Public Disclosure Authorized

Public Disclosure Authorized

Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Program

Activity Completion Report

No. 048/86

Country: MOROCCO

Activity: ENERGY ASSESSMENT STATUS REPORT

JANUARY 1986

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

The Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), started in April 1983, assists countries in implementing the main investment and policy recommendations of the Energy Sector Assessment Reports produced under another Joint UNDP/World Bank Program. ESMAP provides staff and consultant assistance in formulating and justifying priority pre-investment and investment projects and in providing management, institutional and policy support. The reports produced under this Program provide governments, donors and potential investors with the information needed to speed up project preparation and implementation. ESMAP activities can be classified broadly into three groups:

- Energy Assessment Status Reports: these evaluate achievements in the year following issuance of the original assessment report and point out where urgent action is still needed;
- Project Formulation and Justification: work designed to accelerate the preparation and implementation of investment projects; and
- Institutional and Policy Support: this work also frequently leads to the identification of technical assistance packages.

The Program aims to supplement, advance and strengthen the impact of bilateral and multilateral resources already available for technical assistance in the energy sector.

Funding of the Program

The Program is a major international effort and, while the core finance has been provided by the UNDP and the World Bank, important financial contributions to the Program have also been made by a number of bilateral agencies. Countries which have now made or pledged initial contributions to the programs through the UNDP Energy Account, or through other cost-sharing arrangements with UNDP, are the Netherlands, Sweden, Australia, Switzerland, Finland, United Kingdom, Denmark, Norway, and New Zealand.

Further Information

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

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

OR

Energy Strategy and Preinvestment Div. I
Energy Department
World Bank
1818 H Street, N.W.
Washington, D.C. 20433

MOROCCO

ENERGY ASSESSMENT STATUS REPORT

JANUARY 1986

ABBREVIATIONS

CDER	Centre de Développement des Energies Renouvelables (Renewable Energy Development Center)
CDM	Charbonnages du Maroc (formerly Charbonnages Nord Africains) (Collieries of Morocco, formerly North African Collieries)
GOM	Government of Morocco
IAEA	International Atomic Energy Agency
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development (World Bank)
LPG	Liquified petroleum gases (butane and propane)
MEM	Ministère de l'Energie et des Mines (Ministry of Energy and Mines)
MEM/DE	MEM/Direction de l'Energie (Energy Directorate)
MI	Ministère de l'Intérieur (Interior Ministry)
ONAREP	Office National de Recherche et Exploitation Petrolières (National Office for Petroleum Exploration and Development)
ONE	Office National de l'Electricité (National Electricity Authority)
Plan	Ministère Plan, de la Formation des Cadres et de la Formation Professionnelle (Ministry of Planning and Executive and Professional Training)
SAMIR	S.A. Marocaine de l'Industrie du Raffinage (Moroccan Refining Industry Corporation)
SCP	Société Chérifienne des Pétroles (Royal Moroccan Petroleum Company)
SNPP	Société Nationale de Produits Pétroliers (National Oil Products Company)
SOCOCHARBO	Société de Commercialisation du Charbon (Coal Marketing Company), a subsidiary of Charbonnages
toe	Tons of oil equivalent
Tpa	Ton per annum
UNICEF	United Nations Children's Fund
US-AID	United States Agency for International Development

This report is based partly on the findings of an ESMAP mission in February 1985, and partly on the World Bank's experience in Morocco with energy projects. The mission was comprised of Mr. Naiem A. Sherbiny (Sr. Economist) and Ms. Manon Muller (Researcher).

TABLE OF CONTENTS

		Page
	SUMMARY AND RECOMMENDATIONS	i
I.	CHANGES IN ENERGY SOURCES AND USES	1
	A. Changes in Energy Sources	1
	Woodfuel	2
	Hydropower and Electricity	2
	Coal	3
	Natural Gas	4
	Petroleum and Petroleum Products	5
	Other Supply Sources	6
	- Oil Shales	6
	- Non-wood Renewables	7
	B. Changes in Energy Uses	7
II.	POLICIES & INSTITUTIONS	11
	A. Demand Policies	11
	B. Supply Policies	17
	C. Energy Sector Organization	19
III.	ENERGY INVESTMENTS	22
	A. Realized Energy Investments	22
	B. Energy Investment Strategy	23
	C. Planned Energy Investments	25
IV.	A RECOMMENDED PROGRAM OF PREINVESTMENT ACTIVITIES AND STRATEGY STUDIES	33
	A. Energy Strategy Studies	34
	Energy Efficiency Improvements	34
	Coal Action Plan	34
	Government Strategy for Household Energy	35
	Reservoir Management Optimization	35
	B. Preinvestment Activities in Power	36
	Power Transmission Reinforcement Program	36
	Loss Reduction in Power Transmission and Distribution	36
	C. Preinvestment Activities in Renewables	37
	Solar Water Heaters	37
	Wind Farm	37
	Agricultural Residue Utilization	38
ANNEX		
1.	Energy Sector Technical Assistance Activities Financed by Major Donors	39

SUMMARY AND RECOMMENDATIONS

1. Since the Energy Assessment mission of February 1982, Morocco has made several efforts in the energy sector: developing domestic energy sources, moderating energy demand, and improving its energy planning and management. These efforts were made against a background of continuing macroeconomic difficulties: the rising costs of energy imports, the slowdown of economic growth, the decline in revenues from phosphate exports, and the drought of 1980-84. Nonetheless, given the magnitude of the energy problem and its importance to the economy as a whole, much work remains to be done.

2. This report is based on a field mission which took place in February 1985. The objective of the mission was to update the original energy assessment, summarize the changes in energy sources and uses since that time, outline Government policies to manage energy demand and promote energy supply, describe the main institutional/organizational characteristics of energy agencies, examine energy investments and identify priority activities that would lead to specific energy sector investments, well defined policy measures and/or better intersectoral coordination. Some of these activities can be financed through the joint UNDP/World Bank ESMAP program; others could be subsumed under World Bank energy loans presently being prepared; and the remainder could be presented to members of the Consultative Group for their consideration. Following are highlights of the report and its main recommendations.

Energy Sources

3. Traditional energy, principally fuelwood, still accounts for more than 80% of domestic primary production and close to 40% of total energy supply. Yet, the forestry sector is not allocated sufficient investments to maintain its resources, so that the rate of deforestation has been about 20,000 hectares per year during the last 15 years. (para. 1.6-1.8).

> Recommended: Establishment by the Government of the proper framework to strengthen forestry development policy. The formation of an inter-Ministerial committee comprising Agriculture, Energy, Interior, Planning and Economy should be the first step in establishing such a framework.

4. While the supply of commercial energy increased during 1981-84, domestic production declined markedly; both the drawdown of reserves and increased imports were the compensating factors. The decline in commercial energy production came exclusively from a dramatic drop in hydroelectricity caused by a continued drought, and was not made up by the moderate increase in coal production. The use of both domestic and imported coal expanded at 10.7% per year (para. 1.9-1.15).

5. Imported oil continues to dominate the picture, providing about 7/8 of commercial supplies. In contrast, the domestic production of oil and natural gas combined represents less than 2% of commercial supplies largely because some of the earlier hopes about the Meskala gas field did not materialize. Oil continues to be imported in crude form and refined domestically, and capacity utilization in the refineries has improved recently as a result of introducing a lube oil production unit using fuel-oil as feed stock (para. 1.15-1.20).

Energy Uses

6. Between 1974 and 1984, growth in commercial energy consumption decelerated significantly, dropping from 6.7% per year during 1974-80 to 1.8% per year during 1981-84. Three factors may explain this change: a marked slowdown of GDP growth, from 6.0% to 2.7% per year for the respective periods; policy-induced increases in energy prices; and the recent adoption of a wide range of energy conservation measures. Together, these factors resulted in actual reductions in the consumption of gasoline and jet fuel, and in keeping constant the consumption of kerosene and gas oil. Most of these changes have contributed to a reduction in the GDP elasticity of energy demand from 1.12 during 1974-80 to 0.67 during 1981-84. Those changes and the slowdown in GDP growth both suggest that primary energy demand forecasts should be reduced (para. 1.23-1.24).

Recommended: Scaling down primary energy demand forecasts during preparations of the new Plan.

7. Except for some minor changes at the margin, the overall structure of energy use remained about the same: according to mission estimates, households consumed about one-half of total use, industry and transport/services consumed less than one-fourth each, and agriculture's share remained below 3%. More than 80% of household energy continues to be met from fuelwood, while the other sectors consume only commercial energy. However, within the industrial sector the structure of energy use changed somewhat, particularly in the cement subsector which began to convert to coal and thereby reduced its relative use of petroleum products (para. 1.26-1.29).

Energy Demand Policies

8 The Government should be commended for continually adjusting the prices of most energy products so that they stayed above or just even with opportunity costs. With the exception of LPG, the domestic prices of energy products in dirhams increased between 28% and 69%, and electricity prices increased at about 21%. Meanwhile, the 35% depreciation of the dirham caused the U.S. dollar equivalent of domestic energy prices to correspond roughly with the pattern of import price changes. LPG and electricity prices, already below their opportunity costs in 1982, appear to have slipped further from their respective opportunity costs in 1984, implying their continued subsidization, albeit implicitly, and the

significant increase in the amount of subsidy per unit of output (para. 2.24-2.8).

Recommended: All energy agencies should continue to adjust energy prices in line with economic principles; in particular, ONE and the Regies should close the gap between electricity prices and the opportunity costs of producing and distributing electricity; similarly, SNPP should adjust LPG prices closer to their opportunity costs. In both cases, however, the process of adjusting prices should be balanced with the need to minimize implicit energy subsidies while satisfying household energy demand.

9. In interfuel substitution, industry and power generation have made concerted efforts to switch over to coal both in existing facilities and in new plants, because of the price differential between fuel oil and coal which gave coal a decisive advantage. Thus, ONE switched the existing Roches Noires power plant (60 MW) and equipped the newly-built Mohammedia III and IV (2 x 150 MW) with flexible boilers which can burn coal, fuel oil, or natural gas. The cement industry similarly converted to coal existing plants of Cadem in Meknes and Lafarge in Casablanca, and introduced new coal-burning equipment in the plants of Agadir and CIOR. Interfuel substitution in the residential sector is more problematic, as the need to switch away from woodfuels is prompted on the one hand by forest degradation but checked on the other by the rising costs of commercial fuels and their growing burden on the balance of payments (para. 2.9-2.15).

Recommended: Given the recent trend of declining oil prices, MEM should reassess costs and benefits of potentially converting to coal other cement and power generating plants within the Coal Action Plan and, if results are favorable, push forward with the producing companies for further conversions.

10. In the domain of energy conservation, there is substantial potential in two of the largest energy-using sectors: households (accounting for 52% of total use) and industry (21% of total use). In industry, the application of selective power cuts to production facilities during peak evening hours was about the only measure of energy conservation introduced recently. While this measure appears to conserve some energy, it is a forced conservation which can be potentially disruptive for industrial plants. Improving energy efficiency in those plants is a superior alternative, given the good potential indicated by recent studies. In the household sector, several energy conservation measures were adopted in 1984, including public education campaigns and shortening the workweek, among others. Not all of these measures have had sufficient time to work throughout the system yet and their impact remains to be seen (para. 2.16-2.18).

Recommended: Government agencies which started energy conservation efforts should continue those efforts on a regular basis. Energy conservation in industry should start immediately in public industrial enterprises, in close coordination with Ministries of Energy, Industry and Economy to assure that appropriate investments are allocated to translate plans into action.

Energy Supply Policies

11. Although Morocco has an abundance of some energy resources (principally oil shale, wind, solar, hydro) the utilization of which is technically feasible, not all the feasible options are economically viable and often the necessary investment resources are not readily available. Improving the energy efficiency of operating facilities therefore seems to bring the energy sector closer to its least-cost path. Whether it is to optimize the use of existing hydro facilities, reduce losses of power transmission and distribution, or upgrade the facilities and improve the management of the Jerada coal mines, the expenditure of effort and resources seems to be well justified (para. 2.19-2.21).

Recommended: The Government should continue assigning high priority to improving the efficiency of operating facilities. Together with appropriate Ministries and public enterprises in energy and industry, the MEM should establish a national plan for improving energy efficiency. The Ministry of Economy should assist these efforts by allocating sufficient investments to translate plans into action.

12. Private initiatives are being encouraged in several energy activities. In oil and gas, the Government is promoting joint ventures by providing fiscal, technical, and other incentives which have resulted in increased exploration expenditures by and agreements with major oil companies. More possibilities for private capital participation still exist because the on-shore area hitherto explored represents one fifth of the total potential, and in off-shore activities only 25 exploration wells have been drilled along the country's shores of 3,500 km (para. 2.22-2.23).

Recommended: To encourage further oil and gas exploration, the search for international private partners should be intensified and the new hydrocarbon investment code passed.

13. In the development of renewable resources, the private sector potential is evident both in the commercial development of forests, and in the application of non-wood renewables, especially in rural and mountainous areas (para. 2.24-2.25).

Recommended: Further policy and institutional reforms are needed to consolidate the recently initiated privatization trend, in order to allow private enterprise to contribute more fully to the development of traditional and renewable energy sources. Legislative reforms are especially needed to encourage private participation in fuelwood development in the larger context of commercial development of forests.

Institutions and Organization

14. Many public enterprises, in energy and elsewhere, have rather intractable problems with financial arrears which are seriously interfering with their performance and efficiency. Financial restructuring thus has become an urgent priority for energy enterprises such as ONE and petroleum product distribution companies. The Government has recently entered into dialogue with the World Bank to explore the possibility of reform. The guiding principle is self-financing to recover investment costs, which would minimize the need for budgetary transfers to public energy enterprises (para. 2.26-2.27).

Recommended: Within the context of the financial restructuring presently being considered by the Government, a high priority should be assigned to developing an agreed program with public energy enterprises to settle their financial arrears in a defined time period.

15. Organizationally, the interests of more than one institution in the same subsector frequently overlap and sometimes conflict, affecting their performance and the efficiency of resource allocation. For example, the activities of the Rural Affairs Division (Ministry of Interior) and Ministry of Agriculture involve renewable energy development without coordination with CDER. Meanwhile, there is insufficient focus of institutional responsibility for woodfuels (para. 2.28-2.29).

Recommended: MEM should take a more active role by coordinating at regular intervals activities with the Ministries of Agriculture and Interior and with CDER. The MEM should also assign staff to integrate information and decisions on woodfuels into its operations.

16. Another institutional weakness lies in the Planning Department of MEM which is presently used only for training of junior-level staff, making little or no use of the sophisticated computerized energy planning model at its disposal for policy formulation (para. 2.30).

Recommended: MEM should look seriously into upgrading its Planning Department by encouraging higher level staff of the Ministry to become more involved, restucturing the Department to make fuller use of its facilities to develop alternative energy scenarios, update its data

bank and orient its operations to assist effectively in formulating the country's major energy decisions.

Energy Investment and Strategy

17. Two factors hindered Morocco from achieving its energy investments as stated in the 1981-85 plan: the resource constraint became more binding with the decline in export revenue; and the decline in the international price of oil rendered questionable the development of oil shale and dampened the drive to develop renewable energies. The energy investment shortfall was about 40% for the sector as a whole, about the same ratio in the electricity subsector, and about 20% in the oil and gas subsector. With the exception of a minute portion allocated to experimentation, the commercial exploitation of oil shales was postponed (para. 3.2-3.4).

18. Despite the existence of Government policy for energy demand and energy supply, there is no overall strategy for allocating investment resources among energy alternatives and ranking energy projects according to comprehensively agreed criteria. In attempting to establish such criteria, the objective of minimizing total energy costs appears to be a reasonable starting point. In contrasting investments in energy generation with those in efficiency-related energy savings, the latter generally require less expenditure per unit of energy and involve much shorter gestation lags. By concentrating nearly all investments in new energy generation, Morocco's present energy development program is not on a least-cost path (para. 3.5).

Recommended: The Government should assign high priority to energy efficiency and conservation so that it is reflected in the country's investment allocations, as detailed below.

Recommendations for Energy Investments

19. In discussing the proposed investments in various energy subsectors the following recommendations are made:

(a) In fuelwood: its resources should be developed as part of commercial forestry development, with the Government providing proper incentives to private sector investors to complement public investments and overcome the dual financial-institutional constraint (para. 3.14).

(b) In hydroelectricity: improving the management of existing multi-purpose dams is proposed in parallel with launching new projects; a national plan for the development of small hydro sites (up to 3 MW) with criteria for their ranking is recommended; the economic evaluation of hydro projects must incorporate the appropriate portion of cost of site preparation and

dam construction to produce realistic benefit-cost ratios (para. 3.15-3.18).

(c) In thermal power generation: Mohammedia port appears to be the optimal location for coal-fired power stations, and the proposed relocation of the planned facilities to Jorf Lasfar is questionable; in view of lower GNP growth and lower GNP elasticity of demand for energy, electricity demand forecasting scenarios appear exaggerated and need to be adjusted downward; losses in electricity transmission and distribution warrant a detailed audit; and a long-term plan for the national power generation and transmission network is recommended (para. 3.19-3.21).

(d) In coal: the plans of CdM to increase revenues from two proposed operations in the Jerada mines are not economic and should be discarded. These are a thermal power plant fed by washing rejects and a fines briquetting installation. On the other hand, a recent feasibility study on washing facility for fine coal showed promising results, so that the company is justified in proceeding with the investment. CdM's plans to expand Jerada coal production to 2 million tons per year should equally be disregarded because of the high risk associated with poor quality coal, limited proven and possible reserves, and the undue strain on managerial, staffing, and financial resources; and in view of the sudden expansion in consumption and importation of coal, a coal action plan is recommended to minimize potential infrastructure bottlenecks and assure proper coal delivery to coal-burning plants (para. 3.22-3.25).

(e) In natural gas: the high cost of domestic distribution and low demand prospects render questionable the economic viability of the Essaouira urban gas distribution and industrial utilization project, and therefore the project should not be adopted; the natural gas utilization plans to supply the OCP phosphate plants at Youssoufia appear to be the most attractive among present alternatives. Construction of the associated project has been started after OCP and ONAREP reached a sales agreement. The resulting natural gas has been priced using a formula based on discounted fuel oil prices to promote conversion to natural gas. This project will help to achieve two objectives: help ONAREP consolidate its position as a revenue-earning entity, and set standards for natural gas pricing which would attract prospecting international companies (para. 3.26-3.27).

(f) In oil shale: the fall in oil prices below $35 per barrel has dampened the prospects for shale, especially using the retorting techniques; nevertheless, development studies for retorting technology remain planned using private capital. The direct

combustion technique may have some potential viability, but should be limited to experimentation (para. 3.28).

(g) In renewables: experimentation and pilot projects are yielding potentially useful applications for small agro-industrial businesses and households in small rural/mountainous communities, as well as for hotels and public buildings in urban areas, but their commercial viability remains to be established (para 3.23-3.32).

Preinvestment and Strategy Studies

20. Finally, to respond to the gaps identified in reviewing energy sector developments, policies, and proposed investments, the following program of preinvestment and strategy studies is proposed. The program covers three categories: strategy, power and renewables.

(a) The energy strategy studies aim at improving energy planning, improving the performance of energy subsectors, avoiding infrastructure bottlenecks, and optimizing energy production facilities. These studies include: energy conservation and efficiency audits, coal action plan, government strategy for household energy, and dam management optimization (para. 4.5-4.13).

(b) The preinvestment activities in power aim at generating a pipeline of priority investment projects for the subsector in the following areas: power transmission reinforcement program, loss reduction in power transmission and distribution, and a national plan for the development of small hydro sites (para. 4.14-4.18).

(c) The preinvestment activities for renewables aim at developing commercially viable proposals for selected proven technologies, the potential application of which is not constrained in Morocco by institutional or other barriers (para. 4.19-4.24).

21. These studies will vary in cost and duration. While some will cost as little as $70,000, others will cost as much as $600,000. The total cost of the program will be about $1.9 million. Furthermore, the duration of these studies will vary from as short as six months to as long as twenty months.

I. CHANGES IN ENERGY SOURCES AND USES

A. Changes in Energy Sources

1.1 The 1982 Energy Assessment mission used 1981 data as the basis of its analysis. The major changes that have taken place in the energy supply picture since 1981 concern the relative contributions of domestic and imported coal and hydro-based power generation (Table 1.1). Coal production in 1984 provided 71% of commercial energy primary production, up from 51% in 1981. The contribution of hydro-based power, on the other hand, has declined substantially because of successive droughts. In 1984, it provided 16% of commercial energy primary production, down from 37% in 1981.

1.2 Traditional energy, principally in the form of fuelwood, not only continues to account for the bulk of domestic primary production, but also for an increasing share -- 85% in 1984, up from 82% in 1981. As a corollary, commercial energy resources accounted for a declining share. In relation to aggregate energy supply, woodfuels accounted for a substantial portion (37% in 1984, 38% in 1981). The implication of this finding for government action is significant: if energy policies are to be effective they should seriously take into account short-term measures to preserve and long-term measures to augment woodfuel resources.

1.3 The combined role of natural gas and oil in primary production continues to be quite minor, even in relation to indigenous commercial resources: 14% in 1984, 12% in 1981. These sources provided only a minute 2% of total primary production both in 1981 and 1984. The 1982 Assessment mission recommended a substantially increased role for natural gas. However, recent estimates show proven gas reserves to be much lower than originally projected. Barring new major discoveries by any of the petroleum companies presently exploring in Morocco, the role of natural gas and oil in primary production is likely to remain quite limited.

1.4 The share of domestic production of energy in total supplies decreased somewhat over the period, from providing 46% in 1981 to less than 45% in 1984. The domestic production of commercial energy also covered a smaller percentage of commercial supplies -- 11% in 1984, down from 13% in 1981. Measured in toe, domestic commercial production decreased over the period. The balance was imported, mostly in the form of crude oil and petroleum products.

1.5 In addition to indigenous energy resources which have been developed in varying degrees, Morocco has abundant untapped supplies of oil shales and non-conventional resources such as solar and wind energy. Technologies to harness these resources have undergone more experimentation since 1981, particularly in the non-conventional area. The Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) has been created to develop and promote non-conventional resources and so far has

launched demonstration projects to test: photovoltaic pumping, biogas digestors, solar measurement equipment, solar refrigeration in rural health centers, and solar electrification and television. Notwithstanding these efforts, they remain isolated demonstration prototypes.

Woodfuel

1.6 All the available statistics indicate that national woodfuel consumption remained quite high in Morocco -- most recently estimated at 3.38 million toe for 1984, up from the revised figure of 3.18 million toe for 1981. 1/ Furthermore, several factors will continue to ensure that woodfuel plays a substantial role in the energy picture at least through the year 2000, including forecasts that more than half of the Moroccan population will still be living in rural areas until at least 1995; heavy rural per capita consumption of woodfuel; woodfuel's integral role in the life-style and housing design of the rural population; and the much lower incomes of rural households, which are generally insufficient for the purchase of commercial fuels or their requisite durables to substitute for woodfuel.

