaires à appliquer pour les travaux exécutés. Ces taux horaires seront considérés comme faisant partie de la proposition.

Une enveloppe cachetée devra être jointe à la soumission et devra contenir l'estimation du coût du travail demandé sur la base d'un système d'honoraires professionnels fixes qui devront aussi être déterminés par rapport aux heures de travail réellement fournies.

La Société pourra suggérer d'autres moyens possibles d'atteindre les objectifs fixés dans les présents termes de référence. Ceux-ci devront être clairement définis, et précisés par des calendriers et des coûts séparés.

Forme du marché

Le marché sera adjugé sur la base du modèle international d'accord entre client et ingénieur conseil, établi et publié par la Fédération Internationale des Ingénieurs conseils (FIDIC).

Calendrier des paiements

Le programme des paiements sera négocié. La Société proposera dans sa soumission un calendrier qui liera les paiements à des performances clairement définies.

Estimation des coûts

Programme: modernisation des équipements et des pratiques d'entretien des centrales

Le projet se compose des quatre composantes suivantes:

(a) Augmentation du stock de pièces de rechange.

(b) Introduction d'un système informatisé de gestion de l'entretien.

(c) Introduction de techniques de contrôle de l'état des centrales et de réparation, modernes et appropriées.

(d) Mise en service d'équipements mobiles d'entretien et de groupes de secours.

Les travaux devront être exécutés en deux phases: la phase I comprend une étude détaillée des installations et procédures existantes en vue de déterminer les besoins pour les composantes (a) à (d), et la préparation des documents d'appel d'offres pour l'exécution de ces composantes; la phase II comprend l'adjudication des marchés d'exécution et de gestion du projet.

L'estimation des coûts et des calendriers détaillés pour les deux phases est donnée ci-dessous.

Le coût des ateliers d'entretien mobiles correspond à 8 unités (200 groupes à entretenir, 10 jours par groupe et par an, équipements utilisés 75 % du temps). Chaque unité comprend un camion tracteur équipé d'une grue hydraulique de 10 tonnes, une remorque aménagée en atelier et équipée d'un compresseur, trois bancs de travail, tours, fraiseuse, meules, presse hydraulique, soudure à l'arc, équipement de lubrification et graissage, un outillage complet. Des groupes de secours compacts, et refroidis par radiateurs sont également inclus (5 x 50 kW, 2 x 100 kW, 2 x 300 kW, 1 x 500 kW, soit un total de 1.650 kW). Le coût de ces derniers s'élève à environ 420.000 dollars.

Programme: Amélioration du matériel et des méthodes d'entretien des centrales
Projet: Phase I - Préparation

Elément des travaux	Durée des travaux	Consultant			JIRAMA et éléments locaux			Frais de voyage	
		Hommes-mois	Honoraires	Frais de subsistance	Hommes-mois	Coût des hommes-mois	Frais de subsistance		
	(mois)	(mois)	($)	($)	(mois)	(kFMG)	(kFMG)	($)	(kFMG)
(a) Spécification et commande des pièces de rechange									
Prép. au siège de JIRAMA	1,25	1,25	14.125	4.575	1,25	300	900	1.500	
Visite de 3 sites	0,25	0,25	2.825	915	0,25	60	180		360
Total	1,50	1,50	16.950	5.490	1,50	360	1.080	1.500	360
(b) Spécification du système automatisé et de gestion des stocks									
Prép. au siège de JIRAMA	1,5	1,5	16.950	5.490	1,5	360		1.500	
Visite de 3 sites	0,5	0,5	5.650	1.830	0,5	120	180		240
Définir les besoins	0,5	0,5	5.650	1.830	2,0	480			
Rédiger spécifications	0,75	0,75	8.475	2.745	0,75	180			
Evaluer les offres et négocier les contrats	0,5	0,5	5.650	1.830	1,0	240		1.500	
Total	3,75	3,75	42.375	13.725	5,75	1.380	180	3.000	240

Programme: Amélioration du matériel et des méthodes d'entretien des centrales (suite)
Projet: Phase I - Préparation

Elément des travaux	Durée des travaux	Consultant			JIRAMA et éléments locaux			Frais de voyage	
		Hommes-mois	Honoraires	Frais de subsistance	Hommes-mois	Coût des hommes-mois	Frais de subsistance		
	(mois)	(mois)	($)	($)	(mois)	(kFMG)	(kFMG)	($)	(kFMG)
(c) Surveillance de l'état des centrales et du système d'entretien									
Prép. au siège JIRAMA	0,5	0,5	5.650	1.830	0,5	120		1.500	
Définition des besoins	0,25	0,25	2.825	915	0,5	120			
Organiser visite à l'étranger	0,25	0,25	2.825	915					
Visiter autres centrales/ateliers	0,25	0,25	2.825	2.745	0,5	120		4.500	180
Rédiger spécifications	0,75	0,75	8.475	2.745	0,75	180			
Concevoir cours formation	0,75	0,75	8.475	2.745	0,5	120			
Evaluer offres					0,5	120		1.500	
Commander matériel	0,5	0,5	5.650	1.830	0,5	120			
Total	3,75	3,75	36.725	13.725	3,75	900		7.500	180
(d) Matériel entretien mobile et groupes de réserve									
Prép. siège JIRAMA	0,5	0,5	5.650	1.830	0,75	180		1.500	
Visite des sites	0,5	0,5	5.650	1.830	0,5	120	180		240
Rédiger spécifications	0,75	0,75	8.475	2.745	0,25	60			
Spécifier l'utilisation, le système de contrôle et de dispatch et les responsabilités à JIRAMA pour:									
-Utilisation de matériel	0,5	0,5	5.650	1.830	0,5	120			
-Evaluation des offres	1,00	1,00	11.300	5.490	1,00	240		3.000	
-Négociation des contrats	1,00	1,00	11.300	5.490	0,5	120			
Total	4,25	4,25	48.025	19.215	3,50	840	180	4.500	240
TOTAL PHASE I	4,25	13,25	144.075	52.155	14,5	3.480	540	16.500	1.020

Programme: Amélioration du matériel et des méthodes d'entretien des centrales
Projet: Phase II - implementation mise en oeuvre

Elément des travaux	Durée des travaux	Consultant			JIRAMA et éléments locaux			Coûts voyage		Matériel	
		Hommes-mois	Frais de Honoraires	Hommes-subsistance	Coût des mois	Frais de hommes-mois	Frais de subsistance				
	(mois)	(mois)	($)	($)	(mois)	(kFMG)	(kFMG)	($)	(kFMG)	($)	(kFMG)
(a) Rétablir le niveau du stock de pièces de rechange											
Achat pièces de rechange										2.500.000	
Contrôle de qualité	2% du coût matériel									50.000	
Total										2.550.000	
(b) Système automatisé de gestion de l'entretien											
Formation, mise en place	6	12	135.600	43.920	12	2.880	1.080	6.000	600		
Logiciel	6	-								50.000	
Total	12	12	135.600	43.920	12	2.880	1.080	6.000	600	50.000	
(c) Surveillance de l'état des centrales et application du système d'entretien											
Matériel							1			100.000	
Adoption de nouvelles méthodes	6	1	11.300	3.660	6	1.080	720	109.800a/	360		
Formation	12	3	33.900	10.980	30	5.400		6.000	360		
Total	18	4	45.200	14.640	36	6.480	720	115.800	720	100.000	
(d) Mettre en oeuvre le matériel d'entretien mobile et les groupes de réserve											
Matériel										1.900.000	
Contrôle de qualité (5 % du coût)										100.000	
Provisions locales	6	1	11.300	3.660	12	1.680	1.440		1.200	20.000	30.000
Introduction du système	12	2	22.600	7.320							
Total	12	3	33.900	10.980	12	1.680	1.440	3.000	1.200	2.020.000	30.000
TOTAL PHASE II	12	10	214.700	69.540	60	11.040	3.240	124.800	2.520	4.720.000	30.000

a/ Y compris la formation de cinq ingénieurs de JIRAMA à l'étranger

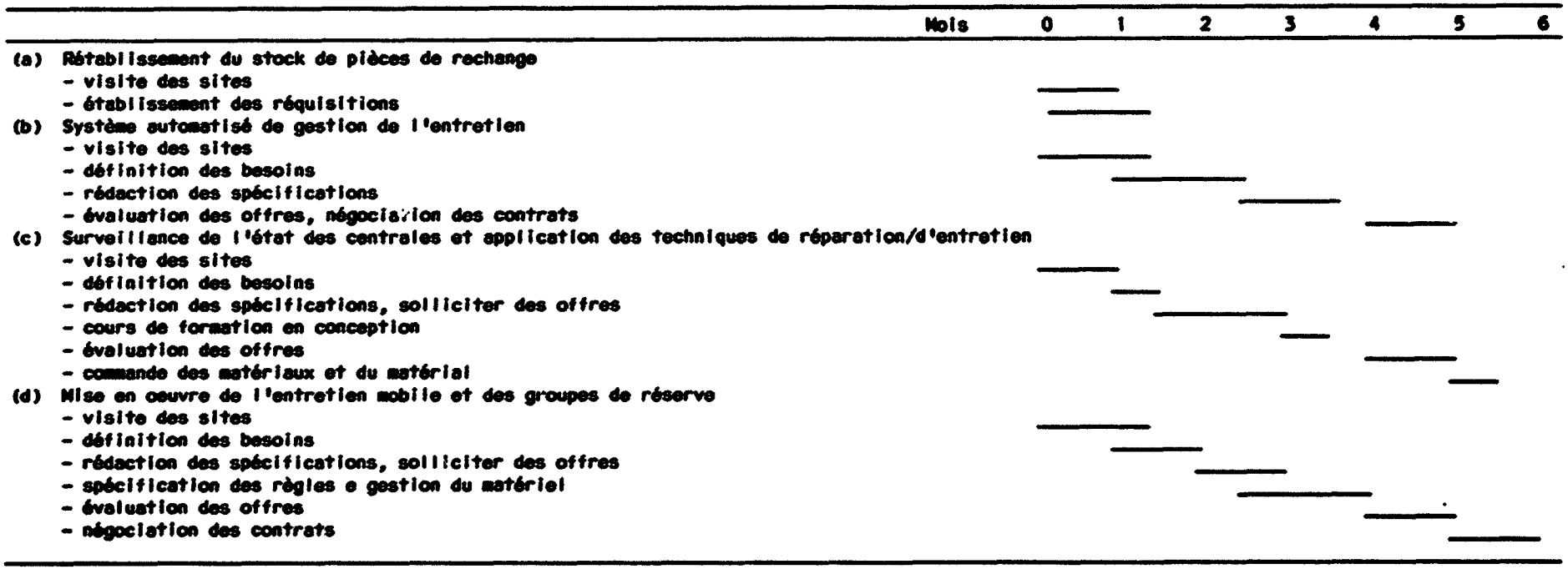
Programme: Amélioration du matériel et des méthodes d'entretien des centrales
Projet: Gestion globale du projet

Elément des travaux	Durée des travaux	Consultant			JIRAMA et éléments locaux			Frais de voyage		Coûts Matériel	
		Hommes-mois	Honoraires	Frais de subsistance	Hommes-mois	Coût des hommes-mois	Frais de subsistance				
	(mois)	(mois)	($)	($)	(mois)	(kFMG)	(kFMG)	($)	(kFMG)	($)	(kFMG)
Gestion du projet	24	12	135.600	43.920				10.000			

Résumé des coûts du programme	Monnaie nationale ($)	Devises ($)	Total ($)
Gestion du projet	—	189.520	189.520
A. Reconstitution du stock de pièces de rechange			
Préparation	2.900	23.940	26.840
Mise en oeuvre	—	2.550.000	2.550.000
Total	2.900	2.573.940	2.576.840
B. Système automatisé de gestion de l'entretien			
Préparation	2.900	59.100	62.000
Mise en oeuvre	7.350	235.520	242.870
Total	10.250	294.620	304.870
C. Amélioration des techniques de surveillance et de réparation			
Préparation	1.740	57.950	59.690
Mise en oeuvre	12.770	275.640	288.410
Total	14.510	333.590	348.100
D. Unités mobiles d'entretien			
Préparation	2.030	71.740	73.770
Mise en oeuvre	55.350	2.067.880	2.123.230
Total	57.380	2.139.620	2.197.000
TOTAL	85.040	5.531.290	5.616.330