Table 1.1: SOURCES OF ENERGY SUPPLY
(thousand toe)

Item	Primary Production		Imports		Total Supply	
	1981	1984	1981	1984	1981	1984
Traditional	3,180	3,378	--	--	3,180	3,378
Commercial	689	580	4,725	4,945	5,238	5,525
of which:						
Natural Gas	64	64	--	--	64	64
Oil & Products	19	15	4,698	4,774	4,491	4,789
Hydro	254	90	--	--	254	90
Coal	352	411	27	129	429	540
Total	3,869	3,958	4,725	4,903	8,418	8,861

Sources: 1981 data: Table 1.1 of the Energy Assessment Report, except for traditional energy. 1984 data: Ministry of Energy estimates. Primary production of traditional energy is based on Mission estimates for both 1981 and 1984. Note: total supply figures do not always equal the sum of primary production and imports because of stock changes.

1/ The Energy Assessment first estimated national woodfuel consumption at 2.36 million toe in 1981. The adjustment was made as a result of a recent national survey carried out by the Department of Forestry in eight provinces.

1.7 Given the important role that woodfuel will continue to play in meeting household energy needs, the fact that deforestation is occurring at a rate of some 20,000 hectares per year is a cause for serious concern. Deforestation is not dramatic relative to the 5.3 million hectares of total forest cover, but it is already a serious problem in particular areas where deforestation is concentrated and where fuelwood supply is deteriorating steadily.

1.8 The Energy Assessment Report recommended that the Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) devote many of its resources to exploring, developing, and promoting woodfuel conservation and substitution. So far, CDER has concentrated its efforts on non-wood fuels and has had little contact with the Ministry of Agriculture in this area. Whether the maintenance and development of woodfuel resources is the responsibility of one agency or another, or whether this activity itself is analyzed in the sectoral context of agriculture or energy, there is no question that concerted action by the Government or the private sector is needed to stop and then reverse the deforestation trend.

Hydropower and Electricity

1.9 The continued drought conditions in Morocco which have substantially curtailed hydropower production (from 29% of electricity supply in 1980 to 6% in 1984) have prompted the Ministry of Equipment to consider the need for better management of hydro sites (para. 4.12-4.13).

1.10 Power generating capacity has increased by 300 MW since 1980 with the commissioning of the Mohammedia I and II thermal plants. This growth has raised the share of thermal generation in total demand for boiler fuels from 48% in 1980 to 53% in 1984. The 1984 figure, however, is inflated by the drought-induced shortage of hydroelectric generation which has stretched thermal generation capacity to its limit. Combustion engines at Sidi Kacem, Agadir, Tangier and Tetouan have been kept in almost continuous operation since 1980, although most of this capacity (135 MW) was originally designed to be placed on cold reserve.

1.11 The operating costs of the Office National de l'Electricité (ONE) have risen as a result of increased domestic prices of fuel oil and gas oil. However, rehabilitation of the Jerada mine-mouth coal-fired plant and the switching to coal of Unit II of the Roches-noires plant (60 MW) somewhat helped to buffer the cost escalation. No relevant figures, however, were made available to the mission.

Coal

1.12 Given the changes in relative energy prices since the 1970s and scarcity of commercially viable energy resources in Morocco, coal has become a relatively more promising national source of commercial energy. Coal reserves at Jerada are rather modest - 10 million tons of measured reserves and 50-60 million tons of probable and possible

reserves. Jerada's coal consists of 28% higher grade, coarse anthracite, and 72% fines with a high ash content (40%), the production of which is expected to increase under the new mechanized exploitation methods.

1.13 The volume of coal use has been expanding quite rapidly from a low base since 1970. A sustained oil-coal price differential has prompted the expansion of coal use in industry and electricity generation both at the margin (new equipment) and on average (conversion of existing equipment). Coal use expanded from about 800,000 tons in 1980, to 1.1 million tons in 1984. The domestic production of coal also expanded during 1980-84. In anticipation of this expansion, the Assessment Report recommended increasing coal prices, monitoring the results of a pilot mechanization project, and studying market potentials. Since 1982, domestic coal prices have increased by 65%, thus bridging the gap with imported coal prices and limiting the deterioration in the financial position of Charbonnage du Maroc (CdM). Following positive technical assessments, a World Bank-financed project has recently been negotiated with the government to mechanize a new pit at the Jerada mine which will permit total coal production to increase to 1 million tons per year by 1988. The market for coal is well established, in view of the recent conversions to coal in the cement industry and power generation.

1.14 Although coal production increased between 1980 and 1984, it represented a declining portion of total coal use: from an average of about 90% during 1975-80 to only 71% in 1984. The balance was made up by coal imports, which have grown rapidly, from about 30,000 tons/year throughout the 1970s, to about 217,000 tons by 1984.

1.15 The immediate future is likely to see further substantial expansion in coal use, calling for a similarly substantial expansion in domestic production and imports. ONE's electricity generating capacity will expand significantly around mid-1986 from the addition of two coal-fired units of 150 MW each at Mohammedia (III and IV), calling for an expansion in coal use of about 800,000 tons/year, even though no plan exists yet to bring coal in through the port of Mohammedia. The CIOR cement plant in Oujda has already been converted to coal and is expected to place an additional demand for coal of about 120,000 tons/year. Even if other industries do not convert to coal, and barring major decline in oil prices, the volume of coal use by late 1986 is expected to reach about 2.5 million tons. Part of this expansion will be met from continued growth in the production of Jerada coal, expected to reach a maximum of 1 million tons a year by 1988. Most of the expansion in coal use in the immediate future, however, must come from imports, which are expected to exceed 1.5 million tons by the end of 1986. For this reason, the mission proposes a coal action plan (para. 4.7-4.8).

Natural Gas

1.16 The discovery of the Meskala deposit in 1981 led the Energy Assessment mission to recommend stepped up work on natural gas exploration, appraisal and development. Since then, nine wells have been

drilled on the Meskala deposit, with overall disappointing results. Based on these nine exploratory wells, recent estimates have been revised downward from 300 bcf to 35 bcf for proven gas reserves, and from 20 million barrels to 1 million barrels of condensate reserves. Recent drilling in the adjacent field of Zelten has resulted in only a marginal discovery. Yet, when the proven reserves of Meskala and Zelten are added up, they represent about three times the existing level of natural gas production which has remained stable since 1981 at about 85 million m^3/ year.

Petroleum and Petroleum Products

1.17 Petroleum continues to dominate commercial energy supplies, representing more than 80% in recent years. Domestic crude oil production is still insignificant -- less than 20,000 tons a year -- and dwindling. The balance of hydrocarbon supplies has to be imported, 95% of which is in the form of domestically refined crude oil. These imports currently absorb more than 50% of export revenue. Between 1981 and 1984, the volume of hydrocarbon imports increased by 5%. However, the dollar value of these imports diminished by 20%, because of declining international oil prices. The domestic value of these imports, by contrast, increased by about 43% as a result of the 35% depreciation in the dirham.

1.18 Given the present lack of economically viable energy resources and despite energy diversification and conservation efforts, petroleum will be the principal fuel in Morocco's energy balance for years to come. As a result, the country has intensified petroleum exploration efforts with assistance from international oil companies. These efforts continue as the hitherto explored areas represent a small portion of the country's potential -- only one fifth of the on-shore sedimentary basins of 350,000 sq. km, and 25 off-shore exploration wells along 3,500 km of sea shores.

1.19 Morocco has two refineries: Société Anonyme Marocaine de l'Industrie du Raffinage (SAMIR) and Société Chérifienne des Pétroles (SCP), with nominal capacities of 6.75 million tons per year (tpy) and 1.2 million tpy, respectively. The question of low capacity utilization, especially in the SAMIR refinery, arose during the 1982 Energy Assessment. However, a lube oil production unit which uses fuel oil as input came on stream at the complex in May 1984, and is expected to absorb eventually about one-fifth of the present fuel oil outputs, and thus improve capacity utilization. This lube oil unit will, furthermore, counterbalance the potentially adverse effects on refining capacity utilization emanating from three sources: the slow-down of economic growth resulting in a slow expansion in domestic demand for petroleum products, expected at 2% per year; the restoration of hydro production as drought conditions subside, which would reduce ONE's fuel demand for combustion engines, presently about 25% of the refineries' output; and the expansion in coal-fired boilers in power generation and cement, expected to reduce the incremental demand for fuel oil by about 1 million tons by 1988. In placing the oldest hydroskimming units on cold reserves, the

question of capacity utilization in the SAMIR complex is no longer relevant.

1.20 The refineries' yield pattern continues to match fairly closely the pattern of product demand, as shown in Table 1.2. This is because the demand profile is heavily skewed towards fuel oil (50%) and gas oil (27%), which are also the main outputs of the refineries' hydroskimming facilities. However, about 250,000 tons of low value naptha and some propane are exported each year, and some 150,000 tons of butane and additional fuel oil are imported. This situation is unlikely to change during the rest of the 1980s.

Other Supply Sources

1.21 Oil Shales. The 1982 Energy Assessment recommended deferring major commitments to the development of oil shale until engineering studies demonstrating a satisfactory outcome were completed. One such research and engineering project, financed by a World Bank loan, continues to examine the feasibility of oil shale in an oil retorting test station at Timahdite and to conduct oil shale utilization studies. Furthermore, Shell International is completing the first phase of a series of pre-feasibility studies on the Tarfaya deposit. If results are positive, Shell might build a demonstration unit, possibly leading to the commercialization of retorting technology. In the interim, the development of Morocco's oil shale reserves -- estimated at 6 billion tons of recoverable oil -- has been further stunted by declining international oil prices and more water shortages. This situation has caused the Government to cancel its ambitious plans to build an oil-shale power plant with an installed capacity of 1,000 MW and a large retorting plant with a capacity of 10,000-20,000 bpd.

Table 1.2: REFINERY YIELD PROFILES AND CONSUMPTION PATTERNS
(percentages)

	1980		1984	
	Refinery Yield	Consumption Pattern	Refinery Yield	Consumption Pattern
LPG	4.9	7.6	4.8	8.4
Gasoline	9.1	9.8	8.0	8.2
Naphta	4.4	-	6.5	-
Kerosene	1.7	1.5	1.4	1.4
Jet fuel	6.3	6.4	4.6	4.9
Gas oil	28.3	29.4	26.6	26.7
Fuel oil	44.2	45.3	48.1	50.3
Other	1.1	-	NA	
	100.0	100.0	100.0	100.0

Source: Ministry of Energy and Mines.

1.22 The reasonably positive and promising results that have been obtained by some countries (Finland, USA, West Germany) in the area of fluidized bed technology for combustion of low grade solid fuels (600 kcal/kg to 3,000 kcal/kg) have prompted a reconsideration of oil shale for direct combustion. The government has requested the World Bank to allocate the funds earmarked for studies remaining in the existing oil shales project (US$200,000) to finance the feasibility study of the application of this technology in the Timahdite area (15-20 MW power plant). The objective is to generalize this technology by creating several small power plants on various shale deposites, if and when oil prices firm up in the future.

1.23 Non-wood Renewables. Environmental conditions in Morocco are conducive to the development of several renewable resources, particularly solar and wind power, municipal waste recovery, and agricultural residues. For example, solar radiation in the country exceeds 0.15 toe/m^2; wind speeds exceed 12 mph in 90% of the surface area, and the country has large municipal wastes and agricultural residues which could be used to generate energy. The Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) has recently made efforts to improve knowledge and exploitation of these non-wood renewable energy resources.

1.24 Another actor in the renewables area is the Rural Affairs Division of the Ministry of Interior, which has incorporated a UNICEF-financed photovoltaic technology into its water pumping equipment program. RAD claims that PV equipment is economically justified for wells less than 30 meters deep serving a small population of 1,000-1,500 persons. In such cases, PV pumps can advantageously replace oversized diesel equipment. In promoting renewable energy, however, the Rural Affairs Division has followed an independent course of action from CDER's. The novelty of renewable energies and the need to establish viable options dictate that the efforts of the agencies involved be closely coordinated. To this end, it is recommended that MEM take a more active role in this coordination.

B. Changes in Energy Uses

1.25 During 1981-84, commercial energy consumption increased at an estimated annual rate of 1.8%, which was a substantial deceleration from the 1974-80 rate of 6.7%. The slowdown was the result of policy decisions to increase energy prices and adopt energy conservation measures, and a general slowdown of economic growth. From an average annual growth of 6.0% during 1974-80, GDP growth fell to 2.7% during 1981-84. Combining these rates with growth rates of commercial energy consumption produces a gross estimate of the GDP elasticity of energy demand of 1.12 during 1974-80, which dropped to 0.67 during 1981-84. While the first figure was significantly above the 0.6-0.8 range of gross elasticity estimates for many developing countries, the second was well within that range. Significantly, the picture was different for electricity

consumption, the growth of which was 9.6% in 1974-80 and 6.6% in 1981-84, resulting in an increase in the GDP elasticity of electricity demand from 1.6 in 1974-80 to 2.4 in 1981-84.

1.26 Partly in response to the recommendation made by the Energy Assessment Report, the Government raised the domestic prices of several energy products between 1982 and 1984. As an overall average, (residential, commercial, industrial) electricity prices rose by 21%. Domestic coal prices for commercial/industrial use rose by 66%. Gasoline prices rose by 28%; kerosene prices by 33%; gas oil prices by 30%; and fuel oil prices by 69%. At the policy-making level, therefore, the Government has demonstrated a willingness and ability to limit energy consumption through increased prices.

1.27 In addition, the Government also initiated a series of measures to conserve energy use (a national campaign, shortening the workweek and TV broadcasting, etc.). As those measures were recently introduced, they may not have had sufficient time to work through the system to reduce energy consumption markedly. A further reduction in the GDP elasticity of energy demand in the future, therefore, may be interpreted as a demonstrated success of energy conservation measures. Such an outcome, however, remains to be seen.

1.28 Between 1981 and 1984, the largest energy consuming sectors maintained their relative positions in total energy use. Thus, the share of the household sector remained stable at 52%; industry's share dropped from 23% to 21%; the share of transport and services increased from 22% to 24%; and agriculture's share remained below 3% (Table 1.3).

1.29 Most of the household demand for energy continues to be met from traditional energy sources, which declined only slightly, from 84% to 82% of household energy consumption. All the other sectors consume only commercial energy, mainly in the form of direct consumption of petroleum products (69%) and electricity (27%). Computing the share of major fuels in the total energy use of each subsector revealed some interesting patterns. With the exception of agriculture, the relative share of petroleum in all other sectors declined markedly between 1981 and 1984, with transport being highest in both years. The decline in the relative share of petroleum during that period was most significant in cement because of that sector's concerted effort to convert to coal.

1.30 The relative shares of the other fuels in commercial energy remained generally stable during 1981-84. Only coal's share increased, from 1.3% to 2.8% -- an indication both of its small initial role and the relatively rapid expansion of that role. While the use of coal and natural gas was highly concentrated in a few sectors, the use of electricity and petroleum products was distributed throughout the various consuming sectors, albeit unevenly. Coal use was concentrated in the cement and a few other industries, and natural gas use was concentrated in the phosphate industry.

Table 1.3: STRUCTURE OF NET ENERGY CONSUMPTION
(thousands toe)

Consuming Sector	Traditional Energy		Commercial Energy									
			Coal		Natural Gas		Electricity (ONE Only)		Petroleum Products		Total	
	1981	1984	1981	1984	1981	1984	1981	1984	1981	1984	1981	1984
Industry												
- Phosphates	--	--	--	--	30	46	76	85	208	178	314	309
- Cement	--	--	--	78	--	--	85	91	329	250	414	419
- Other	--	--	49	41	10	16	387	450	473	378	919	885
Transport and Services	--	--	--	--	--	--	157	204	1,460	1,707	1,617	1,911
Agriculture	--	--	--	--	--	--	62	65	143	160	205	225
Households	3,180	3,378	4	9	--	--	252	331	366	409	3,802	4,127
Total	3,180	3,378	53	128	40	62	1,019	1,226	2,978	3,082	7,271	7,876

Sources and Notes: Data for 1981 comes from the Energy Assessment Report, Table 1.1, except for traditional energy and electricity; the latter obtained from ONE and does not include other sources of electricity generation. For 1984 from direct communications with Ministry of Energy, except for traditional energy. The latter, in both years, are Mission estimates, based on paras. 1.6, 1.7 of the text.

1.31 Overall consumption of petroleum products 2/ increased modestly (2.4%) between 1980 and 1984, although there was considerable variation in growth rates among individual products (Table 1.4). For example, transportation fuels (gasoline and jet fuel) bore the brunt of the squeeze in commercial energy consumption, while household fuel consumption (mainly subsidized LPG) increased more rapidly. The relatively large increase in fuel oil consumption mainly reflects an increase in the use of thermal generation, partly because of the expansion of installed capacity, partly to compensate for the drought-related drop in hydro capacity, and partly because industrial demand remained almost stationary. The changes in petroleum product demand resulted from: (a) industrial recession, especially in the phosphate industry; (b) conversion to coal; (c) large price increases in private transportation fuels; (d) price subsidies to LPG and electricity; and (e) demand management measures at the consumer level.

2/ Including fuel oil and gas oil used in electricity generation.

Table 1.4: TOTAL CONSUMPTION OF PETROLEUM PRODUCTS
('000 metric tons)

Product	1980	1984	Annual Average Growth Rate 1980-84
			(percentages)
LPG	284	348	5.2
Gasoline	371	337	(2.4)
Kerosene	57	58	0.4
Jet Fuel	244	205	(4.3)
Gas Oil	1,056	1,142	2.0
Fuel Oil	1,743	2,034	3.9
Total	3,757	4,123	2.4

Source: Ministry of Energy and Mines.

II. POLICIES & INSTITUTIONS

2.1 Like many developing countries, Morocco has encountered difficult economic problems since 1980 (para. 3). These difficulties have resulted in domestic budget cuts and reordering of national priorities. At the energy sector level, the government has adopted the long-term policy objective of reducing energy imports while attempting to meet energy needs in a cost-effective way, consistent with overall economic efficiency.

2.2 The government's principal energy sector objectives can be grouped into three categories: demand, supply, and sector organization. In the demand category, three priority government objectives have emerged: (a) economic pricing of energy products to encourage efficient energy use by intermediate and final consumers; (b) encouragement of interfuel substitution, where economically and technically justified; and (c) promotion of energy conservation in industry, households, and transport to reduce or control the rate of expansion of energy demand.

2.3 In the supply category, three priority government objectives have emerged: (a) development of domestic energy resources, when economically viable, and to the extent that investment resources are available; (b) increased efficiency of energy supply through improved management and procedures, increased maintenance, reduction of waste or system losses, and retrofitting, upgrading or rehabilitation of existing equipment and facilities; (c) encouragement of private and community participation in investments in oil and gas exploration and development, reforestation and forest management, and renewable energy.

2.4 In the sector organization category, two priority government objectives emerged: (a) increased self-financing of national energy enterprises, to minimize or eliminate dependence on budgetary transfers; and (b) improved planning and coordination among energy agencies, particularly in key areas such as investment priorities, interfuel substitution, electricity distribution, marketing of petroleum products, and energy conservation.

A. Demand Policies

2.5 The Energy Assessment found that domestic oil product prices, with the exception of LPG, were above comparative import parity prices, but that domestic coal prices were somewhat below. Electricity tariffs, which should cover the long run marginal cost of supply, were only 48-77% of this level and did not accurately reflect differences in the cost of supply for various users and geographical areas. In general, the Assessment suggested that principles of economic energy pricing needed to be applied in order to give appropriate signals and conservation/substitution incentives to different classes of users. Over the last few years

the GOM has made a major effort to adjust the market prices of energy products according to changes in their economic costs. Petroleum product prices were raised above their import parity prices. Although electricity tariffs were increased, they remained below economic costs and their structure still needs to be simplified. Domestic coal prices have increased substantially, thus facilitating the sound financing of planned coal investments. The LPG pricing issue, however, has not yet been resolved; LPG prices have slipped further below their opportunity cost.

2.6 The actual price changes in domestic and imported energy between 1982 and 1984 are presented in Table 2.1. Domestic prices in dirhams, except for LPG, increased substantially. The same domestic prices expressed in dollars, however, declined in varying degrees except for fuel oil and domestic coal, which increased. For the most part these directional changes follow the changes observed in import prices, the reason being a 35% depreciation of the dirham.

Table 2.1: PERCENTAGE CHANGES IN DOMESTIC AND IMPORTED ENERGY PRICES, 1982-84

Product	Changes in Domestic Prices		Change in Imported Prices
	(DH)	(US$)	(US$)
Gasoline	27.5	-16.3	-13.0
Kerosene	33.5	-12.4	-1.7
Gas Oil	29.9	-14.8	-7.7
Fuel Oil	69.0	10.9	18.2
LPG	0.9	-33.8	-10.6
Imported Coal	n.a	n.a	-4.3
Domestic Coal	65.7	9.0	-4.0

Source and Definitions see Table 2.2.

2.7 A comparison of domestic energy prices expressed in dollars with the import parity cost reveals several points (Table 2.2): (a) the domestic/import price ratio in 1982 exceeded one for all products except LPG; (b) the ratio declined for all products in 1984; and (c) the ratio in 1984 was slightly less than one for kerosene, but significantly below one for LPG. A domestic/import price ratio of less than one implies state subsidy for consumers, the size of which increases as the ratio falls further below one. The last point is especially relevant for consumers of LPG who were subsidized at least since 1982. The size of this implicit subsidy increased from $58 per toe or 13% of the opportunity cost in 1982 to $141 per toe or 36% in 1984. This action aimed at stabilizing retail prices (in dirhams) to encourage LPG consumption, in order to reduce the consumption of wood, the major cooking fuel. By contrast, kerosene was being subsidized only to a limited extent in 1984: $12 per toe, or only 3% of its opportunity cost. Whether the optimal strategy to meet household cooking fuel needs is to subsidize LPG,

kerosene or woodfuels, is an empirical question which will be answered by the proposed study on household energy strategy (para. 4.9-4.11).

Table 2.2: PETROLEUM AND COAL WHOLESALE PRICES AND IMPORT PARITY EQUIVALENTS
(per toe)

Product	November 1982				November 1984			
	Domestic Prices		Import Parity	Domestic/ Import Ratio	Domestic Prices		Import Parity	Domestic/ Import Rat'o
	(DH/toe)	($/toe)	($/toe)		(DH/toe)	($/toe)	($/toe)	
Gasoline	6,149	981	416	2.36	7,842	821	362	2.27
Kerosene	2,833	452	415	1.09	3,782	396	408	0.97
Gas Oil	3,059	488	351	1.39	3,973	416	324	1.28
Fuel Oil	1,498	239	187	1.28	2,531	265	221	1.20
LPG	2,413	385	443	0.87	2,435	255	396	0.64
Imported Coal	1,460	233	164	1.42	n.a	n.a	157	n.a
Domestic Coal	560	89	100	0.89	928	97	96	1.01

Definitions:

1. Domestic prices: in DH/toe are wholesale prices per unit converted into toe, using conversion factors stated below; in $/toe, using the following exchange rates: DH 6.2676/$ for November 1982, and DH 9.5512/$ for November 1984.
2. Import parity: c.i.f. November price quotations in dollars for Mohammedia, multiplied by toe conversion factor, plus domestic handling costs as follows: gasoline ¢5/liter; kerosene ¢10/liter; gas oil ¢5/liter; fuel oil $10/ton; LPG $115/ton; coal $20/ton.
3. Conversion factors, one toe equals: 1326 liters of gasoline; 1243 liters of kerosene; 1176 liters of gas oil; 1.06 tons of fuel oil; 0.87 tons of LPG; 1.69 tons of imported steam coal; 2.00 tons of domestic coal.
4. Product specifications, gasoline: 95 ron; kerosene: regular; gas oil: 48-52 diesel index, 0.5% sulphur; fuel oil: heavy, high sulphur; LPG: pressurized; domestic coal: Jerada anthracite fines, 5,200 kcal/kg.