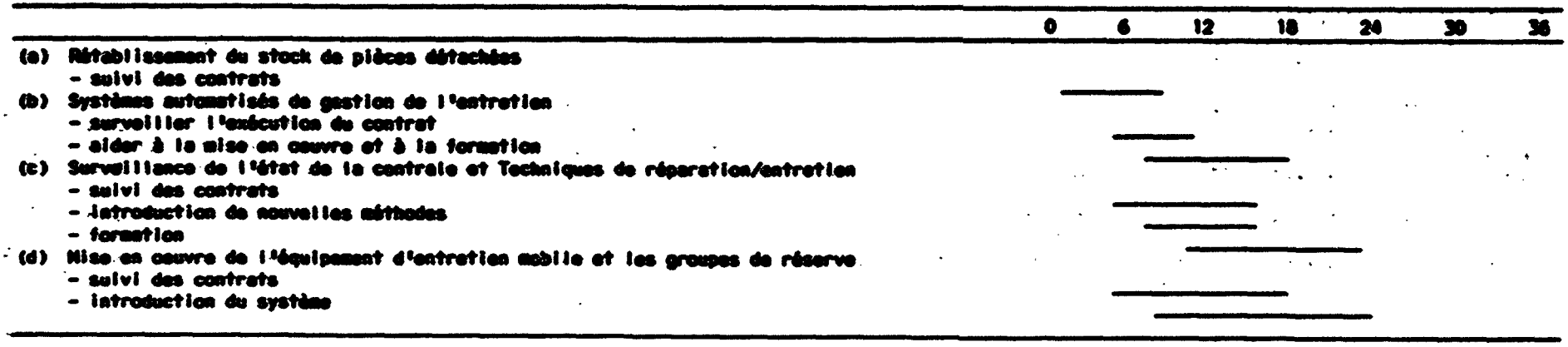
Calendrier

Programme: Amélioration du matériel et des méthodes d'entretien des centrales
Projet: Phase I - Préparation



Calendrier

Programme: Amélioration du matériel et des méthodes d'entretien des centrales
Projet: Phase II - Exécution



PROJET DE TERMES DE REFERENCE D'UN PROGRAMME DE MODERNISATION DES CENTRALES HYDRO-ELECTRIQUES

Résumé des besoins

La Société Malgache de l'Electricité et de l'Eau (JIRAMA) sollicite des propositions de bureaux d'études qualifiés pour (a) préparer un programme de modernisation de trois centrales hydro-électriques - Antelomita (8,8 MW), Manandona (1,6 MW) et Mandraka (24 MW); (b) conseiller JIRAMA sur les lignes de conduite qu'elle pourrait suivre pour les centrales de Vatomandry (170 kW) et Manandray (450 kW). Le programme de modernisation se composera de deux parties:

(a) un Programme de Réparations Essentielles (PRE) qui spécifiera les réparations qu'il faut faire à court terme pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'exploitation des centrales, compte tenu de la demande de puissance au cours des deux ou trois prochaines années, ainsi que les besoins de pièces de rechange,

(b) un Programme d'Amélioration des Performances (PAP) qui évaluera la faisabilité technique et économique des améliorations susceptibles d'augmenter la puissance de pointe des centrales ou leur rendement, et d'évaluer leurs coûts et les avantages associés. JIRAMA se servira périodiquement de cette évaluation dans le cadre du futur plan de développement au moindre coût du réseau électrique.

On estime le coût global du Programme de Réparations Essentielles, y compris les salaires locaux et les installations locales, à 2,0 millions de dollars environ. Ce programme est financé par _____. Une estimation plus précise, en particulier des coûts du Programme d'Amélioration des Performances, sera établie au titre de l'évaluation spécifiée dans les présents termes de référence. La société qui s'acquittera des services qui sont spécifiés dans ces termes de référence sera appelée le consultant. Dans les paragraphes suivants sont décrits: (a) la portée générale des travaux du consultant et la participationm de JIRAMA; (b) les éléments qu'il conviendra d'envisager dans le cadre du Programme de Réparations Essentielles et du Programme d'Amélioration des Performances; (c) la répartition des tâches et des responsabilités; (d) les divers autres éléments qui entrent dans l'exécution du projet (forme de contrat, calendrier des versements, formation, et calendrier du projet).

Portée générale des travaux

Phase I : Inspection et évaluation sur le terrain

Le consultant inspectera entièrement les trois centrales hydro-électriques qui doivent être évaluées dans le cadre du projet (Antelomita, Manandona et Mandraka). Il évaluera les méthodes d'exploitation et l'état de chaque centrale, le réservoir, le déversoir, les conduits d'alimentation et de décharge de l'eau, les systèmes et l'instrumentation électriques. Les données relatives aux lignes de transport (puissance, fiabilité, pertes) seront également examinées, ainsi que les caractéristiques générales du fonctionnement des centrales: puissance de pointe réelle, contraintes de débit minimum, énergie maximum que peuvent produire les centrales pendant la journée (de 8 heures à 22 heures) pendant les jours de semaine, toute l'année ou pendant la saison sèche.

Le consultant recommandera: (a) les travaux qu'il faudra inclure dans le Programme à court terme de Réparations Essentielles pour protéger la durée de vie du matériel et assurer la sécurité et la fiabilité du fonctionnement des centrales; (b) les modifications à apporter à une date future et qui permettront d'améliorer le rendement et la puissance de pointe. Si les travaux recommandés dans le cadre du Programme de Réparations Essentielles exigent de nouveaux composants, par exemple, de nouvelles roues de turbines, la mise en place immédiate d'un composant plus performant devra être envisagée au lieu d'attendre le programme futur de modernisation. Le consultant déterminera les améliorations de puissance et de disponibilité des centrales qui résulteraient des améliorations futures envisagées (puissance de pointe, énergie annuelle et énergie produite pendant la journée en saison sèche et en saison des pluies) ainsi que celles qui pourraient résulter du Programme de Réparations Essentielles. Le consultant devra également déterminer l'importance et la durée de l'arrêt des centrales que pourraient nécessiter les travaux (Programme d'Amélioration des Performances) ainsi que les directives préliminaires pour établir le calendrier des travaux. Le consultant devra également inspecter les petites centrales de Vatomandry et de Manandray et conseiller à JIRAMA la marche à suivre la plus économique pour ces centrales; JIRAMA s'occuperait de faire directement les travaux supplémentaires dont ces centrales pourraient avoir besoin. Le rapport ci-joint sur l'Etude de l'efficacité du Secteur Electrique de Madagascar fait partie des présents termes de référence, notamment le Chapitre IV qui décrit les difficultés spécifiques de chaque centrale hydro-électrique ainsi que les mesures recommandées pour les éliminer. Les éléments des travaux qu'il faudra faire pour chaque centrale sont indiqués plus loin dans leurs grandes lignes.

Dossiers d'appel d'offres

Le consultant préparera des dossiers d'appel d'offres à l'intention de sociétés qualifiées pour exécuter le Programme de

Réparations Essentielles. Ces dossiers devront comporter des calendriers que JIRAMA devra approuver. Dans les cas où la réparation du matériel (ou d'un système) ferait appel à un examen ou au remplacement du matériel par le fournisseur d'origine, le consultant soumettra à JIRAMA une estimation de la valeur du service ou du matériel offert. Le dossier d'appel d'offres devrait donner une estimation provisoire de la durée globale des travaux de chaque centrale.

Phase II : Evaluation des offres et exécution du Programme de Réparations Essentielles

Le consultant aidera JIRAMA à évaluer les offres soumises pour accomplir les travaux recommandés dans le cadre du Programme de Réparations Essentielles et à préparer les contrats de travaux. Le consultant administrera également le contrat et assurera la gestion de la mise en oeuvre du programme pour le compte de JIRAMA. JIRAMA fournira le personnel résident pour la gestion des travaux sur chaque centrale. Le Programme de Réparations Essentielles devra être achevé dans les vingt-quatre (24) mois qui suivront l'adjudication du contrat.

Formation

Le consultant prendra des dispositions pour assurer la formation du personnel de JIRAMA dans le domaine de la technologie, de la conception, du fonctionnement et de l'entretien des centrales hydro-électriques et assurera la formation nécessaire concurremment à l'installation de tout matériel installé au cours du projet.

Besoins spécifiques des centrales

Les éléments de travaux indiqués ci-dessous font partie du champ des services demandés au consultant. Le consultant devra confirmer la catégorie à laquelle appartient chaque élément des travaux, c'est-à-dire s'il s'agit d'un élément des travaux essentiels ou s'il faudrait le considérer comme un travail futur de modernisation.

Centrale d'Antelomita (8,8 MW) (Réseau interconnecté)

La centrale d'Antelomita possède six groupes de 1.360 kW installés entre 1930 et 1952 et un groupe de 640 kW installé en 1918 et remis à neuf en 1952, tous fabriqués par Escher Wyss. La liste suivante décrit les besoins essentiels de cette centrale:

(a) Examiner et établir la nécessité de remplacer les contrôles, les transformateurs et les tableaux électriques, qui sont très anciens.

(b) Définir les travaux nécessaires pour réparer, recalibrer et régler les principaux instruments et contrôles et, le cas

échéant, améliorer ou remplacer les contrôles que l'on ne peut pas réparer.

(c) Choisir soit la réparation, soit le remplacement de la roue de turbine du groupe de 640 kW qui ne fonctionne plus depuis 1985.

(d) Préciser les travaux nécessaires pour réviser le groupe 2 d'Antelomita I, y compris l'élimination des vibrations qui limitent actuellement sa puissance d'exploitation à 1.200 kW. Ces travaux comprennent le remplacement de la roue si c'est nécessaire.

(e) Inspecter les deux barrages et préciser les travaux qu'il faut y faire pour arrêter les fuites.

(f) Inspecter toutes les autres turbines, les excitatrices et les alternateurs et déterminer les travaux nécessaires pour augmenter la fiabilité et la production.

(g) Inspecter la conduite forcée avec des appareils d'essai à ultrason et faire une inspection visuelle des principales vannes et des principaux supports de la conduite forcée, afin d'établir l'intégrité structurelle de ce matériel, et préciser les travaux de réparation nécessaires.

(h) Dresser une liste des besoins de pièces de rechange que devra fournir l'entrepreneur.

(i) Examiner la faisabilité technique et économique d'options futures pour augmenter la puissance de pointe de la centrale.

Centrale de Manandona (1,6 MW) (Réseau interconnecté)

La centrale hydro-électrique de Manandona se compose de deux groupes de 480 kW installés en 1932 (les transformateurs ont été installés en 1956 et 1966) et d'un groupe de 640 kW installé en 1952 (le transformateur a été installé en 1976). La liste suivante est celle des principales tâches que devra effectuer le consultant pour cette centrale.

(a) Définir le programme de rénovation des systèmes électriques et des systèmes de contrôle de la centrale qui vieillissent et qui sont d'un entretien difficile en l'absence de pièces de rechange.

(b) Préciser le nettoyage et les réparations du matériel et des systèmes électriques.

(c) Examiner l'état du barrage principal qui a éprouvé des problèmes structurels, et préciser les travaux qu'exigerait sa réparation.

(d) Dresser une liste des pièces de rechange que devra fournir l'entrepreneur.

(e) Vérifier à l'ultrason la conduite forcée et les vannes ainsi que l'intégrité structurelle des supports.

(f) Inspecter les roues de turbines et les excitatrices et, le cas échéant, préciser les tavaux qu'il faudrait faire pour les remettre à neuf.

Centrale de Mandraka (24 MW) (Réseau interconnecté)

Cette centrale paraît essentiellement en bon état, mais la mission recommande d'y faire les travaux suivants:

(a) Le consultant examinera la situation en matière de pièces de rechange et dressera la liste des pièces que devra fournir l'entrepreneur pour assurer la fiabilité et la permanence du fonctionnement de la centrale.

(b) Le consultant vérifiera à l'ultrason l'état de la conduite forcée, les vannes et l'intégrité structurelle des supports.

(c) Le consultant fera une évaluation détaillée des options techniques et des coûts de l'élargissement du canal de 5 km qui alimente le fleuve Mandraka à partir du réservoir de Mantasoa, établira un calendrier de travaux préliminaire et évaluera la durée de l'arrêt nécessaire de la centrale. Le consultant examinera aussi les problèmes d'érosion susceptibles de se produire au barrage de la centrale. Il examinera également la faisabilité technique de nouvelles augmentations de la puissance de pointe de la centrale ainsi que de la production de jour en saison sèche et les coûts associés (y compris les arrêts de la centrale nécessaires à l'exécution des travaux). Il déterminera la meilleure date pour entreprendre l'élargissement du canal ou d'autres travaux de suréquipement compte tenu des projections actuelles de l'offre et de la demande.

Centrale de Vatomandry (Zones extérieures)

Cette petite centrale est en mauvais état et il est probable qu'il lui sera bientôt impossible de fonctionner si on ne fait pas d'importants travaux de rénovation. Le consultant devra:

(a) Définir les travaux nécessaires pour éliminer les fuites signalées à la face inférieure du principal barrage de prise d'eau et du déversoir.

(b) Inspecter et définir les travaux qui seraient nécessaires pour réparer, réviser complètement ou remplacer la conduite forcée

(1 m de diamètre, 380 m de long), si nécessaire en utilisant la vérification par ultrasons. Il faudra également inspecter les vannes et les supports pour vérifier leur intégrité structurelle.

(c) Spécifier les travaux nécessaires pour réviser le matériel électrique de la centrale. Si des pièces de rechange ne sont pas disponibles, il faudra alors spécifier le nouveau matériel.

(d) Définir les travaux nécessaires pour réviser les groupes, notamment, les excitatrices.

(e) Examiner avec la Direction de la distribution les estimations des travaux qui seraient nécessaires pour renover la ligne de transport.

(f) Examiner les besoins de pièces de rechange.

(g) Conseiller JIRAMA sur la marche à suivre qu'elle devra éventuellement adopter pour cette centrale et évaluer les économies de combustible que l'on pourrait encore réaliser avec un minimum de travaux, cependant que de nouveaux groupes diesel pourraient fournir la puissance garantie.

Centrale de Manandray (450 kW) (Zones extérieures)

(a) Inspecter l'état du barrage, de la centrale et du matériel.

(b) Conseiller JIRAMA sur les différentes options qu'elle pourrait adopter pour protéger la durée de vie du matériel.

Estimations du projet

Après avoir vérifié en détail la portée des travaux à la suite des inspections du site, le consultant devra estimer le coût pour chaque centrale en particulier et soumettre les résultats de cette estimation, accompagnés de ses recommandations, à l'examen et à l'approbation de JIRAMA.

Le rapport identifiera séparément les possibilités d'améliorations qui permettraient d'accroître la puissance et le rendement de chaque centrale et pour chaque groupe.

Pour les centrales de la Zone interconnectée, le rapport discutera les avantages que permettrait d'obtenir le Programme d'Amélioration des Performances du point de vue de la puissance de pointe, de la production annuelle d'énergie et de l'énergie disponible pendant la journée les jours de semaine (de 8 heures à 22 heures) toute l'année ou pendant la saison sèche en tenant compte, comme il se doit, des éventuelles contraintes de débit minimum.

Répartition des tâches et des responsabilités

Le consultant sera entièrement responsable de l'exécution du programme. Il devra fournir tous les services nécessaires à sa réussite. JIRAMA fournira les éléments suivants:

(a) l'accès aux installations, aux documents et aux données nécessaires à l'exécution du travail;

(b) tous les transports à l'intérieur de Madagascar;

(c) le personnel nécessaire;

(d) les bureaux.

Directives pour l'établissement des soumissions

Les soumissions devront donner des détails complets sur les points suivants:

(a) Un programme de travail répondant aux présents termes de référence.

(b) Une estimation préliminaire, par discipline, du nombre d'heures nécessaire à l'exécution des travaux et l'endroit où chacune des phases sera executée.

(c) La nature de l'organisme et son expérience passée avec des travaux de ce type dans des pays en développement.

(d) Les curricula vitae (CV) du personnel affecté à l'étude ainsi que ceux du personnel de soutien au siège de l'organisme.

(e) Le personnel prévu et la durée de son affectation pour l'exécution du programme et la conduite de la formation du personnel de JIRAMA avec curricula vitae complets et détaillés sur l'expérience antérieure.

(f) Le tableau d'organisation du projet avec indication des noms des candidats aux différents postes.

(g) Le consultant inclura dans sa soumission une proposition de procédure à suivre pour ajouter ou retrancher des services au titre du présent marché. La procédure suggérée devra mentionner, sans que cela soit limitatif, comment estimer les heures de travail, et quels seraient les documents à l'appui à fournir et les taux horaires à appliquer pour les travaux exécutés. Ces taux horaires sont considérés comme faisant partie de la proposition.

Une enveloppe cachetée devra être jointe à la soumission et devra contenir l'estimation du coût du travail demandé, sur la base d'un système d'honoraires professionnels fixes qui devront aussi être déterminés par rapport aux heures de travail effectivement fournies.

Le consultant pourra suggérer d'autres moyens d'atteindre les objectifs fixés dans les présents termes de référence. Ceux-ci devront être clairement définis et précisés par des calendriers et des coûts séparés.

Forme du marché

Le marché sera adjugé sur la base du modèle international d'accord entre client et ingénieur conseil, établi et publié par la Fédération Internationale des Ingénieurs conseils (FIDIC).

Calendrier des paiements

Le programme de paiement sera négocié. Le consultant proposera dans sa soumission un calendrier qui liera les paiements à des performances clairement définies.

PROJET DE TERMES DE REFERENCE POUR LA MODERNISATION DU SYSTEME DE GESTION DE LA CLIENTELE

JIRAMA sollicite des offres d'assistance technique pour moderniser son système de gestion de la clientèle. On trouvera des renseignements généraux sur le système actuel ainsi que sur les objectifs de l'étude dans les Sections 7.16 à 7.21 et 7.22 à 7.24 du présent rapport et dans l'étude de faisabilité de la modernisation de la gestion des comptes clients qui a recommandé l'achat d'un nouvel ordinateur pour le Département Clients de JIRAMA. Les services envisagés ici concernent uniquement les méthodes, les procédures et le logiciel.

Etendue des travaux

Phase I : Préparation

(a) Examiner toutes les fonctions remplies par le système actuel et les améliorations qui s'imposent.

(b) Déterminer toutes les fonctions que le système actuel ne permet pas d'accomplir ou permet d'accomplir d'une manière peu satisfaisante et qui pourraient l'être avec un système moderne.

(c) Déterminer l'architecture générale et les fonctions du système futur ainsi que les interfaces nécessaires au sein du système de la Direction clients, au sein du système SOMAGI, et entre SOMAGI et la Direction Clients.

(d) Spécifier les besoins du point de vue de la structure des fichiers et des codes clients dans le cadre de l'architecture globale envisagée.

(e) Compte tenu de ce diagnostic, analyser le coût et l'efficacité de diverses options pour la mise en oeuvre.

(f) Etudier la question de portabilité sur des micro-ordinateurs régionaux.

(g) Aborder les questions (y compris coût et efficacité) liées à l'adoption éventuelle de machines de facturation portatives dans les petits secteurs et de matériel de relève portatif à microprocesseur.

(h) Mettre au point avec JIRAMA le programme de formation et de recrutement, ainsi que le calendrier d'exécution du programme convenu.

Phase II:

Développement et mise en oeuvre du module "portefeuille clients", de la consultation en temps réel et de la mise à jour des comptes des clients.

- conception détaillée des nouveaux formulaires de factures
- programmation des caisses-enregistreuses
- conception détaillée et programmation du module "portefeuille clients" et interfaces avec la comptabilité
- programmation de la consultation en temps réel du fichier clients.

Phase III:

Formation et suivi de la mise en place du nouveau système.

Phase IV:

Exécution de fonctions supplémentaires convenues.

L'établissement des spécifications et des estimations de coûts pour l'exécution du programme convenu devrait être arrêté rapidement pour permettre à la Phase II de démarrer dès que le nouvel ordinateur sera prêt à fonctionner (environ au deuxième trimestre de 1987).

Le consultant ne devra pas tarder à indiquer les spécifications supplémentaires ou les modifications de spécifications du matériel périphérique qui pourraient sembler souhaitables en fonction de l'architecture envisagée.

Les propositions devront mettre l'accent sur la formation qui sera dispensée, sur les besoins de maintenance des programmes, et sur les services de maintenance fournis par le consultant.

L'équipe de consultants devrait se composer, pendant la phase des études, d'au moins un spécialiste des systèmes de gestion de la clientèle possédant une expérience actuelle ou passée du secteur de l'énergie ou de la distribution d'eau et d'un ingénieur en informatique possédant une expérience de la programmation et de la gestion des projets dans le domaine des systèmes de gestion de la clientèle des sociétés d'électricité ou de distribution d'eau, connaissant bien l'évolution du matériel et du logiciel dans ce domaine.

JIRAMA et SOMAGI mettront à la disposition du consultant tous les renseignements généraux pour faire cette étude ainsi que les programmes actuels.

PROJET DE TERMES DE REFERENCE POUR L'ASSISTANCE TECHNIQUE A LA DIRECTION DES ETUDES ECONOMIQUES ET DE LA PLANIFICATION

Généralités

A la suite d'une étude de réorganisation, JIRAMA vient d'unifier en une seule nouvelle Direction toutes les activités liées à la planification du réseau, aux études économiques, aux statistiques, et aux études tarifaires; elle sollicite des propositions pour l'aider à mettre en place des systèmes efficaces de planification pour la nouvelle Direction des Etudes Economiques et de la Planification (DEEP). Il s'agira de définir:

- les besoins de données et les systèmes de gestion des données,
- les méthodes, les procédures d'articulation entre cette Direction et d'autres services, et la gestion du processus de planification en général,
- la méthodologie, les outils de planification informatisée et le logiciel,
- les besoins opérationnels divers (documentation, reprographie, logiciels, etc.),

ainsi que de procurer l'assistance nécessaire pour mettre en oeuvre ces outils et ces méthodes, et une formation pour le personnel de la Direction.

Objectifs

Cette assistance a pour but de donner à JIRAMA tous les moyens dont elle a besoin pour assurer, de manière autonome, la planification du système électrique. Les objectifs particuliers à court et moyen terme consistent à donner à JIRAMA les moyens nécessaires pour entreprendre:

(a) la préparation et la mise à jour régulière d'études de marché et de prévisions de la demande, avec le degré de détail suffisant pour faciliter la planification du secteur électrique et aider à la définition des politiques commerciales;

(b) la préparation, pour chaque région desservie, de plans de dévelopement au moindre coût, ainsi que leur mise à jour régulière dans le cadre du plan global de développement de JIRAMA;

(c) la préparation d'un plan d'investissement décennal et d'un budget d'investissement qui seront mis à jour tous les ans dans le cadre du cycle budgétaire de JIRAMA;

(d) la définition, avec le Service commercial, de structures tarifaires économiquement et financièrement équilibrées, et le suivi des politiques et des réformes tarifaires éventuelles;

(e) la mise au point de critères économiques pour établir des normes techniques pour le matériel du réseau et l'évaluation de leur application, en collaboration avec les services opérationnels intéressés;

(f) la création et la mise à jour d'un système d'information capable de fournir à la DEEP toutes les données de coûts et de performance technique dont elle a besoin pour s'acquitter des fonctions susmentionnées, ainsi que pour tenir informé le Directeur Général de JIRAMA et son Conseil d'administration du fonctionnement et du développement du réseau.

Rôle du consultant

L'assistance technique envisagée devrait s'étendre sur une période de deux ans et prévoir un certain suivi la troisième année. Un expert-résident, spécialisé en planification des réseaux électriques conseillera le Directeur de la DEEP et coordonnera avec lui toutes les activités liées à ce programme dont il aidera la mise en oeuvre, et dispensera une formation sur place, selon les besoins. L'expert-résident sera aidé par des experts non résidents, qui se rendront en visite à Madagascar selon les besoins, pour examiner des sujets spécialisés. Le personnel de la DEEP participera activement et dès le début à l'exécution de ce programme et à la conception du Plan directeur du secteur électrique, sous la supervision du consultant, afin qu'en trois ans ce Service jouisse d'une autonomie complète pour concevoir et mettre à jour les plans d'équipement.