Sources:

1. All 1982 figures are from the Energy Assessment Report Table 3.1. For 1984, domestic prices in DH are from direct communications with Ministry of Energy and Mines.
2. Exchange rates used to express domestic prices in dollars are from International Financial Statistics.
3. Import prices (c.i.f.) are from the World Bank, Economic Analysis and Projections Department, Commodity Studies and Projections Division.

2.8 A comparison of electricity prices with long-run average incremental costs, as the relevant opportunity cost, revealed large subsidies in 1982 to all categories of electricity consumers. Low voltage consumers, such as households, were charged only half the opportunity cost of electricity; high voltage consumers, such as manufacturing industries, were charged about three-fourths of the opportunity cost. While the opportunity cost of electricity for 1984 could not be calculated from the available data, there is some indication that the total volume of subsidy to electricity consumers may have grown over the two-

year period (1982-84). For example, output prices increased on average at about 21% during the period, while the input cost of fuel oil, which represents more than half the operating cost for thermal power generation, increased by 69%. Furthermore, fuel oil was the only fuel to show an increased opportunity cost internationally. Therefore, in the unlikely event that the subsidy per unit may have remained at its 1982 level, the total volume of subsidy is likely to have increased with the growth in electricity consumption. In any case, further efforts are needed to bring electricity tariffs into line with the long-run incremental cost of supply and permit ONE to finance the 20% portion of its investment program, as agreed with the World Bank. At present, it appears that ONE is unable to meet this target.

2.9 In the domain of interfuel substitution, a periodic review of fuel supply plans for industrial/power generation was recommended by the Assessment to make optimal use of the substitution and conservation potential. Since then, measures have been taken to effect changes in energy use for power generation, industry and households. Plans to convert industry to gas have been shelved because the Meskala field has not yielded the large expected gas output. However, as a second best solution, a major switch from fuel oil to coal has been initiated both in industry and power generation. Further changes may take place if sizeable natural gas reserves result from the present exploration efforts, or if international oil prices continue to decline.

2.10 In the forefront of the coal substitution effort have been ONE and the cement plants, influenced by two major considerations:

(a) The price differential between coal and fuel oil was becoming more pronounced. In 1982, while the import parity of fuel oil was 14% higher than the import parity of coal, that difference increased to 41% in 1984 (Table 2.2). However, the continued decline of oil prices during 1985 may have already reduced that differential and thus dampened efforts for further coal conversion;

(b) Conversion investments were relatively minor for several industrial and thermal installations, in the range of DH 25-50 million, because their boilers had previously burned coal.

2.11 ONE started burning coal in the multifuel 60 MW Unit II of the Roches Noires thermal plant in 1982 and it now consumes between 150,000 and 200,000 tons of coal a year. Units III and IV (150 MW each) of the Mohammedia plant, will begin operating by mid-1986; these two units will require 800,000 tons of coal per year. The design of Mohammedia's extension allows conversion from coal to gas or oil according to market conditions. The cement industry initiated its conversion to coal in 1983, starting with the Cadem (Meknes) and the Lafarge (Casablanca) plants. Both these plants were already fitted with coal burning furnaces. Conversions involving new equipment were introduced in two other plants: Agadir in September 1984, and CIOR in February 1985. The

remaining eight cement plants may convert to coal during the next few years, depending on the availability of investment resources, the benefit/cost ratio associated with conversion investments in each plant and, in view of the recent decline in oil prices, the differential between fuel oil prices and coal prices. The mission therefore recommends that the coal conversion course in the cement industry be carefully orchestrated with the Coal Action Plan designed to organize coal conversion, importation, storage, and transportation in a closely coordinated fashion.

2.12 Interfuel substitution in the residential sector has been correctly regarded as a priority by authorities. The heavy use of fuelwood by households, especially in rural areas, is mainly responsible for the rapid degradation of forest resources in some locations. Options which need to be actively explored include the encouragement of private village agro-forestry schemes and economically justified substitution by kerosene, liquid petroleum gas, and agricultural or municipal wastes (para. 2.15).

2.13 LPG has been promoted by the GOM as a primary substitute for biomass to meet household cooking energy needs, and LPG consumption has been increasing at an annual rate of 5.1% over the last few years, while growth of consumption of other petroleum products has generally lagged behind.

2.14 To stabilize LPG prices, the Government is constructing a large storage capacity in salt caves to hold buffer stocks and therefore reduce the seasonal variations in the price of pressurized LPG. To reduce the LPG subsidies, the GOM is considering importing the significantly less expensive refrigerated LPG because it can be transported in large, 30,000 ton freighters, compared with the 2,000-ton loads of pressurized LPG. A successful switchover to importing refrigerated LPG would reduce the import parity by about 13%. Nevertheless, due to the heavily subsidized domestic price of LPG, a gap of about 26% with the import parity would still continue. Despite this generous subsidy, estimated in economic terms at about $55 million, the present price of DH 35/13 KG bottle is still beyond the means of many households, especially in rural areas. In the final analysis, it should be noted that promoting the consumption of a heavily subsidized fuel such as LPG can only exacerbate the future load on the already burdened state budget.

2.15 Another viable option therefore needs to be found, and kerosene appears to offer one alternative. The import parity of LPG and kerosene per toe is about the same (Table 2.2). However, a number of factors seem to give kerosene an important edge: (a) kerosene stoves are simpler, less expensive, and easier to maintain and service; (b) the distribution system and household storage of kerosene are less elaborate; and (c) the domestic price of kerosene is almost identical to its economic costs, so that promoting kerosene use will not augment the burden on the state budget. Per toe, however, the domestic wholesale price of kerosene was consistently above the corresponding price of LPG. While the price

differential in 1982 was 17%, it increased in 1984 to 55%. In view of these considerations, the mission recommends that a household energy strategy study be carried out to determine the market potential for alternative substitutes including, but not limited to, LPG and kerosene, review least cost supply and storage options, and design efficient distribution channels (para. 4.9-4.11).

2.16 As recommended in the 1982 Assessment, the Government has also initiated a series of measures to conserve energy use. A campaign was launched in early 1984 to educate the public about the need to reduce energy waste and economize on electricity and gasoline. In addition, more specific measures were adopted, such as shortening the work week to five days, shortening TV broadcasting time, advancing the clock permanently by one hour to shift the peak load on electricity consumption and applying selective power cuts to agricultural and industrial facilities during peak evening hours. While the last measure may appear to save energy, it can be potentially disruptive for the affected establishments. The extent to which these measures have affected energy use, particularly the use of electricity, is not accurately known, but it is estimated that the five-day work week will eventually reduce peak demand by 30-40 MW and the one-hour advance by about 30 MW in summer and 60 MW in winter. The test of effectiveness of such measures, as already stated, will be the extent of further reductions in the GDP elasticity of energy demand.

2.17 Despite these efforts, there appears to be further scope for energy conservation in industry and services. In industry, a recent Transenerg study of twelve factories and two mines suggested the existence of a potential for energy conservation in these production units ranging between 10% and 60%. The MEM estimates that these rates range only from 10% to 20%. The study, however, did not estimate the resultant savings in terms of foreign exchange. More importantly, the study did not estimate the required investments or their implied rates of return. MEM estimates that, in most cases, the resulting energy savings could pay for the required investments within about three years, implying attractive rates of return. A new law included in the industrial investment code of January 1983 offers investors DH 500 per toe saved as a result of investing in energy saving equipment, with a maximum of 20% of total investment value. Little or no effort, however, was taken to conserve energy in the transport sector.

2.18 In the services sector, commercial buildings and hotels hold some promise for energy savings in water heating, lighting and air conditioning, and architectural design. Hotels alone are estimated to consume about DH 50 million worth of energy products, 20% of which could be saved through investments in energy conservation devices which have typical payback periods of no more than three years. Energy conservation in commercial buildings and hotels has been slow in coming, partly due to a lag in information about the potential savings and partly to an absence of direct financial incentives.

B. Supply Policies

2.19 The difficult economic situation and rising energy bill have led the government to intensify efforts to develop domestic energy resources and to encourage prospective investors. Thus, ambitious plans have been prepared to develop a wide range of domestic energy resources, including constructing additional hydro sites, expanding coal production, intensifying exploration of oil and gas, and harnessing the potential of wind, solar, and nuclear energy.

2.20 Although the utilization of all these resources is technically feasible and the technologies to exploit them are familiar, some formidable constraints have prevented them from being developed. First, not all the available options were economically viable. Second, the necessary investment resources were not readily available. For example, oil shale deposits are by far the largest national energy resource, yet they are not economically viable at a crude oil price of less than $35 per barrel. To benefit from economies of scale, nuclear power development requires enormous investments beyond Morocco's financial resources. With regard to renewables, their potential is mostly site-specific and equipment-specific. The general perception is that, by contrast with the reliability of commercial energy sources, renewables are "circumstantial" sources of energy. Particular constraints also limit the development of specific sources: frequent maintenance requirements in windmills, market and institutional barriers facing solar water heaters, and large site preparation and construction costs in hydro-electricity.

2.21 Faced with these barriers to new investments, the government has focused largely on increasing the efficiency of existing resources and facilities. In hydro, for example, there is a recognized need to optimize the use of existing hydro sites through improved management and/or procedures. Hence the Ministry of Equipment has requested assistance in constructing an optimization model to better manage existing facilities and thus deliver more power generation. Technical assistance is proposed for this task (para. 4.12-4.13). Since 1980, ONE has introduced several measures in its power generating plants to reduce power losses and is conscious of the need to attend to losses in the transmission and distribution network. However, no systematic review has been made of the potential for reducing losses in electricity transmission and distribution. Preliminary data for the period 1980-84 indicate that transmission losses have remained at about the same level (7.0%) while distribution losses have varied among provinces and within provinces. For example, in 1983 distribution losses were estimated at 5% in Kenitra and 8% in Rabat, and in the Rabat province during 1976-81, distribution losses in urban areas were about 6% and in rural areas about 8%. Technical assistance therefore is recommended to carry out a review of potential loss reduction in transmission and distribution and the associated investments required to achieve such reductions (para. 4.16). The World Bank has recently approved a loan to GOM to upgrade the facilities, improve the management, and expand production at the Jerada

Coal Mines. The project envisages an expansion of output from its stationary level of 750,000 tons per year to about 1 million tons per year by 1988.

2.22 The 1982 Energy Assessment reaffirmed the importance of earlier government efforts to promote new joint ventures for oil and gas exploration. In parallel, developments in the Moroccan economy since then have demonstrated that, despite the concerted efforts of the government to expand domestic production of energy, not all the potential investments can be implemented by the public sector. An increasing role thus has emerged for private enterprise, both local and foreign. It has been recognized that the private sector can provide capital, know-how, and management skills which are not readily available to government. Intervention by the private sector is thus increasingly welcome to supplement and/or complement government resources in a number of energy subsectors. For example, onshore and offshore exploration expenditures increased from US$43 million in 1981 to US$95 million in 1984. Half of the outlays were provided by ONAREP (with partial World Bank financing) and the other half by foreign investors. Following this increase, the GOM is planning actions to encourage further exploration of new areas, including the Atlantic coastal basins. Surveys of the hydrocarbon potential of selected areas in the country, based on analyses of existing geological and geophysical studies, will also be carried out under the current World Bank petroleum project.

2.23 A series of new exploration agreements have been signed with large companies, including Amoco, Arco, Mobil, Esso, Princeton Geophysics, Pennzoil, BHP and CIPC. These agreements were made more attractive to foreign companies by two measures:

(a) a prospective new hydrocarbon investment code that will offer appreciable tax incentives to petroleum investments has been developed by an interministerial commission. The code is being reviewed by the Government prior to presentation to the Parliament for ratification; and

(b) a promotional program financed by the World Bank, which includes collection, interpretation and presentation of exploration data on several areas (South-Atlantic Offshore, Essaouira Offshore, Souss Onshore, the Hauts Plateaux, Tadla, the Pre-Rif, the Beni Znassen and South-Atlas).

2.24 The potential for private sector participation in the development of renewable energies is reasonably promising, but is equipment- and site-specific. Windmills are already serving the needs of small farmers in distant locations, though further development seems to be stunted by maintenance problems. In some locations with particularly favorable wind regimes (e.g., the Northeast or Southwest) there appears to be further potential for harnessing this energy utilizing wind turbines, which require less maintenance than windmills. Similiarly, the potential of solar energy in a variety of uses has long been recognized, but the

commercial breakthrough needs to come from the private sector. Application of solar energy to water heating appears to be relatively more promising in the commercial sector, particularly in hotels and public buildings. However, the local private industry producing solar water heaters is still in its infancy, and its future is uncertain because of the difficulties with solar collectors. The locally built collectors are generally of poor design and quality, while the imported ones are often neither the best design nor affordable by local standards. Since 1980, the Moroccan market for solar water heaters has stagnated, and the total collector area has remained below 2000 m^2/year. Furthermore, while the dollar cost per square meter of imported collectors may have remained generally unchanged since 1982, the depreciation of the dirham has raised the cost of imported collectors from DH 2500/m^2 in 1982, at the time of the Energy Assessment, to DH 4000/m^2 in 1985. As a result, some local firms have gone out of business.

2.25 The scope for private sector participation in reforestation and forest management also may be substantial. Forestry development has hitherto depended almost exclusively on state-managed industrial plantations, with the natural result that little progress has been made in commercial forest management. Furthermore, present government allocations to the forestry sector allow only partial reforestation, with the result that about 20,000 hectares of forest have been lost each year over the last 15 years. The government recognizes the gravity of the situation but is too constrained financially to increase allocations for the forestry sector, as was recommeded in the Energy Assessment Report. One option to increase public investment resources for forestry development would be to increase the prices of all wood products. Meanwhile, the active participation of the private sector in reforestation and forest management may offer another, and not necessarily a mututally exclusive, option particularly if reforms are adopted to establish a frame of reference for private sector initiative.

C. Energy Sector Organization

2.26 Although the GOM has made commendable efforts to adjust domestic energy prices to promote energy conservation, it has been necessary to continue budgetary transfers to public energy enterprises such as ONE, ONAREP, and CdM. A primary government objective now is to minimize or eliminate such budgetary transfers. To accomplish this the public energy enterprises need to become increasingly self-financing. Self-financing covers production and recurrent costs, as well as recovery of investment costs. The financial problems of some of those enterprises are due in a large part to government arrears. For example, the refineries' financial situation has been poor for many years because of large arrears owed by the Caisse de Compensation (DH 1.15 billion in 1984 alone). Furthermore, petroleum product distribution companies have equally serious arrears problems with some major government institutions such as ONE, Royal Moroccan Airlines, and the Armed Forces. As a result, the distribution companies have depleted their stocks to levels too low to maintain the

very security of supply. Financial restructuring has become an urgent government priority not only in the energy sector, but elsewhere in the economy as well. The operational implication of making public energy enterprises self-financing is to give them the flexibility to price their products to cover their economic cost, including the recovery of investment costs.

2.27 In the electric power subsector, an important corollary of economic LRMC pricing would be the enhanced ability of ONE to self-finance future investment projects. This would minimize the need for budgetary transfers, which are at present not clearly delineated as recurrent or investment expenditures and, as such, do not encourage proper management and/or budget procedures. Making public energy enterprises such as ONE financially self-sustaining might also improve the performance of those enterprises, enhance economic efficiency, and minimize the financial burden on the government budget.

2.28 Another emerging government concern is the need to improve energy planning and coordination among energy agencies. In several subsectors, the interests of more than one institution often overlap, leading to inconsistent and often conflicting policies; inefficient use of resources; protracted responses to pressing problems; or lack of focused accountability. Examples of overlapping responsibility abound in nearly all subsectors. In electricty distribution, responsibility is divided between ONE and the Regies, operating under the jurisdiction of the Ministry of Interior. In renewables, CDER, the Ministry of Agriculture, and Ministry of Interior are involved. In fuelwood, the Ministry of Agriculture and Ministry of Energy are involved. In hydro, the Ministry of Agriculture and Ministry of Equipment are responsible. There is every reason in the energy sector to attempt to do more with less. Where possible, greater efforts are needed to reduce duplication and overlapping responsibilities in the various energy sector agencies.

2.29 As recommended in the Energy Assessment Report, the government is attempting to clarify the respective roles of ONE and the Regies through a new electricity code which sets out the responsibilities of the principal institutions in an integrated system. Attempts are also being made to standardize equipment and spare parts to simplify coordination of the maintenance process and minimize the associated costs. The Government is further interested in identifying redundancies and gaps in the electrical power distribution network. To this end, a study to reduce technical and non-technical power losses in transmission and distribution is proposed (para. 4.16).

2.30 To strengthen its centralized energy investment planning capabilities, the Ministry of Energy and Mines (MEM) has set up a planning unit with USAID financing and technical assistance. This unit has developed a micro-computer-based planning support system for energy project appraisal and policy development which should prove useful in the preparation of the development plan for the energy sector. Relevant information on 121 energy projects in 25 activities was quantified and placed into the system to produce rapid, systematic, and economy-wide appraisal

of alternatives. The data base for the analysis pertains to 1980-81. As Morocco enters into the preparation phase for the new investment program, there is an urgent need to update the project's data base, re-examine some of the underlying assumptions, and reformulate policy scenarios in line with changes in the internal and external conditions which affect Morocco's energy sector. MEM, however, is not taking full advantage of the planning unit. Judging from its present staffing, the unit is not given the proper weight it might potentially assume. Assigning higher level staff to this unit can upgrade its function from the marginal training it now performs to an effective body capable of synthesizing and rationalizing investment decisions based on systematic criteria.

III. ENERGY INVESTMENTS

3.1 The productive capacity of the energy sector at any given point is the outcome of cumulative energy investments. These investments go beyond expanding the direct output of energy products or conserving energy use to include activities which affect the handling, storage and transport of domestic and imported energy products. Typically, investments in these types of support activities are classified as "infrastructure" investments and in Morocco are handled through the Ministry of Equipment, the Ministry of Transport, or the Ministry of Agriculture. However, because these investments directly affect the performance of the energy sector they should be counted, at least within a planning context, as energy investments. As the 1981-85 plan is about the conclude and the 1986-90 plan about to start, this chapter takes a dual look at the energy sector's realized investments and at planned investments.

A. Realized Energy Investments

3.2 The Government is in the midst of collecting and preparing data to compare achieved energy investments with targets set out in the beginning of the 1981-85 Plan. Plan targets show a total of DH 9.3 billion distributed among four subsectors as follows: 48% for electricity, 36% for oil and gas, 13% for oil shale, and 3% for coal. Available figures on achieved investments at the end of 1984 and ongoing investments during 1985, cannot be easily compared with initial targets because of the widely variant price bases which those figures reflect. While the targets were stated in constant prices of the year the Plan was formulated, figures on achieved or ongoing investments refer to accumulated annual investments in current market prices. A proper comparison must, therefore, wait for the appropriate deflation of achieved investment figures.

3.3 However, it is possible to reach tentative conclusions with the imperfect data presently available. By the end of 1985, total energy investments of about DH 7.2 billion in market prices during 1981-85 will have been achieved. The first conclusion, therefore, is that the shortfall in achieving energy plan targets must have been substantially more than the 20% which would be obtained from a mechanical comparison of DH 7.2 billion with the Plan target of DH 9.3 billion. With factor costs increasing at an average of at least 10% a year during 1981-85, and the time profile of energy investments generally unknown at present, it would be rather surprising if the shortfall, in constant terms, turns out to be less than 40% of Plan targets. This relatively large shortfall seems to coincide with the successive worsening economic conditions and the increased tightening of the resource constraint since the time the Plan targets were being formulated. Within this total, however, the picture varies considerably for the individual subsectors.

3.4 As already indicated, the electricity subsector was targeted to absorb the largest share of total planned investments -- about one-half. Mission background calculations tentatively suggest that the investment shortfall in the electricity subsector is likely to be of the same order of magnitude as the investment shortfall in the energy sector as a whole. For this reason, electricity is likely to end up absorbing about one-half of total energy investments achieved during the 1981-85 Plan period. The oil and gas subsector was expected to absorb about one-third. Even though an investment shortfall of about 20% is likely to occur in this subsector, its relative share is likely to be higher than originally targeted -- close to one-half. The increase comes from a switch in investment priorities away from oil shale, in accordance with the recommendations of the Energy Assessment Report. Only minor investments have hitherto been carried out in oil shale and coal, the combined value of which would be no more than 4% of total achieved energy investments. While the shortfall in investment expenditures is a welcome matter in the case of oil shale, it is a serious matter for coal development, because it implies a longer delay in attaining short-term coal production targets, which in turn implies greater coal imports than orginally planned. As woodfuels typically fall under the forestry domain, their investments would, by definition, be part of agricultural investments. To the extent that woodfuels comprise a significant portion of domestic energy sources, forestry investments should be analyzed, at least partly, in the context of energy investments. No such data is integrated into the information flows of MEM.

3.5 Within each subsector, substantial variations between actual and planned investments for individual components are most likely to emerge. Within the electricity subsector the largest shortfalls will emerge in hydro generation. Distribution and rural electrification are likely to come closest to meeting their targets. Within the oil and gas subsector on the other hand, refining and exploration may come closest to achieving their targets, but in the case of refining, cost overruns are likely to figure prominently. In contrast, distribution and LPG facilities will most likely fail to meet their targets, and the shortfall is going to be particularly large in the latter. One possible explanation is the large implicit transfers to subsidize LPG consumption, and the reluctance of the government, in view of the widening gap between LPG prices and its economic cost, to pursue investments which would permanently drain the state budget.

B. Energy Investment Strategy

3.6 Morocco is in the process of preparing its forthcoming investment program so this is an opportune moment to examine the emerging outlines of planned investments in the energy sector. For such an examination to be satisfactorily carried out, a systematic framework needs to be established to evaluate energy investments against one another and to rank them according to agreed criteria. Notwithstanding the major energy policy lines articulated by the Government and high-

lighted in Chapter (II), there is still a need to develop a comprehensive framework which goes beyond the mere listing of possible policy options to contrasting social costs and benefits associated with such options. The absence of sector-wide criteria to guide the ranking and choice of energy investment projects becomes especially glaring and the need for such criteria especially pressing when policymakers face many claims on investment resources at a time of tight resource constraints. Only a limited number of projects can be chosen. The basis for making the choice needs to be as systematic as possible.

3.7 Clearly, the recent installation of a computerized energy planning model in MEM is a step in the right direction. However, for the model to become the effective planning tool it is designed to be, high-level decision makers in MEM and elsewhere need to be sensitized to the potential use and application of such model. Only then would it be possible to generate a meaningful demand for the services of the energy planning unit, and only then can the model be integrated in the decision-making processes of the energy sector.