Le consultant fournira tous les services nécessaires pour atteindre les objectifs mentionnés plus haut. Les principales responsabilités de l'expert-résident, aidé du bureau du consultant comprennent, notamment, les responsabilités suivantes:

(a) préparer en l'espace de deux mois et, en collaboration avec la Direction de JIRAMA, un programme de travail détaillé qui permettra d'atteindre les objectifs sus-mentionnés, ainsi que des critères pour évaluer les résultats obtenus par le consultant et la DEEP dans l'exécution du programme;

(b) définir un programme de formation à l'intention du personnel de la DEEP, pour compléter la formation dispensée sur place pendant l'exécution du programme de travail, ainsi que les objectifs à plus long terme dans le domaine de la formation;

(c) définir le matériel et le logiciel dont a besoin la Direction ou d'autres services de JIRAMA qui assisteront la Direction à s'acquitter de ses fonctions de planification;

(d) définir les données et les renseignements internes aussi bien qu'externes que la Direction devra recueillir; concevoir le système de gestion des données et aider à sa mise en oeuvre dans le cadre du système plus général du système d'information de gestion qui sera mis au point graduellement;

(e) aider, avec la DEEP et les directeurs des services techniques intéressés, à définir les critères économiques pour établir des normes de conception techniques pour le réseau électrique, et les critères de fiabilité qui seront utilisés dans la planification du réseau;

(f) définir avec la DEEP et, par l'intermédiaire de son Directeur, avec la Direction générale de JIRAMA, les procédures administratives et de gestion qu'il conviendra de mettre en place pour assurer une coordination appropriée entre les différents services, notamment pour la collecte des données ou le processus de planification en général;

(g) concevoir, avec le Directeur de la DEEP, des méthodes d'administration et de gestion à l'intention de la Direction pour lui permettre de s'acquitter convenablement de ses principales fonctions, en produisant régulièrement, entre autres, des résumés et des rapports sur l'exploitation du réseau électrique (ventes, production, coupures de courant, pertes, courbes de charge, coûts de production et de transport, etc.).

PROJET DE TERMES DE REFERENCE POUR LE PLAN DIRECTEUR DES TELECOMMUNICATIONS

JIRAMA cherche à obtenir une assistance technique pour la modernisation et la planification du développement futur du réseau interne de télécommunications. L'objectif de cette étude est d'établir les investissements prioritaires à court terme en cohérence avec les développements envisageables à long-terme. Cette étude devrait s'appuyer sur une participation active de JIRAMA qui a déjà analysé plusieurs aspects du problème.

Les Sections 7.8 à 7.10 du présent rapport donnent une brève indication générale de la situation actuelle et de la portée de l'étude et font partie des présents termes de référence.

Rôle du consultant

Le rôle du consultant consistera à aider JIRAMA à évaluer les solutions techniques possibles pour le court, le moyen et le long terme, à établir les spécifications techniques, à évaluer les coûts et les avantages des différentes options. Le consultant aidera également JIRAMA à préparer les documents d'offre.

Qualifications du consultant

Le consultant sera un spécialiste des télécommunications et possédera de préférence une expérience dans le secteur électrique. Un curriculum vitae sera inclus dans la proposition.

Rôle de JIRAMA

JIRAMA choisira des représentants des services fonctionnels intéressés et du laboratoire compteurs, pour constituer un groupe de travail ad hoc. Avant l'arrivée du consultant, un inventaire complet du matériel actuel de télécommunications sera dressé, y compris son âge et son état actuel, ainsi qu'une description détaillée des méthodes actuelles de communication. JIRAMA fournira tous les renseignements supplémentaires qui intéressent cette étude ainsi que les services de secrétariat, le cas échéant.

ESTIMATION DES PERTES TECHNIQUES

Configuration du réseau et données de base

Le calcul des pertes techniques du réseau électrique de Madagascar est complexe en raison du grand nombre de réseaux électriques isolés qu'il contient; ce calcul souffre également de l'absence de données techniques détaillées concernant toutes les composantes du réseau.

On s'est intéressé tout particulièrement au Réseau interconnecté parce qu'il s'inscrit pour 64 % de la consommation totale d'électricité du pays et aussi parce qu'il possédait de nombreuses données techniques telles que la longueur des circuits, les schémas de montage, la puissance installée et les autres renseignements techniques qu'exige une analyse complète.

Des estimations des pertes techniques ont été préparées par la mission qui a analysé les diverses composantes électriques du Réseau interconnecté. Les pertes qui se produisent le long des lignes de transport et dans les postes source ont été calculées sur la base des puissance de pointe réelles. On a estimé les pertes des lignes de distribution et des transformateurs de distribution sur la base d'un échantillon de lignes considérées comme typiques du réseau analysé.

Calcul des pertes dans les composantes du réseau

On trouvera ci-après une brève description de la façon dont les pertes ont été calculées ainsi que les observations inspirées par les constatations de la mission:

Facteur de charge et facteur de pertes. On a utilisé la demande de pointe annuelle de 46,4 MW (5 juillet 1984) pour calculer les pertes de puissance à la pointe. On a appliqué un facteur de charge moyen de 0,51 et un facteur de perte moyen de 0,284 tirés des courbes de charge du Réseau interconnecté pour calculer tous les éléments de pertes qui sont fonction de la charge, sauf pour certaines lignes d'alimentation dont on connaissait les facteurs de charge et les facteurs de perte ou bien pour lesquelles on a pu les déterminer sur la base de leurs courbes de charge respectives.

Facteurs de puissance. Pour les pertes des postes élévateurs et abaisseurs de tension et des transformateurs de distribution, on a appliqué un facteur de puissance de 0,85 mesuré pendant la pointe annuelle. Pour les pertes sur les lignes de distribution en moyenne tension, on a utilisé les valeurs mesurées réelles (à la pointe) pour chacun des circuits analysés.

Postes de tansformation élévateurs et abaisseurs de tension. Les estimations des pertes des transformateurs installés dans les centrales (élévateurs) et les postes-source (abaisseurs) sont indiquées à la Pièce 1 qui figure à la fin de la présente Annexe. On a déterminé les pertes d'énergie en additionnant les pertes à vide (pertes fer) et les pertes en charge de chaque transformateur. On a tiré les puissances de pointe des renseignements recueillis au niveau des centrales et des postes. Pour déterminer les pertes d'énergie, on a intégré les pertes à vide sur toute l'année, et on a calculé les pertes en charge en utilisant le facteur de perte global du réseau. Etant donné que les données de pertes "à vide" et de pertes cuivre à pleine charge de certains des transformateurs les plus anciens n'étaient pas disponibles, on s'est servi de chiffres typiques de transformateurs modernes de même puissance.

Etant donné que toutes les unités ne fonctionnaient pas pendant l'heure de pointe analysée, les résultats reflètent la disponibilité typique des unités. Ils montrent également que sur le total des pertes d'énergie annuelles des transformateurs qui s'élève à 6,54 GWh, environ 84 % (5,5 GWh) correspondent aux pertes à vide.

La puissance installée totale des transformateurs (hors transformation MT/BT) dépasse 300 MVA dont environ le tiers est utilisé à la pointe (transformateurs élévateurs et abaisseurs). Cette faible utilisation de la puissance installée totale se reflète dans la part élevée des pertes attribuée aux postes de transformation (27 % du total), les pertes à vide des grands transformateurs étant très élevées.

Lignes de transport. Les résultats de l'étude d'un échantillon sondage effectuée avec les données des heures de pointe figurent à la Pièce 2. On a fait le calcul en utilisant un modèle informatique des circuits analysés. Les données concernant la longueur des circuits, la catégorie et la taille des conducteurs, l'espacement des phases, les charges raccordées, la demande maximum et la tension des circuits d'alimentation, ont été fournies par JIRAMA.

Afin de tenir compte des divers niveaux de tension que le réseau de transport du Réseau interconnecté utilise on a fait une analyse section par section. On s'est servi pour faire cette analyse des charges réelles mesurées à la pointe pour chaque section de ligne particulière.

Comme on pouvait s'y attendre, on a constaté que les pertes les plus élevées se produisaient le long des lignes les plus longues. La ligne de transport Ambohimanambola/Antsirabe (140 km de long et qui fonctionne à 63 kV) avait des pertes à la pointe qui dépassaient 9 %. Ces pertes s'inscrivent pour près de 25 % du total des pertes sur les lignes de transport à la pointe. Une deuxième ligne où se produisent des pertes est celle de la ligne Tana-Sud/Arivomano qui a 46 km de long et qui fonctionne actuellement à 20 kV. Cependant, bien que les pertes le long de cette ligne dépassent 10 % à la pointe, elles contribuent dans une faible mesure (environ 5 %) au total des pertes des lignes de transport.

Lignes de distribution moyenne tension Pour déterminer l'ampleur des pertes des lignes de distribution moyenne tension on a étudié de manière détaillée les départs MT fortement chargés. La méthode utilisée est analogue à celle dont on s'est servi pour le réseau de transport. Les charges maximums des lignes à la pointe ont été utilisées pour faire cette analyse. On a affecté des charges aux circuits et aux branches de chaque ligne étudiés en répartissant la charge totale de la ligne d'alimentation proportionnellement aux puissances installées des transformateurs de distribution sur chaque circuit et sur chaque branche de la ligne d'alimentation.

Les résultats pour deux lignes d'alimentation à Antananarivo et d'une ligne à Mahajanga (zone extérieure), figurent aux Pièces 3, 4 et 5 que l'on trouvera à la fin de la présente Annexe.

On a constaté que les longues lignes d'alimentation telles que celles du "Secteur 1" à Antananarivo avaient des pertes élevées à la pointe (environ 11 %) et des chutes de tension excessives (17,9 %). JIRAMA applique actuellement un programme de renforcement des lignes qui comporte l'installation d'un plus gros conducteur pour réduire les pertes et les chutes de tension. On a vérifié l'efficacité de cette mesure en changeant le conducteur principal de la ligne dans le modèle de simulation du "Secteur 1" (en remplaçant les conducteurs en cuivre de 48 mm^2 par des conducteurs en aluminium de 116 mm^2) ce qui permet de calculer comment les pertes et les chutes de tension seraient améliorées. On a fait un autre essai en supposant un relèvement de tension de 5 kV à 20 kV. Tous ces essais supposaient une charge de 1.412 kVA (1.200 kW). Les résultats sont indiqués ci-après.

Cas	Pertes kVA	Pertes kW	Pertes kVAR	Pourcentage de pertes	Pourcentage de chutes de tension
Résultats (5 kV)	188,3	132,0	134,2	11,0	17,9
Avec changement de conducteur (5 kV)	145,4	82,9	119,5	6,9	12,6
Avec relèvement de tension à 20 kV	11,31	7,91	8,08	0,7	1,1

On constate que l'amélioration des pertes obtenue par le renforcement des lignes (changement de dimension du conducteur) pour cette ligne d'alimentation particulière est beaucoup moins efficace que le relèvement de la tension.

Réseaux à basse tension (BT). Il est difficile d'estimer les pertes de cette composante du réseau électrique en raison de la complexité des réseaux de distribution basse tension. On a fait une estimation approximative en supposant un pourcentage global de baisse de tension de la composante résidentielle de la charge de pointe. La composante charge résidentielle est approximativement égale à la charge de pointe, moins toutes les pertes qui se produisent jusqu'au niveau des ciruits basse tension (c'est-à-dire les pertes des lignes de transport, des postes source, des lignes MT et des transformateurs de distribution), multipliée par un facteur qui est approximativement égal au pourcentage des ventes totales au secteur domestiques.

La perte d'énergie en général est donnée par la formule suivante:

Perte de puissance = (IR)*I = (VI)*(IR)/V
Perte de puissance = charge* baisse de tension relative

Alors, la.