3.8 As recognized in the design of the existing energy planning model, however, no easy solutions exist. The establishment of investment criteria is a typically controversial process to arbitrate conflicting claims on resources and to negotiate least unsatisfactory solutions. Economic, social welfare, and political principles enter the formulation of investment criteria, whether among broad sectors of the national economy, or within given sectors. For such criteria to be effective in allocating national resources, they must come from within the indigenous political process. Such criteria are being sought at present.

3.9 For the energy sector, guidelines for policy formulation and investment choices are likely to be shaped according to the following principles:

(a) Except for price adjustments, the pursuit of energy demand policies can only be done as an integral part of the energy investment program. Investments are the vehicles to effect either interfuel substitution (adding special features to existing equipment, designing adjustable equipment, or constructing the requisite infrastructure) or energy conservation (retrofitting, upgrading, fine tuning, etc.);

(b) Increasing supply efficiency may involve investments embodied in modified equipment design or investments in restructuring and/or reorganizing existing production arrangements;

(c) In developing domestic energy resources, the required criteria should articulate the costs and benefits of available resources: forestry, hydro, coal, hydro-carbons, shale, and renewables.

3.10 Given the conditions of the Moroccan economy, it seems sensible to establish the objective function of energy strategy in terms of

minimizing the energy cost for the economy as a whole. This requires contrasting the economic costs of importing commercial energy products with the economic costs of producing the energy domestically from traditional, commercial, or renewable sources and/or saving energy in existing production facilities. While calculation of the economic costs of feasible options may be carried out using rigorous shadow-pricing methodology, a practically-based approach using simple judgement about broadly costed options appears more realistic. Thus, in minimizing the aggregate energy cost, investments in energy generation and energy savings should be tied together in a continuum based on rough estimates of the investment cost per unit of energy generated/saved. So far as investment resources are concerned, it therefore should make no difference whether a million dirham is allocated to generate additional energy or save on the use of existing energy. However, it makes a difference for the energy balance. To help generalize the existing frame of reference to rank energy investments on a national scale, the mission recommends that the Energy Planning Unit of MEM organize and update its data files on the following items:

(a) the investment and recurrent costs associated with interfuel substitution possibilities and the resultant stream of foreign exchange savings associated with the same level of energy output;

(b) the investment and recurrent costs per toe saved through introduction of energy conservation methods in the major subsectors, and the resultant stream of foreign exchange savings;

(c) the investment and recurrent costs per toe produced through measures of improved efficiency in supplying energy products; and

(d) the investment and recurrent costs per toe produced from alternative domestic sources.

3.11 Such information would make it possible to establish the least-cost energy development/saving program, which integrates the above aspects of energy demand and supply in a continuum. It will then be possible to guide energy investments in a rational way, compatible with the growing demand for energy and the increasing shortages of resources.

C. Planned Energy Investments

3.12 Nearly all planned energy investments in Morocco at present aim at increasing energy output. By implication, this ignores the experiences of a number of countries which have suggested that investments in energy efficiency are considerably less per t.o.e. and the associated gestation lags substantially shorter. These investments are potentially viable, whether introduced in energy producing or energy facilities; they

span several options such as interfuel substitution, conservation, overhauling, restructuring, and reorganization. For this reason, it appears that Morocco's present energy development program is not on a least-cost path. To redress this deficiency, energy efficiency investments should be integrated in the present plan formulation. The mission, therefore, strongly recommends the introduction of a certain percentage of total energy investment allocations for investments in energy efficiency. That percentage may be determined through an iterative process, as is being done in other countries.

3.13 Details of this allocation to energy efficiency investments should emerge from the update recommended in para. 3.10 above, items (a),(b) and (c). In the following, however, some investment alternatives to expand energy resources are identified, and recommendations made. The investments cover forestry, hydro and electricity, coal, oil and gas, oil shale, and non-wood renewables. No investments in nuclear energy are being planned. Nevertheless, judging by the convention signed with SOFRATOME, the Government is continuing with feasibility studies and site identification for nuclear power development.

3.14 Fuelwood. If fuelwood-related investments are to succeed, they must effectively address the financial and institutional constraints. Options for curtailing deforestation include strengthened forest resource management, the diversion of taxes on imported wood products to forest investment and the development of substitute household fuels. Although considerable potential exists for improved forest management and increased investment, the experience of other countries suggests that the central government will be hard-pressed to achieve the necessary doubling of reafforestation efforts. A shortage of finance, competition from agricultural interests for suitable land, resistence from the local population to efforts which limit access to recently reafforested lands for grazing, and the tradition of collecting wood for free all limit the effectiveness of central government activity. A novel formula therefore is needed to bring in more financial resources and break through the formidable institutional barriers. Typically, the formula will not be limited to woodfuels but will cover the commercial development of wood resources, including woodfuels. Models for commercial development of wood resources, for example in the U.S., Canada, Finland, or Sweden, may prove quite instructive and adaptable for Morocco.

3.15 Hydroelectricity. The 1981-85 Development Plan envisaged the construction of six hydroelectric sites (total capacity 629 MW) for an investment of DH 888 million, or 10% of planned energy investments. Seven additional projects (218 MW total) were being prepared for the following plan (1986-90). However, the only project started during 1981-85 was construction of the Amougguez plant on the Chouarit Dam, with a potential energy capacity of 67 MW. Other hydroelectric work since 1981 has been directed exclusively towards completing projects which had been initiated under the preceding (1978-80) plan, namely completion of the Oued El Makhazine (1x36 MW) and Al Massira (2x64 MW) projects.

3.16 The Assessment mission recommended a review of the economic justification for some of the multipurpose hydro projects, and the establishment of an optimal development schedule for these sites. Completion of the remaining five sites included in the 1981-85 Development Plan 3/ has been postponed because the multipurpose nature of these sites carried with it:

(a) uncertain economic viability. Most hydroelectric plants were established after the construction of dams. Hence, their economic rates of return were assessed on an incremental basis, which did not take into account the costs of building the dam. In contrast, the building of new hydroelectric stations has to be considered simultaneously with the construction of a multi-purpose dam, which makes it more difficult to achieve an acceptable rate of return;

(b) large capital outlays for dam construction and long gestation periods; and

(c) institutional bottlenecks in coordinating the work of power, agricultural and water authorities involved in the projects, and therefore difficulties in efficiently programming, budgeting and implementing projects.

3.17 In view of these constraints, the GOM has decided to focus on improving the management of existing multipurpose dams in parallel with launching new projects. The Ministry of Equipment, which recently has been entrusted with the responsibility for integrating the management of hydro-sites, is seeking assistance to optimize water use for irrigation, potable water supply, and energy production (para. 4.12-4.13).

3.18 The development of small hydro resources is another facet of the intensified national effort to harness all possible sources of energy. The GOM has identified 175 small hydro sites, and some appear promising, especially those associated with small multipurpose development projects, and thus do not entail substantial sums for site preparation. Studies for five small hydro sites have been completed. In addition, ONE has carried out preliminary studies of about 30 sites of which three have been selected for development, one of which has already been financed with USAID assistance as a pilot project. The site, now producing 200 kW, had cost a total of $0.5 million, of which $200,000 was for modular equipment, and the rest for site preparation, training and technical assistance. Larger sites are estimated to cost significantly less per kW, on account both of economies of scale and learning from the pilot project. The mission recommends the formulation of a national plan for small hydro development (less than 3MW) which would integrate previous disconnected studies, fill existing gaps, determine socio-

---

3/ (M'Dez: 52 MW; Matmata: 241 MW; Dchar El Oued: 92 MW; EL Menzel: 148 MW; and M'Jara: 240 MW).

economic and technical criteria for hydro development, and establish priority ranking among proposed sites (para. 4.17-4.18).

3.19 Thermal Power Generation. By mid-1986, thermal power capacity will expand as the coal-based Units III and IV of the Mohammedia power plant are installed (150 MW each). Longer term capacity expansion plans have been revised on the basis of a lower demand growth scenario (7% per year instead of 9.5%). However, the revised growth scenario continues to be high according to estimates recently carried out by the World Bank, given the recent large reduction in GDP growth targets. However, ONE has scheduled construction of two 300 MW units designed to be able to burn coal, fuel oil, or natural gas. Although the site at Mohammedia has been prepared for their installation, ONE, for environmental reasons linked to the unloading of coal shipments, is considering locating them at Jorf Lasfar. From the outset, Mohammedia was identified as the optimum site for expanding coal-fired thermal generating capacity because of its port location. Soon, barring no major changes in the relative prices of fuel oil and coal, the operation of Mohammedia III and IV would call for the importation of about 800,000 tons of coal per year. Importing these quantities through ports other than Mohammedia will result in a substantial cost increase for ONE and a major infrastructure bottleneck for the economy. The Mission therefore recommends that the Mohammedia option be examined carefully, taking environmental factors into consideration. If the decision is to allow Mohammedia to import coal, then the Jorf Lasfar option becomes highly questionable. If, on the other hand, the port of Mohammedia is not allowed to import coal, then the optimal location of the planned power plants (2x300 MW) would continue to be an open question.

3.20 Given the capacity shortage of the existing 225 kV transmission network, it will be necessary to introduce a new 400 kV transmission network which can transport the electricity generated in the future 300 MW units that are scheduled to come on stream in the early 1990s. The mission therefore recommends that a long-term plan be established for the national power generation and transmission network which will (a) schedule the introduction of needed 400 kV lines, and (b) optimize the use of the different voltage levels.

3.21 Should the electricity growth scenario be further revised downward, there would be no need to consider the one-to-three 90/100-MW combustion engines initially thought necessary to cover the temporary shortfall in power generation capacity resulting from the lead time between full recovery of the hydro system and the start up of new facilities. In the mid-1990s, ONE expects to meet additional demand through construction of the hydro plants mentioned above (para. 3.15).

3.22 Coal. The Government, with World Bank financing, has embarked on a program to modernize and expand the Jerada coal mines. Although the geological conditions of the Moroccan coal deposit render its exploitation difficult and costly, the coal expansion program was prompted by several factors: (a) the Meskala gas prospects have seriously dwindled; (b) oil production is both small and drying up; and (c) the drop in

international oil prices rendered large-scale exploitation of domestic oil shale uneconomic. The coal development program envisages the expansion of Jerada coal production from the current level of 0.75 million tons to 1 million tons by 1988. Two older pits (Siege IV Est and Bassin Nord) are expected to close before 1990. Production expansion, therefore, will originate from mechanizing and moderizing the newer Siege V pit, which currently produces only 400,000 tons/year. This prospective jump in production over a short period will be a major challenge to existing managerial and technical resources if the required investment resources of US$27 million are made available.

3.23 Charbonnages du Maroc (CdM) is considering several options to increase revenues from the Jerada production. These include a small thermal power plant (15 MW) for the rejects from the washing plant and a fines briquetting installation. An examination of these two options by the Bank has concluded that they would be uneconomic investments. It is therefore recommended that CdM not consider these investments further. By contrast, CdM completed a feasibility study on a washing facility for fine coal that would permit the commercial development of otherwise unusable rejects for power and cement industries, resulting in higher returns from the Jerada Coal for CdM.

3.24 Coal is also considering a long term plan to expand national coal production to 2 million tons/year by developing the Siege VI part of the Jerada deposit. The mission recommends against such a plan. As already mentioned, the quality of Jerada Ccal is poor and its economics marginal. In addition, CdM will have enough difficulty with Siege V in expanding production to 1 million tons/year and maintaining it at that level. Expansion beyond 1 million tons/year will put undue strain and unrealistic demands on the managerial, staffing, and financial resources of CdM to the point of being a highly risky proposition. It is therefore recommended that plans to expand coal production beyond 1 million tons/year be disregarded.

3.25 The gap between coal production and consumption would be made up by imports which, as already noted, will grow to 1.5 million tons during 1985-86 (para. 1.15). The existing port facilities, storage capacities, and transport system may have been able to accommodate an increase in coal imports from 30,000 tons/year through 1980 to 300,000 tons/year in 1984 -- in a period of four years. To further increase the volume of coal imports to 1.5 million in two years is another matter, which would create an infrastructure bottleneck. The situation could potentially be exacerbated if a decision is made to block coal importation directly into the Mohammedia port. The 800,000 tons/year of coal imports required for the newly established Mohammedia III and IV power plants would necessarily be diverted elsewhere, e.g. Casablanca, with unknown implications for handling the movement of other goods, import and export alike. The potential gravity of the situation warrants a comprehensive examination of the coal importation and handling issue. The situation would still call for close scrutiny even if no additional demand for coal materializes as a result of further conversions during the rest of the 1980s. Whether these conversions take place remains to

be carefully considered, especially in view of the recent changes in relative energy prices. Since future coal use would also depend on the progress of coal conversion in plants and industries, an examination of coal conversion prospects should be an integral part of the recommended coal action plan.

3.26 Natural Gas. The Office National de Recherches et Exploitation Petrolières (ONAREP) has decided to cease exploration of the Meskala field and begin exploitation with the drilling of an additional production well, located next to the original discovery well. In 1982, it was thought that the Meskala gas eventually would supply 60% of Morocco's boiler fuel consumption. However, such a large-scale substitution no longer appears possible, so ONAREP has had to scale down its gas utilization plans. After reviewing a number of options, the most attractive appeared to be to supply gas to the OCP phosphate plant at Youssoufia, using an existing pipeline from neighboring fields of Jeer and Kechoula. This project is being implemented because: (a) it requires a limited investment (US$10 million) since most boilers already are functioning with domestic natural gas and since the pipeline already exists; (b) the Meskala gas will supplement the gas supplies from the Société Chérifienne des Pétroles (SCP) to meet the demand of OCP as it converts existing dryers to gas and builds new gas operated units; (c) as production from the SCP fields diminishes, the use of Meskala gas will increase; and (d) the 250,000 m^3/day natural gas requirement seems within the range of expected output. The reservoir assessment for the project has been financed from an existing Bank loan for natural gas development.

3.27 Another gas utilization project, which is being reviewed by ONAREP, appears questionable. This project would supply 2 million tons of Meskala gas a year to the nearby coastal city of Essaouira for urban gas distribution and industrial utilization. However, a feasibility study financed by UNDP and carried out by SOFREGAS (France) found that the cost of domestic distribution would be relatively high, and estimated demand relatively low. The mission therefore recommends that the Essaouira project be discarded.

3.28 Oil Shale. Under present world oil market conditions and the status of technology, exploitation of the country's considerable oil shale reserves cannot be economically justified. The potential is still being evaluated on several fronts, but the decline in international oil prices has seriously jeopardized the economic potential of oil shale utilization plans. One small project, financed by a World Bank engineering loan, is assessing both the technical feasibility and the economic viability of oil shale retorting at the Timahdite deposit. An agreement was recently signed with KWV of the German Siemens Group to develop a new oil shale retorting process at Timahdite. In addition, Shell International is conducting technical studies on the Tarfaya deposit south of Agadir to determine the likely mining and retorting costs, and ONE is considering a small pilot plant (15-20 MW) using direct combustion of shale in electricity generation on the Timahdite oil shale deposit. The Government has asked that the feasibility study of this project would be financed from the funds remaining in a World Bank project for research

and engineering of oil shales (para. 1.21). The mission urges the concerned governmental agencies to carefully consider these shale utilization plans, which were conceived under different oil market conditions and under assumptions about future trends of oil prices that did not materialize. Economic rationality, especially in view of the present financial squeeze, calls not only for discarding large oil shale projects, but also for carefully considering small projects as well, especially where government resources are involved. The ongoing research and engineering work should be reviewed and its activities kept in line with both the budgetary constraints and the medium/long term outlook for oil shale development.

3.29 Renewables. Although the theoretical potential of non-wood renewables in Morocco is rather sizeable, it is still far from being counted upon for serious development purposes in the immediate future. As typical of new technologies everywhere, there is a lead time between technical feasibility and commercial viability. It is for this reason that GOM has entrusted CDER with the task of developing renewable energies. Some of these technologies such as solar water heaters, wind farms, biomass energy from crop and animal residues, and possibly, municipal solid waste are at the threshold of commercial viability. The prospects of derived fuels from municipal solid waste appear encouraging in the conversion of existing garbage treatment plants from the low-price compost production to the higher price refuse derived fuels. For this reason, USAID will fund a pilot project in Marrakech to test the commercial viability of this technology in the Moroccan context. It will take at least three-to-four years to build, operate, and establish a reliable track record for this demonstration unit.

3.30 The Energy Assessment identified solar water heating (SWH) as an area for future development because of high solar radiation, reasonable market potential, short payback period, and available capabilities to produce SWH equipment domestically. However, import taxes, dirham devaluation, and institutional constraints have nearly completely blocked the development of the market for solar water heaters. With domestic SWH manufacturing facing such difficulties, the mission recommends a study of the commercial potential of SWH, especially in hotels and major public/industrial buildings, and the necessary assistance for existing production facilities to improve the quality, reduce the price, and assure the maintenance of their products.

3.31 Morocco's wind regime has been studied extensively and is known to be favorable for energy use. A USAID-financed wind atlas is being compiled for 17 different sites chosen by the National Weather Service. CDER, on the other hand, has completed a review of the national wind resource. A wind speed of 8 meters per second at 10 m height is achievable in several locations. Moreover, this wind resource is reasonably well distributed on a year-round basis. Harnessing this resource through wind farm technology has been proven internationally. The technology uses especially designed wind turbines which, unlike traditional wind mills, do not require much maintenance. Such wind farms could be interfaced with the existing power grid or operated in a "fuel-saver" mode

with a decentralized diesel generating system. Preliminary estimates of the cost of electricity produced in wind farms in Morocco vary substantially, depending on the type of turbines used, and the source of equipment. Research Triangle Institute of North Carolina, based on 15 European and U.S. turbines, has estimated the resultant cost of electricity in Morocco to range between 4.4 and 7.7¢/kWh. CWD, a Dutch research institute, estimates the cost of electricity resulting from use of Dutch turbines to be 4.5¢/kWh for a wind speed of 8 m/s and 3.1¢/kWh for a wind speed of 9 m/s. Inquiries with other sources have resulted in similar estimates, which appear to be competitive with thermal generation using diesel and fuel oil. A proposed pre-investment activity would review the potential contribution of wind farm electricity to the national energy supply and propose a site-specific action plan for its development (see para. 4.21-4.22).

3.32 As indicated in the Energy Assessment Report, Morocco's agriculture provides a good potential for converting crop residues and cattle manure into biomass energy. Several constraints to harnessing this potential commercially were observed, however -- among them the collection of such residues, physical proximity of supply sources and final users, and the existence of other uses for those residues. While most privately held farms productively utilize those residues on the spot, state farms and possibly other large farms may often not take advantage of this potential. Although state farms comprise a small part of the country's total land holdings of 7.2 million hectares (only 3.4%), they provide a potential conservatively estimated at about 60,000 toe from crop residues. In addition, if some of the largest family land holdings are included in the estimates, they could double and possibly triple the resultant crop residues. A pre-investment study therefore is proposed to evaluate the potential contribution of crop and cattle residues in large land holdings for the commercial development of biomass energy as a substitute fuel in household, industrial, and commercial uses.

IV. A RECOMMENDED PROGRAM OF PREINVESTMENT ACTIVITIES AND STRATEGY STUDIES

4.1 From discussions with nine institutions and agencies in Morocco, the ESMAP mission received a large number of requests for pre-investment activities and strategy studies. These requests have been considered in the course of preparing this report, reviewing changes in energy sources and uses, examining policies and institutions, and analyzing energy investments. Gaps were identified in areas where no requests were made, but the mission recommended appropriate studies be carried out under the proposed program. Ten potential activities covering a range of energy subsectors have been identified as deserving priority attention.

4.2 Three criteria guided the formulation of the proposed program:

(a) the activity included would result in one of three follow-up activities: investment projects; policy reform in the energy sector as a whole or any of its subsectors; improved management performance in the energy sector or any of its subsectors;

(b) the pre-investment studies would produce carefully prepared project documents which the GOM could present to development agencies and external sources of finance for possible consideration and funding; and

(c) activities leading to policy reforms and/or management improvement are consistent with those emerging from GOM-Bank sector dialogue.

4.3 The program below consists of nine activities, seven of which are pre-investment work, at a total cost of about US$1.9 million. Financing of theses activities will be partly through the joint UNDP/Bank ESMAP Program, partly absorbed in Bank loans presently being prepared, and the rest presented to members of the Consultative Group for possible consideration.

4.4 The recommended program activities fall into three groups: strategy, power, and renewables. Estimates of program allocation to these three groups reflect the relative importance of each: strategy 65%, power 24%, and renewables 11%. The need to carry out these activities emerged in discussions with government agencies in regard to their specific plans, which are to be incorporated in the Development Plan. The activities thus address high national priorities.

A. Energy Strategy Studies

Energy Efficiency Improvements

4.5 A recent study of a sample of twelve factories and two mines concluded that substantial energy cost savings appear feasible in Moroccan industry through energy conservation and fuel-switching. The study identified potential energy conservation measures in the sampled plants and estimated the resultant energy savings to range from 10% to 60%. The required investment to implement such efficiency measures were estimated to have attractive rates of return. Efficiency measures through fuel-switching will be studied in the context of the Coal Action Plan. Other potential energy efficiency improvements will focus on the manufacturing sector including agro-industries.

4.6 The proposed study aims to: (a) review existing studies of energy conservation in manufacturing, including agro-industries; (b) identify representative plants in ten manufacturing and agro-industries for detailed energy efficiency audits; and (d) prepare a plan for investments in energy efficiency in the audited plants.

Executing Agency: MEM
Cost of Study: $300,000 Duration of Study: 16 Months

Coal Action Plan

4.7 An increasing number of plants in power generation and cement have been utilizing coal. Despite the growth of domestic production, coal use expanded at a faster rate, pushing coal imports from less than 30,000 tons in 1980 to 300,000 tons in 1984. So far, the existing infrastructure was able to cope with this expansion in coal importation and handling. However, further expansion of coal imports to 1.5 million by 1986 appears imminent due to the start up of the Mohammedia Power Plants III and IV and the recent conversion to coal of cement plants. Even if no more power and industrial plants convert to coal, it is unclear how the country's infrastructure will handle this sudden and major expansion in coal imports; an infrastructure bottleneck may soon develop.

4.8 For this reason, a Coal Action Plan needs to be immediately considered. Elements of the Plan should include: (a) estimating an economically achievable market for coal: coal market projections based on conversion of end-users; options for coal importation, specific coal procurement options; (b) assessing infrastructure requirements to serve coal end-users: assessment of existing port capacities; coal storage facilities; ground transportation plan; regional coal distribution centers; plant operations and storage; and (c) examining institutional capacity: needed policy reforms; management development.

Executing Agency: MEM
Cost of Study: $500,000 Duration of Study: 24 Months

Government Strategy for Household Energy

4.9 The study aims at formulating consistent policies to meet long-term household energy needs at minimum cost in Morocco. The study empirically examines the system of household energy supply and the pattern of household energy consumption and their interrelationships. On the supply side, the study surveys three systems of household energy supply: woodfuels, petroleum products, and electricity. The objectives of this part of the study are to: establish the relative costs of household fuels throughout the country, evaluate the adequacy of substitute fuels for woodfuel, and identify the associated bottlenecks in order to target specially designed supply policies.

4.10 On the demand side, the study establishes the pattern of energy consumption in households. While household fuels are complementary in the short run, they are competitive in the long run. The interfuel substitution potential in households will be captured by a cross-sectional examination of the pattern of household energy consumption, stratified by income groups, the extent of urbanization and location/climatic conditions, among other variables. The preference of households among substitute fuels is an empirical question, to emerge from the study's findings.

4.11 It will be possible to formulate a strategy for household energy by integrating household energy supply systems with household patterns of energy demand.

Executing Agency: MEM
Cost of Study: $250,000 Duration of Study: 24 Months

Reservoir Management Optimization

4.12 Most Moroccan hydro sites have been developed with multi-purpose functions which include power generation, irrigation and potable water supply. Dynamic programming methods would allow the dam management authority, Direction de la Recherche et de la Planification de l'Eau (DRPE) to optimize water use and energy generation, both under normal hydrological conditions and during drought occurrences.

4.13 DRPE already has launched optimization studies for seven dams. Six additional dams would be included in the proposed study. These are: Mohamed V on the Oued Moulouya, Benel Ouidane on the El Abid, Al Massira on the Oum-er Rbia, Idriss 1st on the Inaouene, El Kansera on the Beht, Oued El Makhazine on the Loukkos.

Executing Agency: Ministry of Equipment
Cost of Study: $180,000 Duration of Study: 20 Months

B. Preinvestment Activities in Power

Power Transmission Reinforcement Program

4.14 At present, Morocco's extensive power transmission network consists of a mixture of 225 kV lines (2670 km), 150 kV lines (965 km), and 60 kV lines (6490 km). The 60 kV lines are essentially used for local distribution of electricity to large load centers. The 150 kV lines are rapidly becoming obsolete and increasingly are being replaced by 225 kV lines. To be consistent with ONE's plans for new generation capacity, it will be necessary to add a 400 kV network and, possibly, to strengthen the existing 225 kV network.

4.15 The proposed study would (a) review the transmission investment programs of ONE and the Régies; (b) plan for the introduction of the 400 kV network needed for the new generating plants; (c) establish a long term (1991-2005/10) Master Plan for the installation of further 400 kV lines based on an optimization of load shares among the different load centers; and (d) determine utilization practices and equipment specifications to minimize transmission losses.

Executing Agency: ONE
Cost of Study: $360,000 Duration of Study: 16 Months

Loss Reduction in Power Transmission and Distribution

4.16 While ONE generates about 90% of the electricity supply and distributes much of it directly to final consumers, 52% of the final consumption is distributed in the largest urban centers by eleven autonomous Regies. The proposed power efficiency study would assess the distribution and transmission efficiency of the system as a whole, from the generation unit to the final consumer and thus would span the jurisdiction of both ONE and the Regies. Based on a detailed survey of representative network samples taking into account several scenarios of thermal exploitation and hydro electricity, the study would identify a program to reduce technical and non-technical losses in the system and improve power distribution operations. The work would include sample diagnostic studies of transmission and distribution circuits, a critical analysis of distribution system standards and practices, and a review of customer service activities, including metering and billings.

Executing Agency: ONE/Regies
Cost of Study: $100,000 Duration of Study: 12 Months

C. Preinvestment Activities in Renewables

Solar Water Heaters

4.17 Morocco's insolation conditions indicate that energy savings could be achieved by the use of solar water heaters (SWH). This market, however, is not yet developed because of (a) insufficient product promotion; (b) high customs duties on solar collectors which make initial investment costs nearly prohibitive; (c) scarcity of equipment technically adapted to Moroccon conditions; (d) the absence of efficient domestic manufacturing, installation and maintenance facilities; and (e) the absence of an incentive and regulatory framework which would encourage the economic development and utilization of this technology.

4.18 Yet it appears that improved production conditions, utilization incentives, and a promotion campaign could reverse the gradual deterioration of the infant industry. For these reasons, the mission recommends a study which would (a) carry out a broad market survey of SWH systems in the residential, commercial, institutional, and industrial sectors; (b) determine the economic viability of SWH applications in Morroco; (c) define a production plan to modify and/or improve the existing SWH manufacturing installation and maintenance facilities to make them cost effective and technically reliable; and (d) develop detailed recommendations regarding financing, demonstration projects, and other policy/ legislative issues.

Executing Agency: CDER
Cost of Study: $70,000 Duration of Study: 6 months

Wind Farm

4.19 Based on empirical evidence, wind regimes in the Sahara provinces and in the Tangiers area appear to be sufficiently favorable to consider the possibility of building a wind farm. In northern Morocco, the output of such an installation could be fed into the national network. In the Sahara, the electricity produced could substitute for existing diesel-based power. In both cases, this wind-based electricity could rely on proven aero-generation technology.

4.20 The proposed feasibility study would (a) survey existing data on wind resources in Morocco; (b) identify the most favorable sites for constructing wind farms; (c) evaluate their energy generation potential; (d) determine the required investment costs and the domestic and foreign exchange costs of operation as compared with alternative generation solutions; (e) assess possible participation of Moroccan industry in constructing and maintaining the equipment; (f) based on results of the above, choose a site for full-fledged development; and (g) develop a follow-up plan for wind farm development in the country.

Executing Agency: CDER
Cost of Study: $70,000 Duration of Study: 6 Months

Agricultural Residue Utilization

4.21 Morocco has a large and diversified agricultural sector (1.5 million farm holdings covering 7.2 million hectares) which can provide a substantial quantity of biomass energy from crop residues. Utilization of this potential energy resource depends on several factors: ease of collection, proximity of demand to supply, and existence of alternative uses. State farms, comprising 3.4% of cultivated agricultural land, may be an ideal starting point to assess surplus residues because they are large (over 100 hectares) and less likely to use their residues for alternative purposes. The energy potential from these farms alone is conservatively estimated at 60,000 toe. Other large farms, such as major family estates, may also be tapped to derive biomass energy from crops and, possibly, cattle. Such potential is estimated to provide a minimum addition of 60,000 toe from crops. Densified agricultural waste can be used as a household or industrial/commercial fuel; for households, it can displace scarce fuelwood or charcoal and, for industries and businesses, it can substitute for imported energy.

4.22 The proposed study would (a) identify state farms and large private agricultural enterprises which have potentially recoverable residue surpluses; (b) assess the economic, technical and institutional feasibility of converting crop and animal residues to energy, taking into account existing alternative uses and the importance of maintaining soil fertililty; (c) locate sources of household and industrial demand close to residue supply sites; (d) select state farms and suitable private holdings with maximum utilizable residue surpluses; and (e) outline a feasible proposal, including design of commercial-scale pilot densification plants, an analysis of household energy demand for residue-based fuels and specific recommendations for industrial modifications required prior to residue utilization. This should establish the groundwork for detailed feasibility studies that will lead to implementation of residue utilization projects.

Executing Agency: CDER
Cost of Study: $70,000 Duration of Study: 6 Months

ENERGY SECTOR TECHNICAL ASSISTANCE ACTIVITIES FINANCED BY MAJOR DONORS

The World Bank group is carrying out technical asistance work within the framework of several ongoing energy related projects:

(a) Under two consecutive loans in the hydrocarbon subsector (S-18 MOR and 2271-MOR), the following technical assistance activities have been completed:

- gas exploration in the Essaouira Basin and assessment of the Meskala deposit;
- strengthening of ONAREP's technical, managerial and financial capabilities;
- seismic surveys and geological studies;
- petroleum exploration promotion including a new petroleum investment code;
- a gas utilization survey.

(b) An oil shale engineering project (2114-MOR) was signed in 1982. The project, located in Timahdite, is evaluating the technical and economic feasibility of oil shale retorting and direct combustion for power generation. The amount of the loan has been significantly scaled down (to US$8.2 million) because of the poor economic prospects of oil shale.

(c) An electricity distribution study is being considered for implementation under the ongoing Village Electrification Project (1695-MOR).

(d) A project aiming at rehabilitating and modernizing the Jerada coal mine is being prepared. Some 200 man-months of consulting services are proposed to train staff, monitor development plans and carry out engineering studies.

UNDP in 1983 financed a US$ 23,000 pre-feasibility study of the Essaouira urban gas distribution project. UNDP is also sponsoring a one-month review of the Moroccan windmill situation; this study was carried out recently with the purpose of setting up a windmill rehabilitation program.

UNICEF is financing, along with a loan from FADES, a US$ 16 million well rehabilitation program. Installation of some 100 photovoltaic pumps and rehabilitation of 60 windmill pumps have been included in the project.

USAID is the largest bilateral donor agency providing technical assistance to the energy sector in Morocco. The three main ongoing projects are:

(a) a conventional energy management and training project to help ONAREP improve its operating and management procedures, establish ties with private sector partners in petroleum investments and explore and develop hydrocarbon resources. AID-financed technical advisers have undertaken activities in (i) finance and management, (ii) exploration design and analysis, and (iii) reservoir and production engineering. USAID is contributing a grant of US$ 5.0 million over a four-year period (1984-88);

(b) a renewable energy development project to which USAID is contributing US$9.2 million between 1980 and 1986 to assist in establishing the CDER in Marrakech. This includes the financing of laboratory equipment, training of Moroccan staff for the center, purchase of equipment for pilot projects, funding of a grant program for private sector development of renewable energy projects, and provision of medium-term technical assistance. Planned pilot projects involve wind generators, photovoltaic system and micro-hydro installations;

(c) energy planning assistance to the Ministry of Energy and Mines which has developped ENVEST, an interactive system for appraising energy investment projects and developing strategy. Training of MEM staff and computer equipment are also provided.

France has been offering technical assistance to Morocco in the energy sector mainly through (a) the Agence Française pour la Maîtrise de l'Energie (AFME) which is cooperating with the CDER on solar, wind and biomass issues; (b) SOFRATOME, which is carrying out site identification and feasibility studies for the future nuclear power program; and (c) Transenerg, a consulting firm which carried out preliminary energy audits in 15 industrial plants.

Germany has carried out several small scale renewable energy projects through GTZ, and is financing technical assistance (2 experts for 3 years) to the Forestry Department.

Italy has provided technical cooperation in renewable energy: ENI has organized a seminar on petroleum and is financing some training for Moroccan staff.

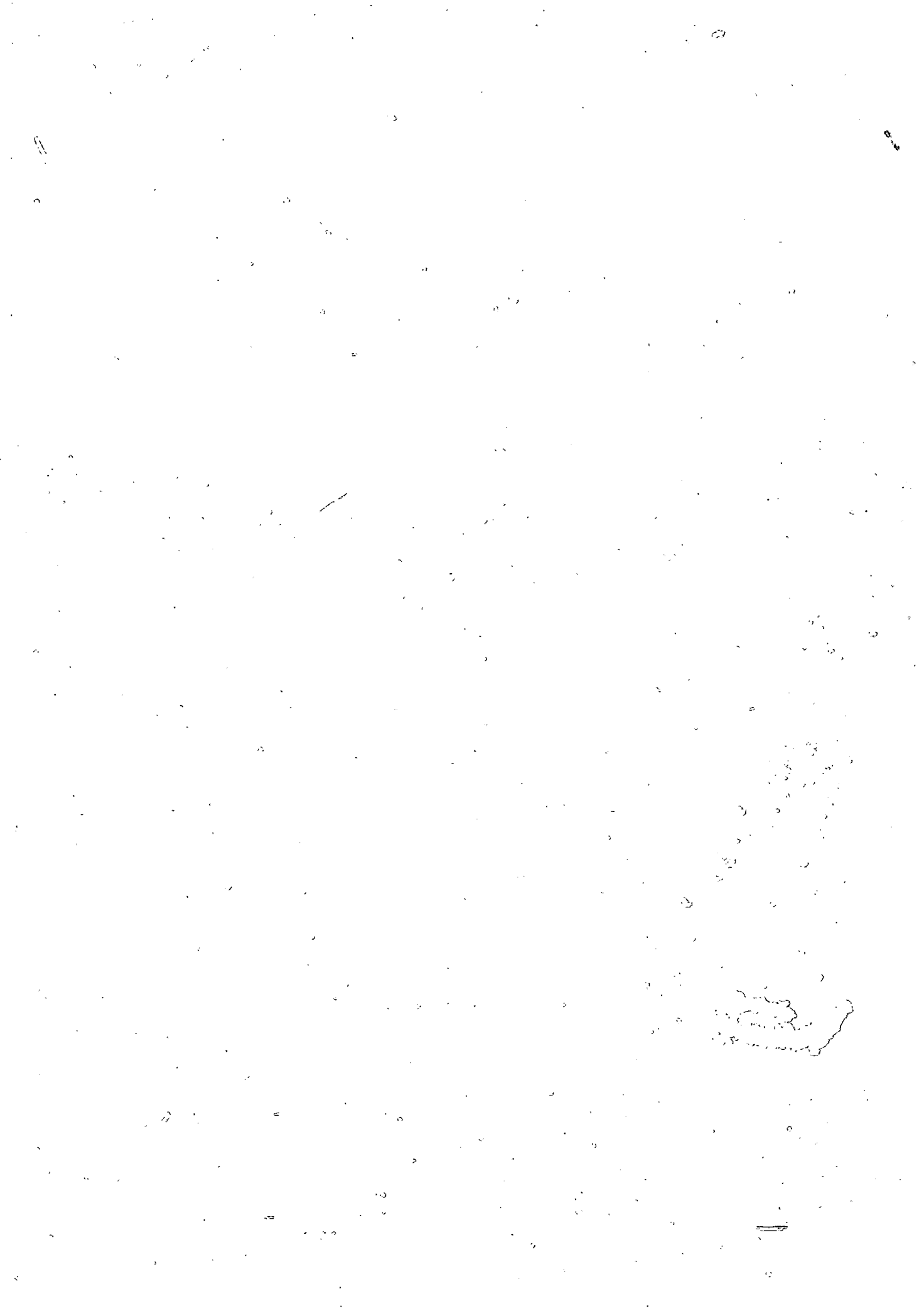
Petrocanada - Within the framework of a technical assistance agreement with the GOM, International Assistance has seconded five petroleum exploration experts to ONAREP. These experts have been participating in petroleum exploration efforts in several regions of the country.

ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM

Activities Completed

		Date Completed
Energy Assessment Status Report		
Papua New Guinea		July, 1983
Mauritius		October, 1983
Sri Lanka		January, 1984
Malawi		January, 1984
Burundi		February, 1984
Bangladesh		April, 1984
Kenya		May, 1984
Rwanda		May, 1984
Zimbabwe		August, 1984
Uganda		August, 1984
Indonesia		September, 1984
Senegal		October, 1984
Sudan		November, 1984
Nepal		January, 1985
Zambia		August, 1985
Peru		August, 1985
Haiti		August, 1985
Paraguay		September, 1985
Project Formulation and Justification		
Panama	Power Loss Reduction Study	June, 1983
Zimbabwe	Power Loss Reduction Study	June, 1983
Sri Lanka	Power Loss Reduction Study	July, 1983
Malawi	Technical Assistance to Improve the Efficiency of Fuelwood Use in Tobacco Industry	November, 1983
Kenya	Power Loss Reduction Study	March, 1984
Sudan	Power Loss Reduction Study	June, 1984
Seychelles	Power Loss Reduction Study	August, 1984
The Gambia	Solar Water Heating Retrofit Project	February, 1985
Bangladesh	Power System Efficiency Study	February, 1985
The Gambia	Solar Photovoltaic Applications	March, 1985
Senegal	Industrial Energy Conservation	June, 1985
Burundi	Improved Charcoal Cookstove Strategy	September, 1985
Thailand	Rural Energy Issues and Options	September, 1985
Ethiopia	Power Sector Efficiency Study	October, 1985
Burundi	Peat Utilization Project	November, 1985
Botswana	Pump Electrification Prefeasibility Study	January, 1986

		Date Completed
Institutional and Policy Support		
Sudan	Management Assistance to the Ministry of Energy & Mining	May, 1983
Burundi	Petroleum Supply Management Study	December, 1983
Papua New Guinea	Proposals for Strengthening the Department of Minerals and Energy	October, 1984
Papua New Guinea	Power Tariff Study	October, 1984
Costa Rica	Recommended Tech. Asst. Projects	November, 1984
Uganda	Institutional Strengthening in the Energy Sector	January, 1985
Guinea-Bissau	Recommended Technical Assistance Projects	April, 1985
Zimbabwe	Power Sector Management	April, 1985
The Gambia	Petroleum Supply Management Assistance	April, 1985
Burundi	Presentation of Energy Projects for the Fourth Five Year Plan	May, 1985
Liberia	Recommended Technical Assistance Proj.	June, 1985



Programme Conjoint PNUD/Banque Mondiale d'Assistance à la Gestion du Secteur de l'Energie

Rapport d'Activité

No. 048/86

Pays: MAROC

Activité: ETUDE DU SECTEUR DE L'ENERGIE: RAPPORT D'ACTIVITE

JANVIER 1986

BEST COPY AVAILABLE

Rapport du Programme conjoint PNUD/Banque mondiale d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie
Le présent document fait l'objet d'une diffusion restreinte. Sa teneur ne peut être divulguée sans l'autorisation du Gouvernement, du PNUD ou de la Banque mondiale.

PROGRAMME D'ASSISTANCE A LA GESTION DU SECTEUR DE L'ENERGIE

Le Programme Conjoint PNUD/Banque Mondiale d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie, qui a débuté en avril 1983, aide les pays à mettre en oeuvre les principales recommandations concernant la politique et les investissements figurant dans les Rapports de maîtrise des choix énergétiques rédigés dans le cadre d'un autre Programme conjoint PNUD/Banque mondiale. Le Programme d'assistance à la gestion offre les services de son personnel et de consultants pour la formulation et la justification de projets de pré-investissements et d'investissements et pour le renforcement de la gestion, des institutions et du processus décisionnel.

Les rapports résultant de ce Programme procurent aux gouvernements, aux bailleurs de fonds et aux investisseurs potentiels l'information nécessaire pour accelérer la préparation et la mise en oeuvre des projets. Les activités du Programme d'assistance à la gestion peuvent, d'une façon générale, se classifier en trois groupes:

- Rapports d'activité des études du secteur de l'énergie: ces rapports évaluent les actions entreprises au cours de l'année suivant la publication de la première étude du secteur de l'énergie et signalent les domaines où une action urgente est nécessaire;

- Formulation et justification de projets: ce travail est conçu pour accélerer la préparation et la mise en oeuvre de projets d'investissements; et

- Assistance aux institutions et à la formulation de la politique de l'énergie: ce travail conduit souvent également à l'identification de projets d'assistance technique.

Le Programme a pour but d'augmenter, promouvoir et renforcer l'impact des ressources bilatérales et multilatérales déjà disponibles pour l'assistance technique dans le secteur de l'énergie.

*****

Financement du Programme

Le Programme constitue un effort international considérable et, bien que le financement de base ait été fourni par le PNUD et la Banque mondiale, un certain nombre d'agences bilatérales ont largement contribué au financement du Programme. Les pays qui ont fourni ou promis une première contribution aux programmes par le biais du Fonds pour l'énergie du PNUD ou bien d'autres arrangements financiers avec le PNUD, sont les Pays-Bas, la Suède, l'Australie, la Suisse, la Finlande, le Royaume-Uni, le Danemark, la Norvège et la Nouvelle Zélande.

Information Supplémentaires

Pour obtenir des informations suppleméntaires ou des exemplaires des rapports achevés dans le cadre du Programme, dont la liste est donnée à la fin de ce document, veuillez contacter:

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

ou

Energy Strategy and
Preinvestment Division I
Energy Department
World Bank
1818 H Street, NW
Washington, D.C. 20433

MAROC

ETUDE DU SECTEUR DE L'ENERGIE : RAPPORT D'ACTIVITE

JANVIER 1986

ABREVIATIONS

AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
BIRD	Banque internationale pour la reconstruction et le développement (Banque mondiale)
CDER	Centre de développement des énergies renouvelables
CdM	Charbonnages du Maroc (auparavant Charbonnages nord-africains) (Collieries du Maroc, auparavant Collieries nord-africaines)
GPL	Gaz de pétrole liquéfié (butane et propane)
MEM	Ministère de l'énergie et des mines
MEM/DE	MEM/Direction de l'énergie
MI	Ministère de l'intérieur
ONAREP	Office national de recherches et exploitation pétrolières
ONE	Office national de l'électricité
Plan	Ministère du Plan, de la formation des cadres et de la formation professionnelle
SAMIR	S. A. Marocaine de l'industrie du raffinage
SCP	Société chérifienne des pétroles
SNPP	Société nationale de produits pétroliers
SOCOCHARBO	Société de commercialisation du charbon
tep	tonnes d'équivalent-pétrole
tpa	tonnes par an
USAID	Agence des Etats-Unis pour le développement international

Ce rapport se fonde en partie sur les conclusions d'une mission du programme conjoint PNUD/Banque mondiale pour l'assistance à la gestion du secteur de l'énergie qui s'est rendue au Maroc en février 1985, et en partie sur les connaissances acquises par la Banque grâce à ses projets énergétiques du Maroc. La mission était composée de Mr. Naiem A. Sherbiny (Economiste) et Mme. Manon Muller (consultante).

TABLE DES MATIERES

		Page
	RESUME ET RECOMMANDATIONS	i
I.	EVOLUTION DE L'OFFRE ET DE L'UTILISATION D'ENERGIE	1
	A. Evolution de l'offre d'énergie	1
	Bois de feu	2
	Hydroélectricité et électricité	3
	Charbon	4
	Gaz naturel	5
	Pétrole et produits pétroliers	5
	Autres sources d'énergie	7
	B. Evolution de l'utilisation de l'énergie	8
II.	POLITIQUES ET INSTITUTIONS	13
	A. Politiques relatives à la demande	14
	B. Politiques relatives à l'offre	20
	C. Organisation du secteur de l'énergie	23
III.	INVESTISSEMENTS ENERGETIQUES	26
	A. Investissements énergétiques réalisés	26
	B. Stratégie des investissements énergétiques	28
	C. Investissements énergétiques prévus	30
IV.	PROGRAMME RECOMMANDE D'ACTIVITES DE PREINVESTISSEMENT ET D'ETUDES DE STRATEGIES	39
	A. Amélioration de stratégie en matière d'énergie	40
	Contrôle de l'efficacité énergétique	40
	Plan d'action houiller	40
	Stratégie gouvernementale en matière d'énergie à usage domestique	41
	Optimisation de la gestion des barrages	42
	B. Activités de préinvestissement dans le secteur de l'électricité	42
	Programme de renforcement du réseau de transport de l'énergie électrique	42
	Réduction des pertes de transport et de distribution de l'électricité	43
	C. Activités de préinvestissement en matière d'énergies renouvelables	43
	Chauffe-eau solaires	43
	Ferme éolienne	44
	Utilisation des déchets agro-industriels	44
ANNEXE		
1.	Activités d'assistance technique au secteur de l'énergie financées par les principaux bailleurs de fonds	46

RESUME ET RECOMMANDATIONS

1. Depuis la mission d'évaluation énergétique de février 1982, le Maroc a déployé maints efforts dans ce secteur : mise en valeur des sources d'énergie nationales, amélioration du système de planification et de gestion du secteur. Ces efforts ont éte réalisés dans le contexte de difficultés macro-économiques persistantes, à savoir la hausse des coûts des importations d'énergie, le ralentissement de la croissance économique, la diminution des recettes d'exportation provenant du phosphate et la sécheresse de 1980-84. Cependant, en raison de l'ampleur du problème de l'énergie et de l'importance qu'il revêt pour l'économie dans son ensemble, il reste encore beaucoup à faire.