Perte à la pointe BT = x = Charge résidentielle à la pointe* chute de tension relative

Les pertes d'énergie pour 8.760 heures sont données par la formule suivante:

Perte d'énergie BT = 8.760*x*Facteur de perte

En supposant une chute de tension unitaire moyenne de 9 % pour le réseau interconnecté et une part de 36 % de la demande de pointe pour le secteur domestique, les pertes sur le réseau basse tension à l'heure de pointe seraient de 1,27 MW et les pertes annuelles d'énergie de 3,2 GWh. Les deux derniers chiffres incluent les pertes des compteurs qui s'élèvent approximativement à 175 kW à la pointe (en supposant des valeurs de pertes typiques de près de 2 watts par compteur pour un nombre total de 85.000 compteurs pour le réseau interconnecté).

Transformateurs de distribution. La méthode utilisée pour estimer les pertes des transformateurs de distribution est analogue à celle dont on s'est servi pour estimer celles des transformateurs de puissance. On a utilisé les pertes typiques "à vide" (pertes fer) et les pertes cuivre à pleine charge des transformateurs dont se sert JIRAMA. Les résultats de l'analyse des transformateurs de distribution installés sur deux lignes d'alimentation d'Antananarivo figurent aux Pièces 6 et 7. Le fait de n'avoir effectué aucune mesure réelle de la charge de chaque transformateur pendant la pointe réduit légèrement la validité de ces résultats. On considère cependant que l'erreur introduite en répartissant la charge de pointe totale de la ligne MT entre tous les transformateurs proportionnellement à leur puissance est peu importante.

Les charges de pointe affectées à chaque transformateur tiennent compte des pertes des lignes MT, que l'on a déduites de la demande de pointe mesurée au poste pour chaque ligne d'alimentation. Les résultats indiquent que les pertes à la pointe qui se produisent dans les transformateurs de distribution pour les lignes analysées sont légèrement supérieures à 2 % de la demande de pointe.

Pour étendre l'estimation des pertes des transformateurs de distribution à tout le réseau interconnecté, il a fallu faire certaines estimations, puisqu'on ne disposait pas de données exactes sur le nombre de transformateurs installés par puissance. Les résultats de ce calcul indiqués à la Pièce 8 se fondent sur les meilleures données dont on disposait à l'époque. Il y a lieu de penser que les pertes seront en fait légèrement supérieures une fois inclus tous les transformateurs de distribution.

Résumé des pertes techniques et conclusions

Un résumé des pertes techniques estimées du réseau interconnecté figure au Tableau 1.

Tableau 1 : REPARTITION DES PERTES TECHNIQUES DU RESEAU INTERCONNECTE

	Pertes de puissance		Pertes d'énergie	
	(MW)	(%)	(GWh)	(%)
Transformateurs des centrales	0,73	1,6	4,8	2,2
Lignes de transport	3,41	7,3	6,1	2,7
Postes source	0,32	0,7	1,8	0,8
Lignes moyenne tension	2,25	4,8	4,6	2,1
Transformateurs de distribution	0,72	1,6	4,0	1,8
Réseau BT et branchements	1,27	2,7	3,2	1,4
TOTAL	8,70	18,7	24,5	11,0

Source : Estimations de la mission.

La répartition des pertes entre les principales composantes électriques du réseau interconnecté en pourcentage du total est indiquée ci-après:

	Pourcentage des pertes totales d'énergie
Lignes de transport	25
Transformateurs des centrales et postes source	27
Lignes primaires de distribution	19
Transformateurs de distribution	16
Réseau BT et branchements	16
	100

Les pertes des lignes de transport représentent 25 % du total. Les lignes du circuit en couronne de 35 kV qui relient les cinq postes de distribution d'Antananarivo sont comprises dans cette catégorie. Le fort pourcentage de pertes de cette composante est dû à la longueur des lignes de transport qui desservent le réseau interconnecté (de plus de 400 km). La ligne qu'il est prévu d'ajouter entre Ambohimanambola et le poste de Tana-Sud devrait réduire considérablement les pertes.

Les pertes des transformateurs des centrales et des postes source sont les plus élevées (27 % du total) du fait qu'une fraction considérable de la puissance installée en transformateurs n'est pas utilisée, ce qui produit des pertes à vide sensiblement plus élevées que les pertes de charge. Les estimations de la mission indiquent que 85 % des pertes de ces transformateurs sont des pertes à vide qui pourraient être considérablement réduites si on utilisait mieux les transformateurs. Les transformateurs inutilisés devraient être temporairement débranchés du réseau, notamment dans les centrales où il existe plus d'un transformateur et où l'alimentation locale peut continuer à être assurée par l'utilisation d'un seul transformateur quand la centrale ne fonctionne pas.

Les pertes des lignes de distribution MT représentent 19 % du total. Ces pertes correspondent en grande partie au réseau de 5 kV. Ce réseau fonctionne actuellement avec des niveaux de perte relativement élevés en raison de l'augmentation des charges qui n'a pas été compensée par des conducteurs d'une dimension appropriée. La mission est d'avis qu'un renforcement des lignes à lui seul ne suffira pas à éliminer facilement les baisses de tension excessives et que les augmentations futures de la charge exigeront un relèvement de la tension du réseau à 5 kV.

Ces résultats concernant les pertes des lignes moyenne tension sont également applicables aux réseaux autres que le réseau interconnecté. La ligne d'alimentation de 5 kV de Mahajanga (Zone extérieure) qui a été analysée donne des résultats analogues - près de 8% de pertes à la pointe et chute de tension de plus de 12 %.

Les transformateurs de distribution basse tension s'inscrivent pour environ 16 % des pertes globales. Une gestion plus serrée de ces transformateurs permettrait de réduire ces pertes dans une certaine mesure. Cependant, ceci est entravé par l'existence de transformateurs privés, notamment dans le secteur industriel, qui, dans la plupart des cas, ont tendance à être trop puissants pour la demande qu'ils desservent.

Les pertes du réseau basse tension, qui, dans la plupart des pays, représentent la composante dont les pertes sont le plus élevées, sont raisonnablement faibles dans le réseau interconnecté de Madagascar. On peut attribuer à cette composante 13 % seulement des pertes totales, principalement du fait qu'au niveau des ménages, la consommation d'électricité est très faible. A Antananarivo seulement, sur le nombre de clients estimé à 57.000, la grande majorité ne s'en sert que pour l'éclairage. Cette faible consommation n'impose pas une grosse charge aux circuits basse tension qui sont largement dimensionnés.

En résumé, on a constaté que les pertes techniques estimées du réseau interconnecté (en utilisant les charges de pointe de 1984) étaient de 24,5 GWh, ce qui représente l'équivalent de 11 % de la production nette. La différence avec les chiffres statistiques publiés par JIRAMA qui font état de pertes de 21,7 GWh seulement (9,8 %) en 1984 est peu importante et se situe dans les limites de précision attendue de l'analyse en raison de certaines des hypothèses qui ont été faites. Cependant les pertes signalées en 1985, qui s'élèvent à 9 % de la production nette, semblent peu élevées et il conviendrait de vérifier si des erreurs auraient pu se produire dans les compteurs des centrales et des postes les plus anciens.

Pièce 1

MADAGASCAR - RESEAU INTERCONNECTE
PERTES DES TRANSFORMATEURS DES CENTRALES ET DES POSTES
(Facteur de charge 0,51; Facteur de puissance de pointe 0,85; Facteur de perte 0,28)

Emplacement	Puissance de Tranfo.	Quantité	Puissance installée	Charge de pointe Approximative		Pertes		Pertes totales à la Pointe	Pertes annuelles	Pertes Annuelles totales
						A vide	A pleine charge			
	(MVA)		(MVA)	(MW)	(MVA)	(kW) p.u.	(kW) p.u.	(kW)	(kWh) p.u.	(kWh)
Andakaleka	24	2	48,0	26,2	30,8	56,5	98,5	194,2	594.568	1.189.136
Mandraka	7,5	4	30,0	9,8	11,5	12,0	45,0	74,6	121.422	485.689
Mandraka	2	1	2,0	0,3	0,4	7,0	17,2	7,5	62.634	62.634
Antsirabe	10	2	20,0	8,4	9,9	17,0	55,0	60,9	181.857	363.714
Antsirabe	9,1	1	9,1	0,0	0,0	14,0	44,0	14,0	122.640	122.640
Antsirabe	1,5	3	4,5	0,0	0,0	3,6	13,1	10,8	31.536	94.609
Antsirabe	0,75	1	0,8	0,0	0,0	2,0	9,0	2,0	17.525	17.525
Manandona	0,6	2	1,2	0,0	0,0	1,5	4,5	3,0	13.141	26.282
Manandona	0,8	1	0,8	0,0	0,0	1,7	26,5	1,7	14.906	14.906
Ambodivona S/S	15	1	15,0	4,0	4,7	37,0	73,0	44,2	341.743	341.743
Ambodivona S/S	7,5	4	30,0	15,0	17,6	12,0	26,5	84,7	127.611	510.444
Ambodivona S/S	5	1	5,0	3,0	3,5	8,5	34,0	25,4	116.013	116.013
Mandroseza	2	2	4,0	2,2	2,6	7,0	18,8	29,7	80.627	161.253
Mandroseza	1,7	2	3,4	2,0	2,4	3,8	13,7	20,7	49.381	98.873
Ambohimanambola	30	2	60,0	25,0	29,4	64,5	112,5	183,1	631.326	1.262.652
Ambohimanambola	15	2	30,0	0,0	0,0	37,0	73,0	74,0	324.120	648.240
Ambohimanambola	4	1	4,0	4,2	4,9	8,2	27,7	50,5	175.509	175.509
Ambohijatovo S/S	5	3	15,0	5,6	6,6	8,5	34,0	45,2	90.548	271.643
Tana-Ouest S/S	5	2	10,0	4,1	4,8	8,5	34,0	32,8	93.863	187.726
Anteiomita	1,7	7	11,9	8,3	9,8	3,8	13,7	91,2	55.914	391.398
TOTAL			304,7					1.050,2		6.542.521

Pièce 2

PERTES DES LIGNES DE TRANSPORT DU RESEAU INTERCONNECTE

Données des lignes

- Tension phase à phase: 138 kV, 63 kV, 35 kV, 20 kV
- Longeur de la ligne (totale): 424 km
- Facteur de puissance à la pointe: 0.85
- Dimension des conducteurs: 265, 228, 182 mm^2 ACSR; 60, 48, 29 mm^2 Cu; 43 mm^2 ALMELEC
- Demande de pointe: 44.6 MW
- Facteur de pertes: 28.4%

Pertes calculées:

	kVA	kW	kVAR	% kW de pertes à la pointe
Andekaleka-Ambohimanambola				
Demande de pointe	30.820	26.197	16.235	
Pertes	3.631	1.198	3.428	4,57
Mandraka-Ambohimanambola				
Demande de pointe	11.530	9.800	6.074	
Pertes	781	305	719	3,11
Ambohimanambola-Antsirabe				
Demande de pointe	10.942	9.300	5.764	
Pertes	2.234	875	2.060	9,41
Ambohimanambola-Ambodivona				
Demande de pointe	22.350	18.998	11.774	
Pertes	711	278	654	1,46
Ambodivona-Tana Sud				
Demande de pointe	8.090	6.877	4.262	
Pertes	159	126	96	1,83
Tana Sud-Arivomano				
Demande de pointe	2.088	1.775	2.000	
Pertes	289	189	219	10,65
Ambodivona-Mandroseza				
Demande de pointe	3.882	3.300	2.045	
Pertes	36	20	29	0,6
Antelomita-ZIF/Rainandriapandry				
Demande de pointe	9.450	8.033	4.978	
Pertes	767	416	644	5,18
Pertes totales		3.407 kW		

Pertes d'énergie approximatives (1984) = 6.1 GWh

Pièce 3

PERTES DE LIGNE MOYENNE TENSION D'UNE LIGNE TYPE DE 5 KV D'ANTANANARIVO

Départ: Secteur 1
Poste: Ambohijatovo

Données de la ligne:

- Tension phase à phase: 5,0 kV
- Longueur de la ligne: Circuit principal: 9.961 metres
  Branches: 4.555 metres
- Facteur de charge: 50,3%
- Facteur de perte: 28,8%
- Facteur de puissance à la pointe: 85%
- Dimensions des conducteurs: 48, 29, 17 and 12 mm^2 Cu;
  34 mm^2 Al;
  3 x 35 and 3 x 25 mm^2
  Cu câble souterrain
- Transformateurs de distribution: Quantité: 54
  kVA raccordés: 5.965
- Demande de pointe: 1.412 kVA (1.200 kW)

Pertes calculées:

	kVA	kW	kVAR	% Pertes (kW)
Demande de pointe	1.412	1.200	744	
Pertes (à la pointe)	188	132	134	11,0

Estimation des pertes annuelles d'énergie: 333.020 kWh

Chute de tension maximum (%): 17,9
Charge des conducteurs (% de la capacité): 52,6

Pièce 4

PERTES DE LIGNE MOYENNE TENSION D'UNE LIGNE TYPE DE 5 KV D'ANTANANARIVO

Départ: Secteur 6
Poste: Ambohijatovo

Données de la ligne:

- Tension phase à phase: 5 kV
- Longueur de la ligne: Circuit principal: 4.272 metres
  Branches: 3.485 metres
- Facteur de charge: 45,8%
- Facteur de perte: 24,3%
- Facteur de puissance à la pointe: 80%
- Dimensions des conducteurs: 48, 29, 17, 12 mm^2 Cu;
  3 x 95, 3 x 35, 3 x 25 mm^2 Cu câble isolé souterrain;
  3 x 50 mm^2 Al câble isolé
- Transformateurs de distribution: Quantité: 32
  kVA raccordés: 2.635
- Demande de pointe: 1.625 kVA (1.300 kW)

Pertes calculées:

	kVA	kW	kVAR	% pertes (kW)
Demande de pointe	1.625	1.300	975	
Pertes (à la pointe)	90	65	62	5

Estimation des pertes annuelles d'énergie: 138.360 kWh

Chute de tension maximum (%): 8
Charge maximum des conducteurs (% de la capacité): 61

Pièce 5

PERTES DE LIGNE MOYENNE TENSION D'UNE LIGNE TYPE DE 5 KV DE MAHAJANGA

Départ: Secteur 1
Poste: Mahajanga

Données de la ligne:

- Tension phase à phase: 5 kV
- Longueur de la ligne: Circuit principal: 7.337 metres
  Branches: 9.530 metres
- Facteur de charge: 53%
- Facteur de perte: 29,9%
- Facteur de puissance à la pointe: 85%
- Dimensions des conducteurs: 50, 34, 29, 17 mm^2 Cu;
  34 mm^2 Al
- Transformateurs de distribution: Quantité: 35
  kVA raccordés: 3.197
- Demande de pointe: 1.180 kVA

Pertes calculées:

	kVA	kW	kVAR	% pertes (kW)
Demande de pointe	1.180	1.000	622	
Pertes (à la pointe)	88	78	41	7.8%

Estimation des pertes annuelles d'énergie: 204.300 kWh

Chute de tension maximum (%): 12,2
Charge maximum des conducteurs (% de la capacité): 53,4

Pièce 6

RESEAU INTERCONNECTE - JIRAMA
PERTES DES TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION
DEPART: SECTEUR 1 POSTE: AMBOHIJATOVO
(kW charge/kVA: 0,1804; FP à la pointe 0,85; Facteur de perte 0,288)

Type de trans. (kVA)	Quantité	Puissance installée	Charge Maximum		Pertes		Pertes totales à la pointe	Pertes annuelles	Pertes annuelles totales
					A vide	A pleine charge			
		(kVA)	(kW)	(kVA)	(kW) p.u.	(kW) p.u.	(kW)	(kWh) p.u.	(kWh)
25	1	25	5	5	0,115	0,700	0,1	1.087	1.087
50	16	800	144	170	0,180	1,200	3,7	1.713	27.411
75	5	375	68	80	0,290	1,600	1,8	2.722	13.611
100	16	1.600	289	340	0,320	2,050	6,6	3.036	48.579
150	2	300	54	64	0,340	3,100	1,0	3.331	6.661
160	7	1.120	202	238	0,460	2,350	4,0	4.297	30.077
200	4	800	144	170	0,550	2,850	2,7	5.142	20.567
250	0	0	0	0	0,580	3,250	0,0	0	0
315	3	945	170	201	0,770	3,900	2,8	7.188	21.565
400	0	0	0	0	0,930	4,600	0,0	0	0
500	0	0	0	0	1,240	5,500	0,0	0	0
Total		5.965	1.076	1.266			22,8		169.558

Pièce 7

RESEAU INTERCONNECTE - JIRAMA
PERTES DES TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION
DEPART: SECTEUR 6 POSTE: AMBOHIJATOVO
(kW-charge/kVA: 0,47; FP à la pointe 0,8; Facteur de perte 0,244)

Type de kVA	Quantité	Puissance installée	Charge maximum		Pertes		Pertes totales à la pointe	Pertes annuelles	Pertes annuelles totales
					A vide	A pleine charge			
		(kVA)	(kW)	(kVA)	(kW) p.u.	(kW) p.u.	(kW)	(kWh) p.u.	(kWh)
25	2	50	24	29	0,115	0,700	0,7	1.524	3.048
50	11	550	259	323	0,180	1,200	6,5	2.462	27.083
75	7	525	247	308	0,290	1,600	5,9	3.721	26.046
100	8	800	376	470	0,320	2,050	8,2	4.316	34.525
150	1	150	71	88	0,340	3,100	1,4	5.265	5.265
160	1	160	75	94	0,460	2,350	1,3	5.763	5.763
200	2	400	188	235	0,550	2,850	3,1	6.921	13.841
250	0	0	0	0	0,580	3,250	0,0	0	0
315	0	0	0	0	0,770	3,900	0,0	0	0
400	0	0	0	0	0,930	4,600	0,0	0	0
500	0	0	0	0	1,240	5,500	0,0	0	0
Total		2.635	1.238	1.548			27,1		115.571

Pièce 8

RESEAU INTERCONNECTE - JIRAMA
PERTES TOTALES DES TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION
(kW charge/kVA: 0,35833; FP à la pointe 0,85; Facteur de perte 0,284)

Type de kVA	Quantité a/	Puissance installée	Charge maximum	Pertes		Pertes totales à la pointe	Pertes annuelles	Pertes annuelles totales
				A vide	A pleine charge			
		(kVA)	(kW) (kVA)	(kW) p.u.	(kW) p.u.	(kW)	(kWh) p.u.	(kWh)
25	34	850	305 358	0,115	0,700	8,1	1.317	44.774
50	352	17.600	6.307 7.420	0,180	1,200	138,4	2.107	741.790
75	178	13.350	4.784 5.628	0,290	1,600	102,2	3.248	578.110
100	350	35.000	12.542 14.755	0,320	2,050	239,5	3.710	1.298.349
150	34	5.100	1.827 2.150	0,340	3,100	30,3	4.349	147.866
160	115	184.000	6.593 7.757	0,460	2,350	100,9	5.069	582.890
200	34	6.800	2.437 2.867	0,550	2,850	35,9	6.078	206.654
250	11	2.750	985 1.159	0,580	3,250	12,7	6.518	71.695
315	14	4.410	1.580 1.859	0,770	3,900	20,5	8.470	118.573
400	8	3.200	1.147 1.349	0,930	4,600	14,0	10.181	81.445
500	8	4.000	1.433 1.686	1,240	5,500	17,7	13.294	106.353
Total		111.460	39.939 46.988			720,4		3.978.500

a/ Les chiffres de cette colonne sont des estimations et n'indiquent qu'une ordre de grandeur.

CENTRALES THERMIQUES DE JIRAMA (1985)

Centrale	Type	Combustible	Nombre d'unités	Puissance des unités (kW)	Entrée en Service	Puissance Installée (kW)	Puissance Disponible	Consommation de combustible (g/kWh)
Réseau Interconnecté								
Ambohimanambola	Pielstick	Gas-Oil + Fuel	3	3 x 6.000	01-10-72 02-08-73 03-05-81	18.000	18.000	245
Antsirabe	MGO	Gas-Oil	2	1 x 500	01-11-58	500	500	
				1 x 500	02-11-60	500	500	
	MAN	Gas-Oil	2	2 x 1.100	03-03-64 04-07-67	2.200	2.200	225
			1	1 x 1.800	05-11-68	1.800	1.800	
	Pielstick	Gas-Oil + Fuel	1	1 x 7.500	06-05-82	7.500	7.500	
Mandroseza	Sulzer	Gas-Oil	1	1 x 720	01-09-49	720	720	
	Worthington	Gas-Oil	2	2 x 1.040	02-51 03-51	2.080	2.080	260
	SGCM	Gas-Oil	1	1 x 1.200	04-06-55	1.200	1.200	

CENTRALES THERMIQUES DE JIRAMA - 1985 (Suite)

Centrale	Type	Combustible	Nombre d'unités	Puissance des unités (kW)	Entrée en Service	Puissance installée (kW)	Puissance Disponible (kW)	Consommation de combustible (g/kWh)
Centres isolés								
Ambatondrazaka		Gas-oil	4			592	592	240
Poyaud V8	A 815 L			116	1968			
Poyaud V8	A 815 L			116	1968			
Poyaud V8	A 815 SI			180	1968			
Poyaud	6 CPZir			180	1979			
Ankazobe		Gas-oil	2			44,8	44,8	448
Berliet	LE 35P			28	1978			
	LE 21			16,8	1977			
Anosibe-An'ala		Gas-oil	2			51,2	51	512
Diesel-Air	316			25,6	1968			
Diesel-Air	316			25,6	1968			
Manakambahiny		Gas-oil	3			378,8	312	760
Diesel-Air	225 V 10 2			136	1979			
Diesel-Air	225 V 82			106,8	1979			
Diesel-Air	225 V 10			136	1979			
Miandrivazo		Gas-oil	3			168	168	352
Berliet	LE 70 M 520			56	1979			
Berliet	LE 70 M 520			56	1979			
Berliet	LE 70 M 520			56	1979			
Miarinarivo		Gas-oil	3			288	288	286
Berliet	620/30			72	1979			
Caterpillar	3 304			88	1979			
Diesel-Air	V 12 AGE			128	1961			
Tsiroanomandidy		Gas-oil	4			312	312	256
Berliet	M 620 Z			64	1967			
Berliet	M 520			56	1977			
Berliet	MID 620/30			72	1979			
Berliet	LEB 150			120	1979			

CENTRALES THERMIQUES DE JIRAMA - 1985 (Suite)

Centrale	Type	Combustible	Nombre d'unités	Puissance des unités (kW)	Entrée en Service	Puissance installée (kW)	Puissance Disponible	Consommation de combustible (g/kWh)
Zones Extérieures								
Fianarantsoa	Diesel	Gas-oil	3	1 x 1,400	72			
				1 x 150	76			
				1 x 300	56	1,850	450	252
Mananjary	"	Gas-Oil	4	2 x 65	50			
				1 x 125	66			
				1 x 450	57	705	255	280
Ambositra	"	Gas-Oil	4	1 x 50	52			
				1 x 160	62,62			
				1 x 50	78	420	260	307
Manakara	"	Gas-Oil	4	1 x 280				
				1 x 130	58			
				1 x 100	58			
				1 x 400	78	921	510	241
Farafangana	"	Gas-Oil	4	1 x 80	54			
				3 x 60	58,58,61	260	180	315
Vangaindrano	"	Gas-Oil	2	1 x 20	74			
				1 x 40	74	60	20	305
Ambatofinandrahana	"	Gas-Oil	2	1 x 18		18		324
Vohipeno	"	Gas-Oil	2	1 x 25	77			
				1 x 20	74	45	20	370
Toamasina I	"	Gas-Oil	2	2 x 200	30,30	400	400	241

CENTRALES THERMIQUES DE JIRAMA - 1985 (Suite)

Centrale	Type	Combustible	Nombre d'unités	Puissance des unités (kW)	Entrée en Service	Puissance installée (kW)	Puissance Disponible	Consommation de combustible (g/kWh)
Zones Extérieures (Suite)								
Toamasina II	"	Gas-Oil	2	2 x 1.400	71,73	2.800	2.800	241
Toamasina III	"	Fuel	2	2 x 8.000	84	16.000	8.000	
Fenerive-Est	"	Gas-oil	4	2 x 100	83,83			
				1 x 50	81			
				1 x 25	50	275	175	304
Maroantsetra	"	Gas-Oil	4	2 x 100	83,83			
				2 x 50	69,73	300	200	308
Soanieran'Ivongo	"	Gas-Oil	2	1 x 15	77			
				1 x 25	78	40	15	309
Mahanoro	"	Gas-Oil	2	2 x 40		80	40	312
Sainte-Marie	"	Gas-Oil	1	1 x 25	78	25		313
Mananara Nord	"	Gas-Oil	3	2 x 50	81,81			
				1 x 30	77	130	80	326
Vatomandry	"	Gas-Oil	1	1 x 100	62	100		397

CENTRALES THERMIQUES DE JIRAMA - 1985 (Suite)

Centrale	Type	Combustible	Nombre d'unités	Puissance des unités (kW)	Entrée en Service	Puissance installée (kW)	Puissance Disponible	Consommation de combustible (g/kWh)
Zones Extérieures (Suite)								
Tulear (I) (Betania)	"	Gas-Oil	6	2 x 500	70,79			
				1 x 200	58			
				1 x 600	76			
				2 x 545	80	2.345	1.745	280
Tulier II (Andranomena)	"	Fuel	3	2 x 4.500	81			
				1 x 3.370	81	12.370	7.870	261
Morombe	"	Gas-Oil	3	1 x 50				
				1 x 40				
				1 x 25	77	115	65	367
Betioky	"	Gas-Oil	1	1 x 25		25		330
Taoagnaro	"	Gas-oil	4	1 x 130	57			
				1 x 120	55			
				1 x 290				
				1 x 375		915	540	252
Betroka	"	Gas-Oil	2	1 x 25	50			
				1 x 40		65	25	331

CENTRALES THERMIQUES DE JIRAMA - 1985 (Suite)

Centrale	Type	Combustible	Nombre d'unités	Puissance des unités (kW)	Entrée en Service	Puissance installée (kW)	Puissance Disponible	Consommation de combustible (g/kWh)
Zones Extérieures (Suite)								
Morondava	"	Gas-Oil	6	2 x 65	50			
				1 x 150	76			
				1 x 85	76			
				1 x 160	59			
				1 x 360	82	885	525	244
Antsiranana	"	Gas-Oil	4	2 x 1.600	71,74			
				2 x 500	55	4.200	2.600	241
Nosy-Bé	"	Gas-Oil	7	2 x 150	53			
				2 x 375	56,56			
				2 x 500	58,58			
				1 x 180	72	2.230	1.730	242
Antalaha	"	Gas-Oil	4	1 x 290				
				3 x 180	72,83,83	830	540	250
Sambava	"	Gas-Oil	4	2 x 160	83,83			
				1 x 100	83			
				1 x 92	83	512	352	251
Vohemar	"	Gas-oil	3	1 x 100	83			
				1 x 72	83			
				1 x 50		222	122	304
Andapa	"	Gas-Oil	3	1 x 64	83			
				1 x 50	73			
				1 x 40		154	90	261

CENTRALES THERMIQUES DE JIRAMA - 1985 (Suite)

Centrale	Type	Combustible	Nombre d'unités	Puissance des unités (kW)	Entrée en Service	Puissance installée (kW)	Puissance Disponible	Consommation de combustible (g/kWh)
Zones Extérieures (Suite)								
Ambanja	"	Gas-Oil	3	1 x 80	83			
				1 x 100	83			
				1 x 160	83	340	180	241
Ambilobe	"	Gas-Oil	3	1 x 100	83			
				2 x 60	83,83	220	120	263
Belo/Tsiribihina	"	Gas-Oil	2	1 x 85				
				1 x 50	76	135	50	351
Majunga II	"	Fuel	3	1 x 4.000	75			
				1 x 6.500	72			
				1 x 9.000		19.500	10.500	220
Majunga I	"	Gas-oil	4	3 x 1.800	69,70,70			
				1 x 830	60	6.230	4.430	229
Marovoay	"	Gas-Oil	3	2 x 64	60,60			
				1 x 50	78	178	114	327
Maevatanana	"	Gas-Oil	3	2 x 12	83			
				1 x 50	78	74	24	310
Antsohihy	"	Gas-Oil	3	1 x 200	76			
				1 x 85	76			
				1 x 50	78	335	135	303
Anahidrano	"	Gas-Oil	1	1 x 6	73	6		388

CENTRALES THERMIQUES DE JIRAMA - 1985 (Suite)

Centrale	Type	Combustible	Nombre d'unités	Puissance des unités (kW)	Entrée en Service	Puissance installée (kW)	Puissance Disponible	Consommation de combustible (g/kWh)
Zones Extérieures (Suite)								
Befandriana	"	Gas-Oil	2	1 x 15	77			
				1 x 56	82	71	15	420
Port Berger	"	Gas-Oil	2	1 x 85	77			
				1 x 50	77	135	50	335
Mandritsara	"	Gas-Oil	3	1 x 50	69			
				1 x 50	78			
				1 x 25	77	125	75	293
Mampikony	"	Gas-Oil	2	1 x 25	77			
				1 x 40	77	65	25	281
Ambato-Boeni	"	Gas-Oil	2	1 x 50	78			
				1 x 30		80	30	290
Maintirano	"	Gas-Oil	3	1 x 50	74			
				1 x 80	82			
				1 x 40	76	170	90	294
Analalava	"	Gas-Oil	2	2 x 40	80	80	40	282

Source: JIRAMA.

DETAILS DU CYCLE DE FACTURATION A ANTANANARIVO

(a) Relevés de compteurs

Les compteurs sont relevés selon les tournées préparées quotidiennement sur la base de listings fournis par SOMAGI et qui contiennent la valeur précédente des indexes des compteurs (1 ou 2 pour l'électricité, 1 pour l'eau) sur lesquels les nouvelles valeurs d'index seront inscrites. Les nouveaux indexes sont également enregistrés sur des fiches (une par compteur) sur lesquelles figure l'historique des relevés précédents et qui sont tenues en permanance à la Direction des Ventes d'Antananarivo (D.V.A). A la fin de la journée, les listes complétées sont envoyées à SOMAGI, après vérification, pour préparer l'exécution des programmes de facturation. Les releveurs sont également chargés de signaler les anomalies qu'ils auraient pu observer sur les compteurs ou les branchements (ils reçoivent dans ce but des incitations matérielles). Il n'y a pas de roulement systématique des releveurs de compteurs, sauf pendant les vacances, ce qui semble satisfaisant.

(b) Facturation

Le 20 du mois, les programmes de facturation pour Antananarivo sont exécutés en lots et la Direction des Ventes reçoit les factures ainsi préparées environ 5 jours plus tard en même temps que les cartes quittances.

(c) Encaissement

Les tournées des encaisseurs sont établies sur une base hebdomadaire. Au début de la semaine, l'encaisseur reçoit les factures qu'il doit distribuer ainsi que les cartes quittances correspondantes. Le produit des encaissements est déposé tous les jours (de 10 à 15 % des clients paient leurs factures directement à l'encaisseur) mais étant donné que les clients ont la possibilité de régler leurs factures lors d'une deuxième visite, les "cartes invendues" ne sont retournées qu'à la fin de la semaine. Ces cartes invendues sont alors envoyées à SOMAGI pour vérifier les montants remis par l'encaisseur (par différence entre le montant des factures qu'il était chargé d'encaisser et les cartes invendues) et tenir à jour les comptes des clients (les cartes émises et non retournées). Les cartes sont alors retournées à JIRAMA, pour être utilisées lorsque les clients viennent en personne payer à ses bureaux (si un client vient payer sa facture à la D.V.A. avant cette date, la carte n'est pas encore revenue). L'élimination des cartes perforées permettra de vérifier les montants remis par les encaisseurs ou de tenir à jour les comptes des clients sur la base de ce qui a été "vendu" chaque jour. Par exemple, le talon des factures réglées sera remis tous les jours et le retour des factures "non vendues" à la fin de la semaine n'exercera aucune influence sur le processus comme il le fait aujourd'hui. Les cartes devraient être éliminées pour tous les clients.

(d) Paiements effectués autrement qu'à l'encaisseur

Environ 4.000 clients BT (6,5 %, qui représentent 10 % des factures) font régler leurs factures par prélèvement bancaire automatique, méthode de paiement moderne et efficace. Les autres paiements sont faits pour la plupart au siège de JIRAMA, soit en espèces, soit par chèque (13 % du nombre des règlements au siège de JIRAMA sont faits par chèque). Ces règlements passent par quatre caisses enregistreuses automatiques pour les règlements en espèces et par un guichet spécialisé pour les règlements par chèques. JIRAMA s'est récemment equipé de caisses enregistreuses électriques modernes. Le jour le plus chargé de l'année dernière, la caisse a traité environ 3.000 clients. Le fonctionnement des caisses enregistreuses est relativement efficace et il faut environ une minute pour traiter un client (ce qui entraîne une attente d'environ 25 minutes les heures de pointe avec une queue de 25 personnes. Le nombre de 2.400 clients par jour pour les quatre guichets qui traitent les versements en espèces correspondrait au point de saturation avec une minute par client et 10 heures d'ouverture. Ce niveau semble être dépassé les jours de pointe, ce qui signifie qu'il faudrait ajouter une caisse enregistreuse si la durée de chaque opération ou le nombre de clients augmentait légèrement; c'est ce qui se produirait sans doute avec une méthode qui permettrait de mettre à jour les comptes des clients au moment où ils passent à la caisse.

A l'heure actuelle, au moment du paiement aux caisses enregistreuses, un talon de la facture est attaché au ticket de caisse. Le paiement est alors vérifié par un bureau de contrôle, la carte de quittance perforée correspondante est recherchée à la main et envoyée à SOMAGI pour mettre à jour les comptes des clients.

(e) Recouvrement

Les pratiques de JIRAMA à cet égard sont relativement strictes. Une fois que les cartes sont renvoyées par les encaisseurs (à la fin de la semaine), elle autorise un délai d'environ 8 jours après quoi elle envoie au client une lettre recommandée lui demandant d'effectuer le paiement dans les 8 jours qui suivent, faute de quoi la coupure sera demandée. La brièveté de ce délai permet, en théorie, d'éviter de demander au client de régler deux factures à la fois. Cette procédure est manifestement efficace. En moyenne, les factures sont réglées dans les 18 jours qui suivent leur présentation. Au cours des deux dernières années, une moyenne de 6.700 lettres par mois a été envoyées (12 % des clients) et 2.500 coupures par mois ont été demandées (4,4 % des clients). Le client doit payer les frais de lettre recommandée ainsi que les frais de rétablissement du service. Le coût d'une lettre recommandée est élevé, ainsi que le faisait remarquer l'étude de faisabilité d'un nouvel équipement informatique pour la D.V.A. qui conseillait d'indiquer sur la facture une date limite de paiement. Le fait d'indiquer sur la facture l'amende applicable au paiement tardif pourrait encourager davantage les clients à régler leurs factures à temps. Il serait encore possible d'envoyer des avis de coupure par courrier ordinaire (ce qui serait meilleur marché et pourrait, en fait, toucher un plus grand nombre de clients que la lettre recommandée). Ces mesures exigeraient une révision des statuts de JIRAMA.

ESTIMATION DE LA PROBABILITE DE DEFAILLANCE A MAHAJANGA

Pour simplifier les choses on n'utilisera une évaluation probabiliste que pour les trois grands groupes qui marchent au fuel. On suppose qu'ils ont une disponibilité de 70 %, répartie uniformément sur tous les jours de la semaine. On suppose que la puissance disponible des quatre groupes au gasoil est de 5.000 MW (0,8 x 6.230 kW).