2. Le présent rapport a été établi à la suite d'une mission effectuée sur le terrain en février 1985. L'objet de cette mission était de mettre à jour la première évaluation énergétique, résumer les modifications intervenues dans l'offre et l'utilisation d'énergie depuis lors, donner un aperçu des mesures adoptées par le Gouvernement pour gérer la demande et promouvoir l'offre d'énergie, décrire les principales caractéristiques institutionnelles/organisationnelles des organismes du secteur, faire un bilan des investissements déjà réalisés et identifier les activités prioritaires susceptibles d'aboutir à des investissements spécifiques dans ce secteur, à des stratégies clairement définies et/ou à une meilleure coordination intersectorielle. Certaines de ces activités pourraient être financées par le programme conjoint PNUD/Banque mondiale d'assistance à la gestion du secteur énergétique (ESMAP); d'autres pourraient être absorbées par les prêts actuellement en cours de préparation par la Banque mondiale pour le secteur de l'énergie, et les autres pourraient être soumis à l'examen des membres du Groupe consultatif. Les grandes lignes et les principales recommandations de ce rapport sont énoncées ci-après.

Sources d'énergie

3. L'énergie traditionnelle, principalement le bois de feu, représente encore plus de 80% de la production primaire nationale et près de 40% de l'offre totale d'énergie. Or, les moyens financiers alloués au secteur forestier sont insuffisants et ne lui permettent pas de maintenir ses ressources; si bien que la déforestation s'est poursuivie au rythme de 20.000 ha par an, au cours des 15 dernières années.

> Recommandations: Les autorités devraient établir un cadre approprié pour encourager la mise en valeur des forêts. La création d'un comité interministériel comprenant l'Agriculture, l'Energie, l'Intérieur, le Plan et l'Economie devrait être la première étape vers l'établissement d'un tel cadre.

4. Alors que l'offre d'énergie commerciale a augmenté en 1981-84, la production intérieure a accusé une baisse marquée; la différence a été compensée par un prélèvement sur les ressources nationales et un accroissement des importations. Le recul de la production d'énergie commerciale

a été exclusivement dû à une chute importante de la production d'hydro-électricité, due à la persistance de la sécheresse, et ce manque à gagner n'a pu être compensé par la modeste hausse de la production de charbon. La consommation de charbon national et importé s'est accrue de 10,7% par an.

5. Le pétrole importé continue de dominer l'approvisionnement en énergie commerciale et represente environ 7/8 de l'offre. En revanche, la production intérieure combinée de pétrole et de gaz naturel représente moins de 2% de l'offre d'énergie commerciale principalement parce que certaines des prévisions relatives au gisement de gaz de Meskala ne se sont pas matérialisées. Le pétrole continue d'être importé sous la forme de pétrole brut pour être raffiné au Maroc. La capacité d'utilisation des rafineries s'améliore du fait de l'ouverture récente d'une unité de production de lubrifiants qui utilise du mazout comme matière première.

Utilisation de l'énergie

6. Entre 1974 et 1984, le taux d'augmentation de la consommation d'énergie commerciale a subi une décélération sensible, tombant de 6,7% par an en 1974-80 à 1,8% par an en 1981-84. Trois facteurs sont, semble-t-il, à l'origine de cette évolution : le ralentissement marqué de l'expansion du PIB qui se situait à 2,7% en 1981-84 contre 6% par an en 1974-80; la hausse des prix de l'énergie introduite par les pouvoirs publics; et l'adoption récente d'un large éventail de mesures de conservation d'énergie. La conjugaison de tous ces éléments a permis de réduire la consommation d'essence et de carburéacteur en termes réels et de maintenir constante la consommation de pétrole lampant et de mazout. La plupart de ces modifications ont contribué à réduire l'élasticité de la demande d'énergie par rapport au PIB qui est tombée de 1,12 en 1974-80 à 0,67 en 1981-84. Cette évolution et le ralentissement du taux de croissance du PIB semblent tous deux indiquer que les prévisions de demande d'énegie primaire devraient être revues à la baisse.

> Recommandations: Réviser à la baisse les prévisions relatives à la demande d'énergie primaire lors de la préparation du nouveau Plan.

7. Exception faite de quelques changements mineurs, la structure d'ensemble de l'utilisation d'énergie est demeurée essentiellement la même, les ménages absorbant près de la moitié de l'offre d'énergie totale selon les estimations de la mission, l'industrie et les transports/services moins d'un quart chacun, et la part de l'agriculture demeurant inférieure à 3%. Plus de 80% de l'énergie utilisée par les ménages continue d'être fournie par le bois de feu, tandis que les autres secteurs consomment exclusivement de l'énergie commerciale. Toutefois, dans l'industrie, la structure de l'utilisation de l'énergie a été quelque peu modifiée, particulièrement dans le sous-secteur du ciment qui s'est converti au charbon, réduisant ainsi son utilisation relative de produits pétroliers.

Politiques relatives à la demande d'énergie

8. Le Gouvernement mérite d'être félicité pour avoir continuellemet ajusté les prix de la plupart des produits énergétiques, ce qui a permis de les maintenir au-dessus ou au niveau de leurs coûts d'opportunité. Exception faite du GPL, les prix intérieurs des produits énergétiques exprimés en dirhams ont augmenté de 28 à 69%, et ceux de l'électricité d'environ 21%. Par ailleurs, la dépréciation de 35% du dirham a aligné l'évolution des prix intérieurs des produits énergétiques exprimés en dollars sur celle des prix des produits importés. Les prix du GPL et de l'électricité, déjà en-deçà de leurs coûts d'opportunité en 1982, semblent s'être écartés davantage de leurs coûts d'opportunité respectifs en 1984, ce qui veut dire qu'ils ont été continuellement subventionnés, quoique implicitement et que la subvention par unité de production a été sensiblement relevée.

Recommandations: Toutes les institutions gouvernementales chargées de l'énergie devraient poursuivre une politique d'ajustement des prix d'énergie conformément aux principes économiques; et en particulier, l'ONE et les Régies devraient combler l'écart entre les tarifs de l'électricité et le coût d'opportunité associé avec la production et la distribution d'électricité. De même la SNPP devrait rapprocher les prix du GPL du niveau auquel se situe son coût d'opportunité. Dans les deux cas, le processus d'ajustement devrait trouver un compromis entre la nécessité de minimiser les subventions accordées aux produits énergétiques et celle de satisfaire les besoins en énergie des ménages.

9. En ce qui concerne la substitution de combustibles, l'industrie et le sous-secteur de l'électricité ont déployé des efforts concertés pour opérer une conversion à la faveur du charbon, à la fois dans les établissements existants et dans les nouvelles unités, parce que le différentiel de prix entre le fuel oil et le charbon donnait à ce dernier un avantage décisif. Ainsi, l'ONE a réalimenté sa centrale existante de Roches Noires (60 MW) au charbon et a équipé ses nouvelles centrales de Mohammedia III et IV (2x150 MW) de chaudières mixtes qui peuvent fonctionner indifféremment au charbon, fuel, ou gaz naturel. De même façon, l'industrie du ciment a converti au charbon ses usines existantes de la Cadem à Meknès et de Lafarge à Casablanca et a introduit de nouvelles chaudières au charbon dans les usines d'Agadir et de la CIOR. La substitution entre produits énergétiques est plus difficile à obtenir dans des ménages car bien que la nécessité de diminuer la consommation de bois de feu et de la remplacer par d'autres combustibles soit rendue urgente par la dégradation des forêts, la réalisation de cette substitution est freinée par la hausse des coûts de combustibles commerciaux et leur poids de plus en plus lourd sur la balance des paiements.

Recommandations: Etant donné la tendance récente au déclin du prix du pétrole, le MEM devrait dans le cadre du Plan d'Action Houiller revoir les coûts et bénéfices liés à la conversion potentielle au charbon d'autres usines de ciment et d'autres centrales thermiques et, si les conclusions sont positives, promouvoir des conversions supplémentaires auprès des industriels.

10. Pour ce qui est de la conservation d'énergie, il existe un potentiel important dans deux des plus importants secteurs consommateurs d'énergie : les ménages (qui représentent 52% de l'utilisation totale d'énergie) et, l'industrie (21%). Dans l'industrie, l'application d'un système de délestages sélectifs dans des entreprises manufacturières pendant les heures de pointe de la soirée a été la seule mesure de conservation introduite récemment. Bien que cette mesure semble économiser de l'énergie, c'est une économie forcée qui peut provoquer des ruptures de production dans les établissements industriels affectés. L'amélioration de leur rendement énergétique est une meilleure solution comme l'indiquent des études réalisées récemment. Dans le secteur résidentiel, plusieurs mesures de conservation d'énergie ont été adoptées en 1984; on a notamment lancé des campagnes d'information pour le public et raccourci la semaine de travail. Toutes les mesures n'ont pas encore eu le temps de se répercuter dans le système et leurs effets ne se sont pas encore fait sentir.

Recommandations: Les institutions gouvernementales qui ont entamé les efforts de conservation d'énergie devraient poursuivre cette politique de façon permanente. Un programme de conservation d'énergie industrielle devrait étré lancé immédiatement dans les entreprises industrielles publiques et ceci en étroite coordination avec les Ministères de l'énergie, de l'industrie, et de l'économie afin de s'assurer que des investissements en quantité adéquate soient inscrits au budget pour traduire ce programme en action contrète.

Politiques relatives à l'approvisionnement en énergie

11. Bien que le Maroc regorge de certaines ressources énergétiques (principalement de schistes bitumineux, d'énergie éolienne et solaire, et hydroélectrique) et que leur utilisation soit techniquement possible, toutes les options techniquement faisables ne sont pas économiquement viables et les ressources d'investissement nécessaires ne sont pas faciles à obtenir. L'amélioration de l'efficacité énergétique des installations existantes semble être le meilleur moyen de minimiser les coûts d'exploitation dans le secteur. Qu'il s'agisse d'optimiser l'utilisation des installations hydroélectriques actuelles, de réduire les pertes de transport et de distribution d'électricité ou de moderniser les installations, et d'améliorer la gestion des mines de charbon de Jérada, les dépenses d'efforts et de ressources semblent être bien justifiées.

Recommandations: Le Gouvernement devrait continuer d'accorder un rang prioritaire à l'amélioration de l'efficacité des installations productives existantes . En coordination avec les autres Ministères concernés et les entreprises des secteurs de l'énergie et de l'industrie,le MEM devrait formuler un programme national d'amélioration du rendement énergétique. Le Ministère de l'économie devrait appuyer ces efforts en allouant des investissements suffisants pour traduire ce programme en action concrète.

12. Les initiatives privées sont encouragées dans plusieurs activités du secteur. En ce qui concerne les hydrocarbures, le Gouvernement encourage actuellement la formation d'associations en offrant des encouragements fiscaux, techniques et autres; ce qui a entraîné une progression des dépenses de prospection des compagnies pétrolières et des accords avec celles-ci. Il existe des opportunités supplémentaires pour la participation du capital privé parce que la zone on-shore explorée jusqu'à présent ne représente qu'un cinquième du potentiel et, pour ce qui est des activités off-shore, seulement 25 puits d'exploration ont été forés le long des 3.500 km de côtes dont dispose le pays (par. 2.22-2.23).

Recommandations: Il faut continuer à promouvoir l'exploration de pétrole et de gaz, la recherche de partenaires privés internationaux devrait être intensifiée et le nouveau code d'investissement d'hydrocarbures devrait être promulgué.

13. Pour ce qui est de la mise en valeur des ressources énergétiques renouvelables, le secteur privé pourrait intervenir tant au niveau du développement commercial des forêts qu'au niveau de l'utilisation des ressources renouvelables non ligneuses surtout dans les régions rurales/montagneuses (par. 2.24-2.25).

Recommandations: Des réformes institutionelles et des changements de politique gouvernementale sont nécessaires pour renforcer la tendance à accorder plus d'initiatives au secteur privé qui a été amorcée récemment en vue de permettre au secteur privé de contribuer plus pleinement au développement des ressources énergétiques conventionnelles, et renouvelables. Des réformes législatives sont tout particulièrement requises pour encourager la mise en valeur du bois de feu par le secteur privé dans le cadre plus large du développement commercial des forêts.

Institutions et organisation

14. Bon nombre d'entreprises privées, dans le secteur de l'énergie et ailleurs, sont confrontées à de graves problèmes d'arriérés de paiement, qui entravent sérieusement leur performance et leur efficacité. La restructuration financière est donc devenue une priorité urgente pour les entreprises sectorielles telles que l'ONE et les sociétés de distribution de produits pétroliers. Les pouvoirs publics ont récemment entamé un dialogue avec la Banque mondiale pour explorer les possibilités d'une réforme. Le principe directeur à retenir est celui de l'autofinancement de manière à recouvrer les dépenses d'investissement ce qui permettrait de réduire la nécessité de procéder à des transferts budgétaires à la faveur des entreprises publiques du secteur de l'énergie.

Recommandations: Dans le cadre de l'exercice d'assainissement financier que le Gouvernement envisage actuellement de mener à bien, il faudrait donner une haute priorité à l'élaboration d'un programme négocié avec les entreprises publiques du secteur de l'énergie visant à éponger les arriérés financiers selon un calendrier précis.

15. Sur le plan organisationnel, les intérêts de plusieurs institutions du même sous-secteur se chevauchent fréquemment et sont quelquefois incompatibles, ce qui affecte leur performance et l'efficacité de l'allocation des ressources. Par exemple, les activités de la Division des affaires rurales (Ministère de l'intérieur) et du Ministère de l'agriculture portent sur la mise en valeur des énergies renouvelables, mais ces deux entités ne se coordonnent nullement avec le CDER. Par ailleurs, on ne met pas assez l'accent sur la responsabilité des institutions en matière de développement des combustibles ligneux.

Recommandations: Le MEM devrait prendre un rôle plus actif en coordonnant à intervalles réguliers les activités des Ministères de L'agriculture et de l'intérieur avec celles du CDER. Le MEM devrait également nommer du personnel chargé de suivre les informations et les décisions relatives aux combustibles ligneux.

16. Une autre faiblesse institutionnelle réside dans le Département de la planification du MEM qui est actuellement utilisé seulement pour la formation du personnel de niveau intermédiaire, et ne tire pas profit du modèle perfectionné informatisé qu'il a à sa disposition pour la formulation de la planification énergétique.

Recommandations: Le MEM devrait se pencher sérieusement sur les moyens propres à réhausser le rôle de son Département de planification en encourageant le personnel dirigeant du Ministère à utiliser le Département de façon plus rigoureuse, et en restructurant le Département afin de mieux utiliser ses installations en vue d'élaborer plusieurs scénarios en matière d'énergie, d'actualiser sa banque de données et d'orienter ses opérations pour aider efficacement à formuler les principales décisions nationales en matière d'énergie.

Investissements et stratégies en matière d'énergie

17. Deux facteurs ont empêché le Maroc de réaliser les investissements prévus dans le plan 1981-85 pour le secteur de l'énergie : (1) les contraintes financières se sont aggravées avec la chute des recettes d'exportation; (2) le fléchissement des prix mondiaux du pétrole a remis en question la faisabilité de l'exploitation des schistes bitumineux et a rendu la mise en valeur des énergies renouvelables moins intéressante. Le déficit des investissements au titre de l'énergie était de l'ordre de 40% pour le secteur dans son ensemble, environ le même taux pour le sous-secteur de l'électricité et de près de 20% dans le sous-secteur des hydrocarbures. A l'exception d'une infime portion allouée aux travaux d'expérimentation, le passage à la phase commerciale de l'exploitation des schistes bitumineux a été différé.

18. Nonobstant l'adoption par les pouvoirs publics d'une politique de gestion de la demande et de l'offre d'énergie, il n'existe aucune stratégie globale pour répartir les ressources d'investissement entre les diverses options énergétiques et classer les projets énergétiques en fonction de critères généralement convenus. Pour établir de tels

critères, il semble qu'il serait raisonnable de commencer par viser à réduire au minimum les coûts de l'énergie. Une comparaison entre les investissements de production d'énergie et les investissements visant à améliorer l'efficacité de l'utilisation d'énergie, fait ressortir que ces derniers reviennent généralement moins cher par unité d'énergie et que les délais de mise en route sont plus courts. En concentrant la quasi-totalité des investissements dans la production supplémentaire d'énergie, le Maroc n'a pas emprunté la voie du moind-e coût pour son programme de développement actuel.

Recommandations: Le Gouvernement devrait accorder un rang prioritaire à l'efficacité énergétique et aux économies d'énergie, et refléter cette priorité dans l'affectation des ressources d'investissement, comme il est détaillé ci-après.

Recommandations concernant les investissements dans le secteur de l'énergie

19. Sur la base des discussions portant sur les investissements envisagés pour les divers sous-secteurs de l'énergie les recommandations suivantes ont été formulées :

(a) Bois de feu : Les ressources devraient être mises en valeur dans le cadre du programme de développement commercial des forêts, le Gouvernement fournissant les incitations appropriées aux investisseurs du secteur privé afin de compléter les investissements publics et surmonter les contraintes financières et institutionnelles;

(b) Hydroélectricité : l'amélioration de la gestion des barrages à buts multiples existants est envisagée parallèlement au lancement de nouveaux projets; l'évaluation économique des projets hydroélectriques devrait inclure la portion appropriée des coûts de préparation du site et de construction du barrage afin de produire des ratios coûts-bénéfices réalistes;

(c) Production d'énergie thermique : Le port de Mohammedia semble être le meilleur emplacement pour les centrales électriques alimentées au charbon et le déplacement envisagé à Jorf Lasfar des installations prévues est discutable; compte tenu du ralentissement de la croissance du PNB et de la baisse de l'élasticité de la demande d'énergie par rapport au PIB, les prévisions relatives à la demande d'électricité semblent exagérées et devraient être ajustées à la baisse; les pertes d'électricité enregistrées au niveau du transport et de la distribution rendent impérative la réalisation d'un audit approfondi; la mission recommande également l'adoption d'un plan à long terme pour la production nationale et le réseau de transport d'électricité;

(d) Charbon : Les projets des CdM pour augmenter leur revenus grâce à deux opérations proposées pour la mine de Jérada ne sont pas

rentables et devraient par conséquent être abandonnés. Il s'agit de la construction d'une centrale thermique alimentée par les déchets du lavage et d'une installation de briquettage de fines. Par contre, une étude de faisabilité récente sur une installation de lavage des fines de charbon a obtenu des résultats prometteurs, et l'entreprise a donc raison de réaliser cet investissement. Les plans du CdM visant à porter la production de la mine de Jérada à 2 millions de tonnes par an devraient également être abandonnés en raison des risques associés au charbon de qualité médiocre, de la quantité limitée des réserves prouvées et possibles et du fait que l'opération exercera une pression inutile sur le personnel dirigeant, la dotation en personnel et les ressources financières; compte tenu de l'expansion brusque de la consommation et des importations de charbon, un plan d'action houiller est recommandé pour minimiser les goulots d'étranglement susceptibles d'apparaître au niveau de l'infrastructure et assumer la livraison appropriée de charbon aux installations fonctionnant au charbon;

(e) Gaz naturel : Le coût élevé du système de distribution aux ménages et les perspectives de la demande font douter de la viabilité économique du projet de distribution de gaz de ville et industriel d'Essaouira qui devrait donc être abandonné; les plans pour l'utilisation du gaz naturel aux fins d'approvisionnement des usines de phosphate de l'OCP à Youssoufia semblent être la solution la plus avantageuse actuellement, la réalisation du projet a été lancée avec un contrat de vente entre l'OCP et l'ONAREP. Le prix du gaz naturel en question a été établi selon une formule d'indexation fondée sur les prix du fuel avec une légère décôte pour encourager la conversion au gaz naturel. Ce projet aidera à atteindre deux objectifs; aider ONAREP à consolider sa position en tant qu'entreprise réalisant un chiffre d'affaires et établir des critères de fixation de prix du gaz naturel de façon à attirer les sociétés prospectrices internationales;

(f) Schistes bitumineux : La chute des prix du pétrole en-deçà de 35 dollars le baril a assombri les perspectives d'utilisation des schistes, surtout celles employant les techniques de pyrolyse; des études de développement de la pyrolyse en association avec des capitaux privés restent cependant prévues; la technique de combustion directe pourrait être viable, mais devrait être limitée aux essais;

(g) Energies renouvelables : Les essais et projets pilotes donnent des résultats qui pourraient être d'application utile pour les petites entreprises agro-industrielles ou les ménages dans les communautés rurales/montagneuses, ainsi que pour l'hôtellerie et les bâtiments publics dans les régions urbaines, cependant il reste à établir leur viabilité commerciale.

I. EVOLUTION DE L'OFFRE ET DE L'UTILISATION D'ENERGIE

A. Evolution de l'offre d'énergie

1.1 La mission d'étude du secteur énergétique de 1982 a utilisé les données de 1981 comme base d'analyse. Les principales modifications intervenues au niveau de l'offre depuis 1981 portent sur la contribution relative du charbon d'origine nationale et d'importation et sur celle de l'énergie hydraulique (Tableau 1.1). La production de charbon en 1984 a représenté 71% de la production d'énergie primaire commerciale, contre 51% en 1981. La contribution de l'hydroélectricité, en revanche, a sensiblement reculé en raison des sécheresses successives. En 1984, elle a représenté 16% de la production d'énergie primaire commerciale, contre 37% en 1981.

1.2 L'énergie conventionnelle, principalement le bois de feu, non seulement représente encore l'essentiel de la production nationale d'énergie primaire, mais en constitue une part croissante : 85% en 1984 contre 82% en 1981. Parallèlement, la part des énergies commerciales a diminué. Le bois de feu occupe une grande place dans l'offre totale d'énergie (37% en 1984, 38% en 1981). La conséquence pratique de cette situation pour la politique gouvernementale est importante : pour que la politique énergétique soit efficace, elle doit s'appliquer sérieusement à mettre en oeuvre des mesures de préservation des ressources de bois de feu à court terme, puis à plus long terme des mesures pour augmenter ces mêmes ressources.

1.3 Le rôle combiné du gaz naturel et du pétrole dans la production primaire reste très faible, même par rapport aux ressources commerciales nationales : 14% en 1984, 12% en 1981. Ces sources n'ont fourni que 2% de la production primaire totale en 1981 et 1984. La mission d'étude sectorielle de 1982 avait recommandé de rehausser sensiblement le rôle du gaz naturel. Les estimations récentes indiquent cependant que, à moins que les compagnies pétrolières qui prospectent actuellement au Maroc ne fassent des découvertes importantes, les réserves prouvées de gaz sont nettement inférieures aux prévisions initiales, si bien que le rôle du gaz naturel et du pétrole dans la production primaire restera probablement très limité.