La puissance disponible des trois groupes fuel serait la suivante:

Groupe 1003 4.000 kW	Groupe 1002 6.500 kW	Groupe 1001 9.000 kW	Total disponible	Proba-bilité	Cas
Disponible	Disponible	Disponible	19.500	0,343	1
Disponible	Disponible	Non disponible	10.500	0,147	2
Disponible	Non disponible	Disponible	13.000	0,147	3
Disponible	Non disponible	Non disponible	4.000	0,063	4
Non disponible	Disponible	Disponible	15.500	0,147	5
Non disponible	Disponible	Non disponible	6.500	0,063	6
Non disponible	Non disponible	Disponible	9.000	0,063	7
Non disponible	Non disponible	Non disponible	0	0,027	8

Si le groupe 1003 n'est pas disponible, la probabilité conditionnelle du cas 8 devient 9 %. Avec 255 jours ouvrables par an, ceci signifie une défaillance pendant 23 jours par an.

Avec une disponibilité de 70 % pour le groupe 1003, il se produit une pénurie dans les cas 4 et 8 et la probabilité est aussi de 9%.

On peut calculer l'énergie manquante de la façon suivante sur la base d'une courbe de charge typique pour un jour de semaine de 1985:

Durée	4 heures	4 heures	16 heures
Demande (kW)	9.700	9.400	8.600
Puissance manquante cas 4 (kW)	700	400	---
Puissance manquante cas 8 (kW)	4.700	4.400	3.600

- Energie manquante: cas 4 4.400 kWh/jour; cas 8 : 94.000 kWh/jour
- Energie manquante en l'absence du groupe 1003 (espérance):
  0,09 x 255 x 94.000 = 2,16 millions de kWh par an
- Energie manquante avec le groupe 1003 (espérance):
  0,027 x 255 x 94.000 + 0,063 x 255 x 4.400 = 0,72 million de kWh.

PROJET DE TERMES DE REFERENCE POUR L'ETUDE DE REDUCTION DES COUTS DE DISTRIBUTION (PROJET PILOTE)

Résumé des besoins

La Société Malgache de l'Electricité et de l'Eau (JIRAMA) sollicite d'un bureau d'étude des soumissions pour préparer une étude d'optimisation économique visant à réduire les coûts de la distribution dans des zones à électrifier.

Cette étude se propose d'examiner en détail les mesures de réduction des coûts telles que:

(a) Optimisation de la conception, du dimensionnement et des normes de matériel du réseau, y compris l'adoption possible de lignes d'alimentation moyenne tension monophasées si aucun client ne demande une alimentation triphasée dans la zone, et sectionalisation du réseau BT pour réduire la longueur des lignes BT en ajoutant des transformateurs de distribution plus petits;

(b) L'utilisation de poteaux en bois pour les lignes de distribution moyenne tension;

(c) La possibilité de remplacer les disjoncteurs différentiels par du matériel de protection moins coûteux;

(d) L'utilisation de contrôles individuels par cellules photoélectriques pour l'éclairage public afin de d'éviter l'utilisation d'un conducteur basse tension supplémentaire;

ainsi que de familiariser les équipes avec les nouveaux outils et le nouveau matériel de distribution, et recommander des mesures pour accélérer la croissance du nombre de clients de manière à obtenir une meilleure utilisation des équipements.

On estime que le coût global de l'étude de réduction des coûts de distribution est de 160.000 dollars. Le programme est financé par _____. Dans ce qui suit, la société qui fournira ces services sera appelée le consultant.

Généralités

JIRAMA est une entreprise publique chargée de la production, du transport et de la distribution de l'électricité à Madagascar. JIRAMA et la mission ont choisi un emplacement situé aux environs d'Antananarivo (Farasaipokontany Ambavahaditoka-Itaosy) qui servira d'étude de cas pour ce projet.

Ce programme qui vise à réduire les coûts de distribution est l'un des projets recommandés par la mission Banque Mondiale/PNUD en vue d'améliorer l'efficacité du réseau. Le rapport de la mission fait partie des présents termes de référence.

Services requis du consultant

Les travaux comprennent tout ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs mentionnés dans le Résumé des objectifs. Certaines tâches spécifiques sont les suivantes:

(a) Examiner la construction des lignes et les normes de conception qu'utilise aujourd'hui JIRAMA et recommander de nouvelles normes qui constitueraient des options à meilleur marché pour la construction de l'extension et des branchements au site de Farasaipokontany Ambavahaditoka-Itaosy. Il conviendrait d'évaluer l'adoption d'une alimentation monophasée au premier stade de la construction et d'en comparer le coût par rapport à la construction, dès le départ, d'un système triphasé et d'évaluer les coûts et les avantages découlant de la sectionnalisation du réseau BT pour réduire les longueurs de lignes BT.

(b) Le consultant fera une évaluation économique et financière détaillée de l'utilisation de poteaux en bois local pour les lignes moyenne tension du réseau de distribution. Cette étude devrait comprendre, sans que cela soit limitatif, les aspects suivants:

- Coût économique et financier de la production de poteaux en bois, y compris le transport aux centres de consommation.

- Evaluation des diverses options, compte tenu de la durée de vie relative des poteaux, de la sécurité de l'approvisionnement et des coûts d'installation et d'entretien.

(c) Analyser les économies liées à l'élimination de postes de commande centralisés pour le comptage et la commande des circuits d'éclairage public et d'un conducteur spécial par utilisation de cellules photoélectriques individuelles pour chaque luminaire.

(d) Préparer une analyse d'optimisation économique des coûts et des avantages de la conception et du dimensionnement du réseau pour divers profils de croissance du nombre de clients dans la région. Analyser différentes mesures incitatives, en particulier celles ayant trait aux redevances de branchement qui permettraient d'accélérer la croissance de la densité de consommation dans la zone.

(e) Etudier les normes actuelles qui régissent les questions de sécurité concernant l'utilisation de disjoncteurs différentiels et proposer des options plus économiques.

(f) Familiariser les équipes de construction des réseaux avec l'utilisation de matériel moderne pour installer les poteaux et travailler sur les lignes ainsi que celle d'instruments modernes qui seront achetés sur la base de recommandations préparées par le consultant pour le stade de la construction.

Directives pour l'établissement des soumissions

Les soumissions devront donner des détails complets sur les points suivants:

(a) Un programme de travail répondant aux présents termes de référence.

(b) Une estimation préliminaire, par discipline, du nombre d'heures nécessaires à l'exécution des travaux et une indication de l'endroit où chacune des phases sera exécutée.

(c) La nature de l'organisme et son expérience passée avec des travaux de ce type dans des pays en développement.

(d) Les curricula vitae (CV) du personnel affecté à l'étude ainsi que ceux du personnel de soutien au siège de l'organisme.

(e) Le personnel prévu et la durée de son affectation pour l'exécution du programme et la conduite de la formation du personnel de JIRAMA.

(f) Le tableau d'organisation du projet avec indication des noms des candidats aux différents tâches.

(g) Le consultant inclura dans sa soumission une proposition de procédure à utiliser pour ajouter ou retrancher des services au titre du présent marché.

Une enveloppe cachetée devra être jointe à la soumission et devra contenir l'estimation du coût du travail demandé, sur la base d'un système d'honoraires professionnels fixes. Le consultant pourra suggérer d'autres moyens d'atteindre les objectifs fixés dans les présents termes de référence. Ceux-ci devront être clairement définis et précisés par des calendriers et des coûts séparés.

Forme du marché

Le marché sera adjugé sur la base du modèle international d'accord entre client et ingénieur conseil, établi et publié par la Fédération Internationale des Ingénieurs Conseils (FIDIC).

Calendrier des paiements

Le programme de paiement sera négocié. Le consultant proposera dans sa soumission un calendrier qui liera les paiements à des performances clairement définies.

PROGRAMME D'ASSISTANCE A LA GESTION DU SECTEUR DE L'ENERGIE

Activités Achevées

Formulation et justification de projets

Panama	-	Etude de réduction des pertes d'électricité	Jui 1983
Zimbabwe	-	Etude de réduction des pertes d'électricité	Juin 1983
Sri Lanka	-	Etude de réduction des pertes d'électricité	Juillet 1983
Malawi	-	Assistance technique pour l'amélioration de l'utilisation du bois de feu dans l'industrie du tabac	Novembre 1983
Kenya	-	Etude de réduction des pertes d'électricité	Mars 1984
Soudan	-	Etude de réduction des pertes d'électricité	Juin 1984
Seychelles	-	Etude de réduction des pertes d'électricité	Août 1984
Gambie	-	Projet de conversion au chauffage solaire de l'eau	Février 1985
Bangladesh	-	Etude de l'amélioration du rendement du système électrique	Février 1985
Gambie	-	Utilisations de la technologie solaire photovoltaique	Mars 1985
Sénégal	-	Projet d'économies d'énergie dans l'industrie	Juin 1985
Burundi	-	Stratégie en matière de foyers à charbon de bois améliorés	Août 1985
Thailande	-	Problèmes et choix énergétiques dans le secteur rural	Septembre 1985
Ethiopie	-	Etude de rendement du secteur électrique	Octobre 1985
Burundi	-	Programme d'utilisation de la tourbe	Novembre 1985
Botswana	-	Etude de préfaisabilité d'équipement en pompes électriques	Janvier 1986
Ouganda	-	Rendement énergétique dans l'industrie de séchage du tabac	Février 1986
Indonésie	-	Etude du rendement de la production électrique	Février 1986
Ouganda	-	Projet d'étude forestier et de bois de feu	Mars 1986
Sri Lanka	-	Projet d'étude pour les économies d'énergie dans le secteur industriel	Mars 1986
Togo	-	Recupération de bois dans la région du Lac Nangbeto	Avril 1986
Rwanda	-	Politique de foyers à charbon améliorés	Août 1986

Ethiopie	-	Projet pilote du briquettage de résidus agricoles	Décembre 1986
Ethiopie	-	Etude sur la production de bagasse	Décembre 1986
Pérou	-	Proposition de programme pour la diffusion de fours dans la Sierra	Février 1987
Rwanda	-	Techniques améliorées de production de charbon de bois	Février 1987
Kenya	-	Etude de chauffage solaire de l'eau	Février 1987
Indonésie	-	Amélioration du rendement énergétique dans les industries de production de briques, de tuiles et de chaux à Java	Mars 1987
Malaysia	-	Etude de l'amélioration du rendement du système électrique à Sabah	Mars 1987
Côte d'Ivoire	-	Utilisation améliorée de la biomasse-projets pilotes utilisan des resídus agro-industriels	Avril 1987
Ile Maurice	-	Diagnostic du rendement du réseau électrique	Mai 1987
Botswana	-	Etude de pré-faisabilité pour l'électrification des exploitations agricoles de Tuli Block	Juillet 1987
Soudan	-	Projet d'énergie forestière	Juillet 1987
Ghana	-	Etude d'utilisation des déchets des scieries	Juillet 1987

Assistance aux institutions et à la formulation de la politique de l'énergie

Soudan	-	Assistance à la gestion du Ministère de l'énergie et des mines	Mai 1983
Burundi	-	Etude de l'organisation de l'importation et de la distribution des produits pétroliers	Janvier 1984
Papouasie Nouvelle Guinée	-	Proposition de renforcement du Ministère des mines et de l'énergie	Octobre 1984
Papouasie Nouvelle Guinée	-	Etude tarifaire pour l'électricité	Octobre 1984
Costa Rica	-	Programme d'activités d'assistance technique recommandées	Novembre 1984
Ouganda	-	Renforcement institutionnel du secteur énergétique	Janvier 1985
Guinée-Bissau	-	Programme d'activités d'assistance technique recommandées pour le secteur de l'électricité	Avril 1985
Zimbabwe	-	Gestion du secteur de l'électricité	Avril 1985
Gambie	-	Gestion de l'approvisionnement en pétrole	Avril 1985

Burundi	-	Présentation des projets énergetiques pour le IV-ème plan quinquennal	Mai 1985
Libéria	-	Programme d'activités d'assistance technique recommandées	Juin 1985
Burkina	-	Programme d'assistance technique	Mars 1986
Sénégal	-	Aide à la préparation des documents pour la réunion des bailleurs de fonds sur le secteur de l'énergie	Avril 1986
Zambie	-	Révision du secteur énergétique institutionnel	Novembre 1986
Jamaique	-	Marché, raffinage et distribution du pétrole	Novembre 1986
Botswana	-	Examen de la politique en matière de raccordement électrique	Juillet 1987