1.4 La part de la production nationale d'énergie dans l'approvisionnement total a quelque peu diminué pendant la période en question, passant de 46% de l'offre énergétique totale en 1981 à moins de 45% en 1984. La production intérieure d'énergie commerciale a également couvert un moindre pourcentage de l'offre commerciale : 11% en 1984, contre 13% en 1981. Mesurée en tonne d'équivalent pétrole (tep) la production nationale d'énergie commerciale a fléchi au cours de la période. Le solde a été importé essentiellement sous la forme de pétrole et de produits pétroliers.

1.5 Outre les sources d'énergie locales qui font l'objet d'une exploitation de plus ou moins grande ampleur, le Maroc possède d'abondants gisements de schistes bitumineux non exploités et des ressources énergétiques non conventionnelles comme l'énergie solaire et éolienne. Les technologies permettant d'exploiter ces ressources ont fait l'objet de nouveaux travaux de développement depuis 1981, en particulier dans le domaine des énergies non conventionnelles. Le Centre de développement des énergies renouvelables (CDER) a été créé pour mettre en valeur et promouvoir les ressources non conventionnelles; il a lancé à ce jour des projets de démonstration en vue de mettre à l'essai : des pompes photovoltaïques, des digesteurs, des pyranomètres et la réfrigération solaire dans les centres de santé ruraux ainsi que l'électrification et la télévision solaires. En dépit de ces efforts, les projets restent des prototypes de démonstration isolés.

Bois de feu

1.6 Toutes les statistiques dont on dispose indiquent que la consommation nationale de bois de feu est demeurée très élevée au Maroc -- quelque 3,38 millions de tep pour 1984, contre les 3,18 millions de tep en 1981 d'après les dernières estimations révisées. 1/ Qui plus est, plusieurs facteurs indiquent que le bois de feu continuera de jouer un rôle prépondérant dans le secteur énergétique au moins jusqu'à l'an 2000. Ces facteurs sont les suivants : les prévisions selon lesquelles plus de la moitié de la population marocaine vivra encore dans des zones rurales au moins jusqu'à 1995; la forte consommation de bois de feu par habitant; le rôle prépondérant du bois de feu dans le style de vie et les modes de logement de la population rurale; et le revenu nettement inférieur de celle-ci, revenu qui ne permet généralement pas d'acheter des combustibles commerciaux ou les équipements nécessaires pour remplacer le bois de feu.

1.7 Etant donné le rôle important que le bois de feu continue de jouer dans la satisfaction des besoins énergétiques des ménages, le rythme actuel de la déforestation (quelque 20.000 ha par an) est une grave source de préoccupation. Le déboisement n'est pas dramatique par rapport aux 5,3 millions d'hectares de forêt, mais il constitue déjà un problème sérieux dans les régions où le déboisement est concentré et où les ressources en bois de feu ne cessent de s'amenuiser.

1.8 Le Rapport d'évaluation énergétique a recommandé que le Centre de développement des énergies renouvelables (CDER) consacre une grande partie de ses ressources à l'exploration, la mise en valeur et la promotion de la conservation et de la substitution des combustibles

---

1/ L'évaluation énergétique a d'abord estimé la consommation nationale en bois de feu à 2,36 millions de tep en 1981. On a procédé à un ajustement après l'enquête nationale récemment menée par la Direction des eaux et forêts dans huit provinces.

ligneux. Jusqu'à présent le CDER a axé ses efforts sur les combustibles autres que le bois et a eu très peu de contacts avec le Ministère de l'agriculture dans ce domaine là. Que la préservation et la mise en valeur des ressources en combustibles ligneux relèvent d'une institution ou d'une autre, ou que cette activité soit analysée dans le cadre du secteur de l'agriculture ou de l'énergie, une action concertée est nécessaire de la part des pouvoirs publics ou du secteur privé, pour arrêter, puis renverser la tendance au déboisement.

Tableau 1.1: SOURCES D'ENERGIE
(milliers de tep)

Rubrique	Production primaire 1981	Production primaire 1984	Importations 1981	Importations 1984	Offre Totale 1981	Offre Totale 1984
Energie conventionnelle	3.180	3.378			3.180	3.378
Energie commerciale :	689	580	4.725	4.945	5.238	5.525
Gaz naturel	64	64			64	64
Pétrole/dérivés	19	15	4.698	4.774	4.491	4.789
Electricité	254	90			254	90
Charbon	352	411	27	171	429	582
Total	3.869	3.958	4.725	4.945	8.418	8.903

Sources: Données 1981 : Tableau 1.1 du Rapport d'évaluation énergétique, sauf pour l'énergie conventionnelle. Données 1984 : estimations du Ministère de l'énergie. La production primaire d'énergie conventionnelle est basée sur les estimations de la mission pour 1981 et 1984. Note : les chiffres de l'offre totale ne sont pas toujours égaux à la somme des chiffres de production primaire et d'importation en raison des variations de stock.

Hydroélectricité et électricité

1.9 La sécheresse prolongée au Maroc qui a sensiblement réduit la production d'énergie hydroélectrique (qui ne représentait plus que 6% de la production d'électricité en 1984 contre 29% en 1980) a incité le Ministère de l'équipement à se pencher sur la nécessité d'améliorer la gestion des sites hydroélectriques (par. 4.12-4.13).

1.10 La capacité de production électrique a augmenté de 300 MW depuis 1980 avec la mise en service des centrales thermiques Mohammedia I et II. L'essor de l'énergie thermique a fait passer la demande de combustibles de chaudière de 48% en 1981 à 53% en 1984. Le chiffre de 1984 est cependant gonflé à cause de la pénurie d'énergie hydroélectrique provoquée par la sécheresse, qui a donc contraint à utiliser la capacité installée de production d'énergie thermique à son maximum. Les turbines de Sidi Kacem, Agadir, Tanger et Tetouan fonctionnent quasiment en

continu depuis 1980 bien qu'une grande partie de cette capacité (135 MW) était initialement destinée à être mise en réserve disponible.

1.11 Les coûts d'exploitation de l'Office national de l'électricité (ONE) ont augmenté à la suite de la hausse des prix intérieurs du mazout et du gasoil. Cependant, la modernisation de la centrale alimentée au charbon située à l'entrée de la mine de Jerada et la réalimentation de l'Unité II de la centrale de Roches-noires (60 MW) au charbon ont quelque peu contribué à modérer la hausse des coûts de production. Aucun chiffre n'a cependant été communiqué à la mission.

Charbon

1.12 Etant donné l'évolution de prix relatifs de l'énergie depuis le début des anneés 1970 et la rareté des sources d'énergie commercialement viables au Maroc, le charbon est devenu une source nationale d'énergie commerciale plus prometteuse. Les réserves de charbon de Jérada sont plutôt modestes -- 10 millions de tonnes de réserves connues et 50 à 60 millions de tonnes de réserves probables et possibles. Le charbon de Jerada est constitué de 28% d'anthracite de qualité supérieure et de 72% de fines à forte teneur en cendres (40%), dont la production devrait augmenter avec les nouvelles méthodes d'exploitation mécanisée.

1.13 Le volume de charbon utilisé est en progression rapide depuis 1970, époque où la consommation de charbon était faible. L'écart persistant entre les prix du charbon et ceux du pétrole a favorisé une utilisation accrue du charbon dans l'industrie et dans le sous-secteur de l'électricité pour les nouveaux équipements et pour la conversion des équipements existants. La consommation de charbon est passée de quelque 800.000 tonnes en 1980 à 1,1 million de tonnes en 1984. La production nationale de charbon a également augmenté au cours de la période 1980-84. En prévision de cette expansion, le Rapport d'évaluation a recommandé d'augmenter les prix du charbon, d'étudier les résultats d'un projet pilote de mécanisation de la production et de quantifier les potentialités du marché. Depuis 1982, les prix du charbon d'origine locale ont augmenté de 65%, ce qui a permis de combler l'écart avec les prix du charbon importé et de freiner la détérioration de la position financière des Charbonnages du Maroc (CdM). A la suite d'évaluations techniques qui se sont révélées positives, le Gouvernement du Maroc a négocié avec la Banque mondiale le financement d'un projet visant à mécaniser un nouveau puits à la mine de Jérada, ce qui permettra de porter la production totale annuelle de charbon à 1 million de tonnes d'ici à 1988. Le marché du charbon est bien établi, étant donné les récentes conversions au charbon dans l'industrie du ciment et la production d'électricité.

1.14 Bien que la production houillère ait augmenté entre 1980 et 1984, elle représente une part de moins en moins importante du volume total de charbon consommé au Maroc : elle est tombée de 90% en moyenne en 1975-80 à 73% seulement en 1984. La différence a été comblée par des importations, qui ont progressé rapidement passant de quelque

30.000 tonnes par an pendant les années 70 à près de 218.000 tonnes par an en 1984.

1.15 Il est probable qu'on assistera prochainement à une hausse sensible de la consommation de charbon, laquelle nécessitera un accroissement comparable de la production intérieure et des importations. La capacité de production d'électricité de l'ONE augmentera sensiblement mi-1986 avec l'introduction de deux unités alimentées au charbon (150 MW chacune) à Mohammedia III et IV, qui utiliseront quelque 800.000 tonnes de charbon supplémentaires par an bien qu'il n'existe actuellement aucun plan pour le charbon par le port de Mohammedia. La cimenterie de CIOR à Oujda s'est déjà convertie au charbon et devrait susciter une demande supplémentaire de charbon de quelque 120.000 tonnes par an. Même si les autres industries ne se convertissent pas au charbon, et à moins que les prix du pétrole ne fléchissent de facon substantielle, le volume de charbon utilisé d'ici à fin 1986 devrait atteindre environ 2,5 millions de tonnes. Une fraction de cette augmentation de la demande sera satisfaite grâce à l'accroissement continu de la production de Jérada, qui devrait atteindre un maximum de 1 million de tonnes d'ici à 1988. Dans l'avenir immédiat, toutefois, ce sont les importations qui devront couvrir les besoins, avec plus de 1,5 million de tonnes importées d'ici à fin 1986 d'après les prévisions. A cet effet la mission suggère de formuler un Plan d'action houiller (par. 4.7-4.8).

Gaz naturel

1.16 La découverte du gisement de Meskala en 1981 avait conduit la mission d'évaluation énergétique à recommander d'accélérer les activités d'exploration, d'évaluation et de mise en valeur des gisements de gaz naturel. Depuis lors, neuf puits ont été forés dans le gisement de Meskala, mais dans l'ensemble, les résultats ont été décourageants. Les dernières estimations effectuées sur la base des résultats de ces puits exploratoires ont été révisées à la baisse. Les estimations des réserves prouvées de gaz naturel ont été ramenées de 300 bcf à 35 bcf et celles des réserves de condensat ont été diminuées de 20 millions de barils à 1 million de barils. Les récents forages dans le gisement voisin de Zelten n'ont abouti qu'à une découverte modeste. Cependant, si l'on combine les réserves prouvées de Meskala et Zelten, elle représentent environ trois fois le niveau de la production actuelle de gaz naturel qui est demeurée stable depuis 1981, se situant à environ 85 million m^3 par an.

Pétrole et produits pétroliers

1.17 Les produits pétroliers continuent de dominer l'offre d'énergie commerciale, représentant plus de 80% de l'offre totale au cours des dernières années. La production nationale de pétrole brut est encore insignifiante, moins de 20.000 tonnes par an, et en perte de vitesse. Le reste des hydrocarbures doit être importé, 95% sous forme de pétrole brut, raffiné sur place. Ces importations absorbent plus de 50% des recettes d'exportations. Entre 1981 et 1984, le volume des importations

d'hydrocarbures a augmenté de 6%. La valeur en dollars de ces importations a cependant reculé de 20%, en raison de la chute des cours mondiaux du pétrole, mais leur valeur en dirhams a augmenté de 43% à la suite d'une dépréciation de 35% du dirham.

1.18 Faute de ressources énergétiques actuellement mobilisables et malgré les efforts de diversification et de conservation d'énergie, le pétrole devrait continues à jouer un rôle prépondérant dans le bilan énergétique pour les années à venir. Le Maroc a donc intensifié ses efforts de recherche pétrolière avec l'aide des compagnies pétrolières internationales, puisque les zones déjà explorées ne représentent qu'une petite portion du potentiel national : seulement un cinquième des bassins sédimentaires on-shore couvrant 350.000 km^2 ont été exporés et seulement 25 puits d'exploration off-shore le long des 3.500 km de côtes ont été forés.

1.19 Le Maroc compte deux raffineries : la Société anonyme marocaine de l'industrie de raffinage (SAMIR) et la Société chérifienne des pétroles (SCP), qui ont respectivement une capacité nominale annuelle de 6,75 millions et de 1,2 million de tonnes. La question de la sous-utilisation de la capacité, tout particulièrement dans la raffinerie de la SAMIR, a été soulevée lors de l'évaluation énergétique de 1982. Toutefois, une unité de production de lubrifiants utilisant du mazout comme intrant a été mise en service dans le complexe de la SAMIR en mai 1984; elle devrait à terme absorber près d'un cinquième de la production actuelle de mazout et en conséquence améliorer l'utilisation de la capacité de production. Cette unité de production de lubrifiants, par ailleurs, contrebalancera la baisse de l'utilisation de la capacité de production des raffineries qui devrait résulter de trois facteurs : le ralentissemnt de la croissance économique aboutissant à un faible taux d'augmentation de la demande intérieure de produits pétroliers, estimé à 2% par an; la relance de la production d'hydroélectricité avec le recul de la sécheresse, ce qui permettrait de réduire la demande de combustibles de la part de l'ONE pour alimenter ses turbines thermiques, demande qui se chiffre actuellement à environ 25% de la production des raffineries; et le nombre croissant de chaudières alimentées au charbon pour la production d'électricité et dans l'industrie du ciment. Ces facteurs devraient réduire la demande supplémentaire de mazout de près de 1 million de tonnes d'ici à 1988. Comme les unités de raffinage les plus anciennes ont été mises en réserve froide, la question de la sous-utilisation de la capacité du complexe de la SAMIR a été résolue.

1.20 La structure de production des raffineries continue de correspondre d'assez près à la structure de la demande comme l'indique le Tableau 1.2. Cela tient au fait que la demande est fortement axée sur le mazout (50%) et le gazoil (27%), qui sont également les principaux produits des unités de distillation des raffineries. Cependant, quelque 250.000 tonnes de naphta de faible valeur et une petite quantité de propane sont exportées chaque année, tandis qu'on importe 150.000 tonnes supplémentaires de butane et de mazout. Cette situation restera probablement inchangée jusqu'à la fin des années 80.

Tableau 1.2: PROFIL DE PRODUCTION DES RAFFINERIES ET STRUCTURES DE CONSOMMATION
(en pourcentage)

	1980		1984	
	Production raffinerie	Structure de consommation	Production raffinerie	Structure de consommation
GPL	4,9	7,6	4,8	8,4
Essence	9,1	9,8	8,0	8,2
Naphta	4,1		6,5	
Pétrole, lampant	1,7	1,5	1,4	1,4
Carburéacteur	6,3	6,4	4,6	4,9
Gasoil	28,3	29,4	26,6	26,7
Mazout	44,2	45,3	48,1	50,3
Autres	1,1			
	100,0	100,0	100,0	100,0

Source: Ministère de l'énergie et des mines.

Autres sources d'énergie

1.21 Schistes bitumineux. Le rapport de l'étude sectorielle de 1982 avait recommandé de reporter les principaux engagements pris à l'égard de la mise en valeur des schistes bitumineux, jusqu'à ce que des études d'ingénierie démontrant un résultat satisfaisant soit achevées. Un projet de recherche et d'ingénierie de ce genre, financé par un prêt de la Banque mondiale, poursuit à Timahdit l'examen de la faisabilité de l'exploitation des schistes bitumineux dans une station d'expérimentation de pyrolyse du pétrole et mène des études sur l'utilisation potentielle des schistes bitumineux. De même, la société SHELL est en voie d'achever la première phase d'études minières et de préfaisabilité du gisement de Tarfaya, à l'issue de laquelle elle pourrait construire une unité de démonstration avant de passer, si les résultats sont concluants, à la phase commerciale avec la construction d'une usine produisant 40 à 70.000 barils/jour d'huile de pyrolyse. Dans l'intervalle, la mise en valeur des réserves de schistes bitumineux du Maroc, estimées à 6 milliards de tonnes de pétrole récupérable, a été encore retardée par la chute des cours internationaux du pétrole et l'aggravation de la pénurie d'eau. Cette situation a amené le Gouvernement à annuler ses plans ambitieux, visant à construire une centrale électrique fonctionnant aux schistes bitumineux, d'une capacité installée de 1.000 MW et une grosse usine de pyrogénation d'une capacité de 10.000 à 20.000 barils par jour.

1.22 Les résultats relativement favorables et prometteurs qui ont été obtenus par certains pays (Suède, Etats-Unis, Allemagne Fédérale) dans le domaine de la technologie à lit fluidisé pour la combustion directe des combustibles pauvres (600 kcal/kg à 3.000 kcal/kg), ont

suscité un nouvel intérêt pour la combustion directe des schistes bitumineux. Le Gouvernement a demandé à la Banque mondiale d'affecter le reliquat réservé à la recherche et aux études minières du projet schistes (environ 200.000 dollars E.U.) au financement d'une étude de faisabilité de l'application de cette technologie dans la région de Timahdite (centrale de 15-20 MW). L'objectif visé est de généraliser cette technologie en multipliant des petites centrales à proximité des divers gisements de schistes, si et quand les prix du pétrole se redresseront dans l'avenir.

1.23 Energies renouvelables non ligneuses. Les conditions écologiques du Maroc sont favorables à la mise en valeur de plusieurs sources d'énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire et éolienne, les ordures ménagères et des déchets agricoles. Par exemple, l'ensoleillement dépasse 0,15 tep/m^2 au Maroc; les vitesses éoliennes, sur 90% du territoire, dépassent 12 km/h, et le pays dispose d'importants volumes d'ordures ménagères et déchets agro-industriels pouvant servir à produire de l'énergie. Le Centre de développement des énergies renouvelables (CDER) s'est récemment efforcé d'améliorer les connaissances et l'exploitation de ces ressources énergétiques renouvelables non ligneuses.

1.24 Une autre entité joue un rôle important dans le domaine des énergies renouvelables, à savoir le Service des affaires rurales du Ministère de l'intérieur, qui a incorporé un volet photovoltaïque financé par l'UNICEF, dans son programme d'équipement de pompage de l'eau. D'après les responsables de ce service, le matériel photovoltaïque est économiquement justifié pour les puits de moins de 30 m de profondeur desservant une population de 1.000 à 1.500 personnes. En pareils cas, les pompes photovoltaïques peuvent remplacer le matériel au diesel qui est surdimensionné. Dans ses activités de promotion des énergies renouvelables, toutefois, le Service des affaires rurales a suivi une ligne d'action indépendante de celle du CDER. La nouveauté que représentent les énergies renouvelables et la nécessité d'élaborer des options viables rend impérieuse la coordination des efforts des organismes concernés. A cette fin, la mission recommande que le MEM joue un rôle plus actif dans cette coordination.

B. Evolution de l'utilisation de l'énergie

1.25 En 1981-84, la consommation d'énergie commerciale a augmenté, d'après les estimations, à un rythme annuel de 1,8%, soit une décélération sensible par rapport au taux de 1974-79 qui était de 6,7%. Cette diminution s'explique par les décisions de politique générale visant à majorer les prix de l'énergie et à adopter des mesures de conservation, à quoi s'ajoute un ralentissement général de l'expansion économique. La croissance du PIB est tombée de 6% en 1974-80 à 2,7% en 1981-84. En combinant ces taux avec ceux de l'augmentation de la consommation d'énergie commerciale, on obtient une estimation brute de l'élasticité de la demande d'énergie par rapport au PIB. Celle-ci

atteignait 1,12 en 1974-80; elle a enregistré une baisse spectaculaire en 1981-84, se situant à 0,6. Alors que le premier chiffre était nettement supérieur à l'ordre de grandeur des estimations de l'élasticité brute (0,6 à 0,8) pour la plupart des pays en développement, le second se situait bien dans les limites de cet ordre. L'évolution a été sensiblement différente pour ce qui est de la consommation d'électricité, dont la croissance a été de 9,6%/an en 1984-80 et 6,6%/an en 1981-84, résultant d'une augmentation de l'élasticité de la demande par rapport au PIB de 1,6 en 1974-80 à 2,4 en 1981-84.

1.26 En réponse en partie à une recommandation faite par le Rapport d'évaluation énergétique, les pouvoirs publics ont relevé les prix intérieurs de plusieurs produits énergétiques entre 1982 et 1984. Les tarifs moyens de l'électricité (tarifs résidentiels, commerciaux, industriels) ont augmenté de 21%. Les prix intérieurs du charbon à usage commercial/industriel ont été rélevés de 66%. Le prix de l'essence a progressé de 28%, celui du pétrole lampant de 33%, celui du gasoil de 30% et celui du mazout de 69%. Au niveau de la politique économique, les pouvoirs publics ont donc démontré qu'ils entendaient bien freiner la consommation d'énergie par le truchement d'une hausse de prix.

1.27 En outre, les autorités ont pris une série de mesures d'économie d'énergie : une campagne nationale a été lancée, la semaine de travail a été raccourcie et la grille horaire des programmes de télévision a été resserrée. Ces mesures sont d'introduction récente; il est donc peut-être un peu trop tôt pour noter une diminution sensible de la consommation d'énergie. Une nouvelle baisse de l'élasticité de la demande d'énergie par rapport au PIB dans l'avenir pourra donc être interprétée comme la preuve du succès remporté par les mesures de conservation d'énergie. Un tel résultat toutefois n'a pas encore été enregistré.

1.28 Entre 1981 et 1984, les secteurs qui consomment le plus d'énergie ont maintenu leur position relative dans la consommation totale d'énergie. Partant, la part des ménages est restée au même niveau : 52% du total, celle de l'industrie est tombée de 23 à 21%, la part des transports et services est passée de 22 à 24% et la part de l'agriculture est restée inférieure à 3% (Tableau 1.3).

1.29 La plus grande partie de l'énergie consommée par les ménages continue d'être satisfaite par des sources d'énergie traditionnelles (biomasse) dont la production n'a subi qu'une faible baisse tombant de 83 à 82% de la consommation totale d'énergie à usage résidentiel. Tous les autres secteurs ne consomment que de l'énergie commerciale, principalement sous forme de consommation directe de produits pétroliers (69%) et d'électricité (27%). Le calcul de la part des principaux combustibles dans la consommation énergétique totale de chaque sous-secteur a révélé certaines structures intéressantes. Avec l'exception de l'agriculture, la part relative du pétrole a baissé de façon sensible dans tous les autres secteurs entre 1981 et 1984, surtout pour ce qui est du transport. Le déclin de la part du pétrole au cours de cette période a été

particulièrement important dans les cimenteries à cause des efforts systématiques de ce secteur pour se convertir au charbon.

1.30 La part relative des autres combustibles dans l'énergie commerciale est restée généralement stable entre 1981 et 1984. Seule la part du charbon a augmenté, passant de 1,3% à 2,8%, ce qui traduit son faible rôle initial et l'expansion relativement rapide de ce rôle. Alors que l'utilisation du charbon et du gaz naturel est fortement concentrée dans quelques secteurs, l'utilisation de l'électricité et des produits pétroliers est répartie entre les divers secteurs de consommation, quoique de facon inégale. Le charbon est utilisé essentiellement dans l'industrie du ciment et quelques autres industries, et le gaz naturel est principalement utilisé dans l'industrie des phosphates.

1.31 La consommation globale de produits pétroliers 2/ a légèrement augmenté (2,4%) entre 1980 et 1984 bien que le taux de croissance ait considérablement varié selon les produits (Tableau 1.4). Par exemple, les combustibles utilisés dans le secteur des transports (essence et carburéacteur) ont tous fait les frais de la contraction de la consommation d'énergie commerciale tandis que la consommation de combustibles par les ménages (principalemet du GPL subventionné) a augmenté plus rapidement. La progression relativement importante de la consommation de mazout reflète essentiellement une plus grande utilisation de la capacité de production d'électricité thermique qui s'explique par : (a) l'accroissement de la capacité installée, (b) la nécessité de compenser la baisse de capacité de la production hydroélectrique due à la sécheresse, et (c) le fait que la demande industrielle est restée pratiquement stationnaire. Les fluctuations de la demande de produits pétroliers s'expliquent par : (a) la récession industrielle, en particulier dans l'industrie des phosphates, (b) la conversion au charbon, (c) les fortes hausses de prix des carburants pour le transport privé, (d) les subventions de prix au GPL et l'électricité, et (e) les mesures de contrôle de la demande au niveau de la consommation des particuliers.

2/ Y compris le mazout et le gasoil servant à la production d'électricité.

Tableau 1.3: STRUCTURE DE LA CONSOMMATION NETTE D'ENERGIE
(en milliers de tep)

Secteur	Energie conventionnelle		Energie commerciale									
			Charbon		Gaz naturel		Electricité (ONE)		Pétrole		Total	
	1981	1984	1981	1984	1981	1984	1981	1984	1981	1984	1981	1982
Industrie Phospates					30	46	76	85	208	178	314	309
Ciment	---	---	---	78	---	---	85	91	329	250	414	419
Autres	---	---	49	41	10	16	387	450	473	378	[illegible]	885
Transports et services	---	---	---	---	---	---	157	204	1.460	1.707	1.617	1.911
Agriculture	---	---	---	---	---	--	62	65	143	157	205	225
Ménages	3.180	3.378	4	9	--	---	252	331	366	409	3.802	4.127
Total	3.180	3.378	53	128	40	62	1.019	1.226	2.978	3.082	7.271	7.876

Sources et notes: Les données de consommation pour 1981 sont tirées du Rapport d'évaluation énergé[illegible] sauf pour l'énergie conventionnelle et l'électricité. L'électricité relevée est celle produite par l'ONE seulement. Celles de 1984 proviennent des chiffres de consommation fournis par le Ministère de l'énergie, sauf pour l'énergie conventionnelle, dont les chiffres proviennent, pour les deux années, des estimations de la mission basées sur les par. 1.6 et 1.7 du texte.

Tableau 1.4: CONSOMMATION TOTALE DE PRODUITS PETROLIERS
(en milliers de tonnes métriques)

	1980	1984	Taux de croissance annuel moyen 1980-84
GPL	284	348	5,2
Essence	371	337	(2,4)
Pétrole, lampant	57	58	0,4
Carburéacteur	244	205	(4,3)
Gasoil	1.056	1.142	2,0
Mazout	1.743	2.034	3,9
	3.755	4.124	2,4

Source: Ministère de l'énergie et des mines.

II. POLITIQUES ET INSTITUTIONS

2.1 Comme nombre de pays en développement, le Maroc a dû faire face à de graves difficultés économiques depuis 1980 (par. 3). Ces difficultés ont entraîné des compressions budgétaires et la réorganisation des priorités nationales. Au niveau du secteur énergétique, le Gouvernement a adopté l'objectif à long terme de réduire les importations énergétiques en s'efforçant de répondre aux besoins énergétiques suivant des méthodes de minimisation des coûts compatibles avec l'impératif de rentabilité économique générale.

2.2 Les principaux objectifs des pouvoirs publics dans le secteur énergétique peuvent se classer en trois catégories : demande, offre et organisation du secteur énergétique. Dans la catégorie de la demande, le Gouvernement a fixé trois priorités nationales : (a) la tarification à leur niveau économique des produits énergétiques afin d'encourager l'utilisation rationnelle de l'énergie par les consommateurs intermédiaires et finaux, (b) l'incitation à remplacer certains combustibles par d'autres lorsque cela est économiquement et techniquement justifié, et (c) la promotion de la conservation d'énergie dans l'industrie, les ménages et les transports en vue de réduire ou maîtriser le taux de croissance de la demande d'énergie.

2.3 Dans la catégorie de l'offre, on note trois priorités gouvernementales : (a) la mise en valeur des ressources énergétiques nationales, dans la mesure où cela est économiquement viable et où les ressources d'investissement sont disponibles, (b) la rationalisation de l'offre d'énergie grâce à l'amélioration de la gestion et des méthodes opérationnelles employées, l'intensification de l'entretien des équipements, la réduction du gaspillage ou des pertes, et au réaménagement ou à la réhabilitation du matériel et des installations existants, (c) encouragement à la participation des particuliers et des collectivités aux investissements d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures, de reboisement et gestion sylvicole, et enfin dans la mise en valeur des énergies renouvelables.

2.4 Pour ce qui est de l'organisation du secteur de l'énergie, les pouvoirs publics ont défini deux priorités nationales : (a) augmenter l'autofinancement des entreprises nationales dans le secteur de l'énergie, minimiser ou éliminer la dépendance à l'égard des transferts budgétaires, et (b) améliorer la planification et la coordination entre les organismes responsables de l'énergie, en particulier pour les questions clés tels que la définition des priorités d'investissement, la substitution de combustibles, la distribution d'électricité, la commercialisation des produits pétroliers et la conservation d'énergie.

A. Politiques relatives à la demande

2.5 L'étude sectorielle de 1982 avait déterminé que les prix intérieurs des produits pétroliers, à l'exception du GPL, étaient supérieurs aux prix de parité des importations, mais que les prix intérieurs du charbon étaient légèrement inférieurs. Les tarifs de l'électricité, qui devraient couvrir le coût marginal de l'approvisionnement à long terme, n'atteignaient que 48-77% de ce niveau et ne reflétaient pas les écarts de coût selon les utilisateurs et les régions. En général, le Rapport d'évaluation énergétique a proposé l'application des principes de la tarification économique des produits énergétiques en vue de donner aux divers groupes d'utilisateurs des signaux appropriés et des incitations pour la conservation et la substitution. Au cours de ces dernières années, les pouvoirs publics marocains ont déployé des efforts notables pour ajuster les prix du marché des produits énergétiques en fonction de l'évolution de leurs coûts économiques. Les prix des produits pétroliers ont été relevés au-dessus du coût de parité des importations. Bien que les tarifs de l'électricité aient été majorés, ils sont demeurés en-deçà de leurs coûts économiques et il reste encore à simplifier leur structure. Les prix intérieurs du charbon ont été sensiblement relevés, permettant ainsi de financer les investissements prévus dans le sous-secteur du charbon. La question des prix du GPL, cependant, n'a pas encore été résolue; les prix du GPL ont encore fléchi en-deçà de leur coût d'opportunité.

2.6 L'évolution réelle des prix intérieurs et d'importation entre 1982 et 1984 est présentée au Tableau 2.1. Les prix intérieurs exprimés en dirhams, à l'exception de ceux du GPL, ont sensiblement augmenté. Cependant les mêmes prix intérieurs exprimés en dollars ont reculé de façon plus ou moins prononcée, sauf ceux du mazout et du charbon d'origine locale qui ont progressé. Dans l'ensemble, cette évolution générale reflète les changements observés dans les prix d'importation, modifications dues à une dépréciation du dirham de 35% environ.

Tableau 2.1: EVOLUTION DES PRIX INTERIEURS ET D'IMPORTATION DE L'ENERGIE 1982-84
(en pourcentage)

Produit	Evolution des prix intérieurs		Evolution des prix d'importation
	(DH)	(dollars)	(dollars)
Essence	27,5	-16,3	-13,0
Pétrole, lampant	33,5	-12,4	-1,7
Gasoil	29,9	-14,8	-7,7
Mazout	69,0	10,9	18,2
Carburéacteur	0,9	-33,8	-10,6
Charbon importé	n.c.	n.c.	-4,3
Charbon local	65,7	9,0	-4,0

Source et définitions: Voir Tableau 2.2.

2.7 La comparaison entre les prix intérieurs de l'énergie exprimés en dollars et les coûts de parité des importations fait ressortir plusieurs points (Tableau 2.2) : (a) le rapport entre les prix intérieurs et les prix d'importation pour 1982 était supérieur à l'unité, pour tous les produits exception faite du GPL, (b) le rapport a baissé pour tous les produits en 1984, et (c) en 1984, le rapport était légèrement inférieur à l'unité, pour le pétrole lampant mais nettement inférieur à l'unité pour le GPL. Un rapport prix intérieurs/prix d'importation, inférieur à l'unité, reflète de lourdes subventions d'Etat à la consommation, subventions dont le montant est inversément proportionnel au rapport des prix. Le dernier point concerne particulièrement les consommateurs de GPL qui bénéficiaient d'une subvention depuis au moins 1982. Le montant de cette subvention est passé de 58 dollars par tep, soit 13% du coût d'opportunité en 1982 à 141 dollars par tep, soit 36% en 1984. Cette action visait à stabiliser les prix de détail (en dirhams) pour encourager la consommation de GPL, ce qui permettra de réduire la consommation de bois, principal combustible utilisé pour la cuisson des aliments. En revanche, le pétrole lampant n'était que partiellement subventionné en 1984 : 12 dollars par tep, soit seulement 3% de son coût d'opportunité. La détermination de la meilleure stratégie pour satisfaire les besoins des ménages en combustible pour la cuisson des aliments grâce à une subvention du GPL, du pétrole lampant ou bien des combustibles ligneux sera réalisée de facon empirique par l'étude proposée sur la stratégie à adopter en matière d'énergie à usage résidentiel (par. 4.3-4.11).

2.8 Une comparaison des tarifs d'électricité avec les coûts marginaux moyens à long terme, considérés comme étant le coût d'opportunité pertinent, a révélé que la consommation d'électricité avait été substantiellement subventionnée pour toutes les catégories d'utilisateurs en 1982. Les consommateurs d'électricité à basse tension, tels que les ménages n'ont eu à payer que la moitié du coût d'opportunité de l'électricité et les consommateurs d'électricité de haute tension, telles que les industries, environ trois quarts seulement du coût d'opportunité. Alors que le coût d'opportunité de l'électricité pour 1984 ne pouvait être calculé à partir des données disponibles, certains éléments d'information donnent à penser que le volume total de la subvention à la consommation d'électricité a peut être augmenté entre 1982 et 1984. Par exemple, les tarifs ont progressé en moyenne de 21% au cours de la période considérée alors que le coût du facteur de production qu'est le mazout, qui représente plus de la moitié des coûts d'exploitation pour la production d'énergie thermique, a augmenté de 69%. Par ailleurs, le mazout a été le seul combustible dont le coût d'opportunité a enregistré une hausse sur le marché international. Par conséquent, dans le cas fort improbable, où la subvention par unité d'électricité serait demeurée au niveau de 1982, le volume total des subventions pourrait bien avoir augmenté avec l'accroissement de la consommation d'électricité. En tous les cas, des efforts supplémentaires sont nécessaires pour faire correspondre les tarifs d'électricité au coût marginal à long terme de l'offre et permettre à l'ONE de financer 20% de son programme d'investissement, comme il en a été convenu avec la Banque

mondiale. Actuellement il semble que l'ONE ne soit pas en mesure d'atteindre cet objectif.

Tableau 2.2: PRIX DES PRODUITS PETROLIERS ET DU CHARBON ET PRIX DE PARITE EQUIVALENTS DES IMPORTATIONS
(par tep)

Produit	Novembre 1982				Novembre 1984			
	Prix intérieurs		Parité importé	Rapport prix intérieurs/ importations	Prix intérieurs		Parité importé	Rapport prix intérieurs/ importations
	(DH/tep)	($/tep)	($/tep)		(DH/tep)	($/tep)	($/tep)	
Essence	6149	981	410	2,36	7842	821	362	2,27
Pétrole lampant	2833	452	415	1,09	3782	396	408	0,97
Gasoil	3059	488	351	1,39	3977	416	324	1,28
Mazout	1498	239	187	1,28	2531	265	221	1,20
GPL	2413	385	443	0,87	2435	255	396	0,64
Charbon importé	1460	233	164	1,42	n.c.	n.c.	157	n.c.
Charbon local	560	89	100	0,89	928	97	96	1,01

Définitions :

1. Prix intérieurs : en DH/tep, ce sont les prix de gros par unité convertis en tep au moyen des facteurs de conversion indiqués ci-après; pour les prix en $/tep, on a utilisé les taux de change suivants : DH6,2676/$ en novembre 1982 et DH9,5512/$ en novembre 1984.
2. Parité des importations : Prix c.a.f. de novembre en dollars pour Mohammedia, multipliés par le facteur de conversion en tep, plus coûts de manutention intérieurs comme soit : essence, 5 c/litre; pétrole lampant, 10 c/litre; gasoil, 5 c/litre; mazout, $10/tonne; GPL, $115/tonne; charbon $20/tonne.
3. Facteurs de conversion, une tep est égale à : 1326 litres d'essence, 1243 litres de pétrole lampant, 1176 litres de gasoil, 1,06 tonne de mazout, 0,87 tonne de GPL, 1,69 tonne de charbon vapeur importé, 2 tonnes de charbon intérieur.
4. Caratéristiques produit : essence : 95 IOR, pétrole lampant : régulier, gasoil : 48-52 indice diesel, 0,5% soufre, mazout : fuel lourd, haute teneur en soufre, GPL : sous pression, charbon local : fines d'anthracite de Jérada : 5. 200 kcal/kg.

Sources :

1. Tous les chiffres de 1982 sont tirés du Rapport d'évaluation énergétique Tableau 3.1. Pour 1984, les prix intérieurs en dirhams ont été directement communiqués par le Ministère de l'énergie et des mines.
2. Les taux de change employés pour exprimer les prix intérieurs en dollars proviennent de International Financial Statistics.
3. Les prix des importations (c.a.f.) proviennent de la Banque mondiale, Département des analyses et projections économiques, Division des études et projections sur les produits de base.

2.9 En ce qui concerne la substitution entre combustibles, le rapport d'évaluation énergétique avait recommandé un examen périodique des plans d'approvisionnement en combustibles pour le sous-secteur électrique et le secteur industriel, afin exploiter au mieux les possibilités de substitution et de conservation. Depuis lors des mesures ont été prises pour influer sur l'utilisation de l'énergie dans les centrales thermiques, l'industrie et les ménages. Les plans visant à convertir le secteur industriel au gaz ont été mis en veilleuse car le rendement du gisement de Meskala a été nettement inférieur au volume de gaz qui avait été escompté. Toutefois, faute de mieux, un important effort de substitution du mazout par du charbon a été amorcé dans l'industrie et la production d'électricité. D'autres modifications seraient à attendre si des réserves importantes de gaz naturel sont découvertes à l'occasion de la prospection actuellement en cours ou si les prix internationaux du pétrole continuent de chuter.

2.10 L'ONE et les cimenteries ont été les chefs de file de ces efforts de conversion au charbon qui ont été motivés par deux principaux facteurs :

(a) L'écart de prix de plus en plus important entre le charbon et le mazout. En 1982, la parité d'importation du mazout était supérieure de 14% à celle du charbon. En 1984, cet écart est passé à 41% (Tableau 2.2). Cependant, la baisse persistante des prix du pétrole en 1985 ont peut être déjà réduit cette différence de coûts et pourrait freiner la mise en oeuvre d'efforts supplémentaires pour la conversion au charbon.

(b) Les investissements au titre de la conversion ont été relativement insignifiants dans plusieurs installations industrielles et thermiques, de l'ordre de 25 à 50 millions de dirhams, car leurs chaudières avaient déjà fonctionné au charbon dans le passé.

2.11 L'ONE a réalimenté au charbon l'Unité II (60 MW) de la centrale thermique de Roches Noires, en 1982; celle-ci consomme actuellement entre 150.000 et 200.000 tonnes de charbon par an. Les Unités III et IV (150 MW chacune) de la centrale de Mohammedia, presque terminées, entreront en service mi-1986, et à partir de 1986 ces deux unités consommeront 800.000 tonnes de charbon par an. La configuration des nouvelles unités de Mohammedia permettent à leurs turbines de fonctionner indifféremment au charbon, au gaz ou au pétrole en fonction des conditions du marché. L'industrie du ciment a entrepris sa conversion au charbon en 1983, en commençant par les cimenteries Cadem (Meknès) et Lafarge (Casablanca). Ces deux usines étaient déjà équipées de chaudières à charbon. Les conversions nécessitant de nouveaux équipements ont été introduites dans deux autres usines : Agadir en septembre 1984 et CIOR en février 1985. Les huit autres cimenteries se convertiront probablement au charbon dans le courant des prochaines années, en fonction de la disponibilité des ressources d'investissements, en fonction du ratio coûts/bénéfices associé aux investissements effectués dans chaque installation au titre

de la conversion et, étant donné la baisse récenté des prix du pétrole, en fonction du differentiel de cout entre le fuel et le charbon, la mission recommande donc que l'allocation des ressources d'investissements ait un rang hautement prioritaire dans le cadre du plan de développement 1986-90, afin d'achever le processus de conversion au charbon dans l'industrie du ciment. Une telle action, toutefois, devrait être soigneusement harmonisée avec le Plan d'action houiller, conçu pour organiser la conversion au charbon, les importations et le transport de manière plus coordonnée.

2.12 Les pouvoirs publics ont à juste titre placé la substitution de combustibles dans le secteur résidentiel au rang des priorités nationales. La forte consommation de bois de feu par les ménages, en particulier dans les régions rurales, est la cause principale de la dégradation rapide des ressources sylvicoles dans certaines zones. Parmi les voies à explorer, notons l'encouragement des programmes agro-forestiers villageois et le remplacement, justifiable d'un point de vue économique, du bois de feu par le pétrole lampant, le GPL et les déchets agricoles ou bien les ordures ménagères (par. 2.15).

2.13 Le Gouvernement du Maroc a encouragé l'utilisation de GPL comme principal substitut de la biomasse pour satisfaire les besoins en énergie des ménages pour la préparation des aliments, et la consommation de GPL a augmenté au rythme annuel de 5,1% au cours des dernières années tandis que celle des autres produits pétroliers a généralement stagné.

2.14 Afin de stabiliser les prix du GPL, les pouvoirs publics construisent une vaste installation de stockage dans des caves de sel en vue de constituer des stocks régulateurs et d'atténuer ainsi les fluctuations saisonnières des prix du GPL sous pression. Pour réduire la subvention du GPL, les autorités envisagent d'importer du GPL réfrigéré beaucoup moins coûteux, car il peut être transporté en vrac par cargos de 30.000 tonnes, alors que le GPL sous pression se transporte par cargos de 2.000 tonnes. Si cette conversion a lieu, la parité d'importation baisserait de 13%. Néanmoins, en raison du prix intérieur fortement subventionné du GPL, il subsisterait un écart de quelque 26% avec la parité d'importation. En dépit de cette subvention généreuse, estimée à 55 millions de dollars environ en termes économiques, le prix actuel du GPL (35 dirhams pour la bouteille de 13 kg) reste encore inabordable pour de nombreux ménages, en particulier dans les régions rurales. En fin de compte, il convient de noter que, l'encouragement de la consommation d'un combustible aussi fortement subventionné que le GPL ne peut que greverr encore plus le budget national.

2.15 Il importe donc de rechercher une autre solution de remplacement viable, et le pétrole lampant semble être une option possible. Les parités d'importation du GPL et celle du pétrole lampant par tep, sont à peu près identiques (Tableau 2.2). Cependant, plusieurs facteurs semblent donner un avantage décisif au pétrole lampant : (a) les foyers à pétrole sont simples, moins coûteux et plus faciles à entretenir, (b) le système de distribution et le stockage du pétrole lampant par les ménages

sont moins complexes, et (c) le prix intérieur du pétrole lampant est pratiquement égal à son coût économique, de sorte que l'encouragement à la consommation de pétrole lampant n'alourdira pas la charge du budget national. Par tep, néanmoins, le prix de gros intérieur du pétrole lampant a été constamment supérieur au prix correspondant du GPL. Alors que le différentiel de prix en 1982 était de 17%, en 1984, il atteignait 55%. Sur la base de ces considérations, la mission recommande de réaliser une étude de stratégie pour l'énergie à usage domestique, afin de déterminer le marché potentiel d'autres produits de remplacement, d'examiner les moyens d'approvisionnement et de stockage les moins coûteux et de mettre au point des circuits de distribution efficaces (par. 4.9-4.11).

2.16 Sur la base des recommandations du Rapport d'évaluation énergétique de 1982, les pouvoirs publics ont également lancé une série de mesures de conservation d'énergie. Une campagne pour la conservation d'énergie a été lancée au début de 1984 afin de sensibiliser le public à la nécessité de réduire le gaspillage d'énergie et d'économiser l'électricité et l'essence. En outre, des mesures plus spécifiques ont été adoptées, notamment le raccourcissement de la semaine de travail à cinq jours, le resserrement de la grille horaire des programmes de télévision, l'avancement définitif de l'heure officielle de 60 minutes afin de déplacer la charge de pointe dans la consommation d'électricité, et l'application de certains délestages sélectifs dans les installations agricoles et industrielles pendant les heures de pointe de la soirée. Bien que cette dernière mesure semble permettre des économies d'énergie, elle pourrait provoquer des problèmes de production dans les établissements concernés. On ignore dans quelle mesure des initiatives ont affecté la consommation d'énergie, en particulier l'électricité, mais on estime que la semaine de cinq jours réduira la demande de 30 à 40 MW pendant la pointe de charge et que l'avancement de l'heure de 60 minutes réduira la consommation de quelque 30 MW en été et de 60 MW en hiver. Comme on l'a déjà mentionné, l'ampleur d'une nouvelle réduction de l'élasticité de la demande d'énergie par rapport au PIB attestera de l'efficacité de ces mesures.

2.17 Nonobstant ces efforts, il semble qu'il reste encore beaucoup à faire au niveau de la conservation d'énergie dans l'industrie et les services. Dans l'industrie, une étude récente de Transenerg portant sur douze usines, et deux mines a laissé entrevoir qu'il existe des possibilités de réaliser des économies d'énergie de l'ordre de 10 à 60% dans ces unités de production. Le MEM estime que ces taux varient seulement entre 10 et 20%. L'étude, cependant, n'a pas procédé à une estimation des économies qui en résulteraient en termes de devises. Fait plus important encore, l'étude n'a pas estimé les investissements nécessaires, ni leurs taux de rentabilité correspondants. Le MEM est d'avis que, dans la plupart des cas, les économies d'énergie qu'entraîneraient ces mesures de conservation permettraient de rembourser les investissements requis en l'espace de trois ans environ, ce qui laisse supposer des taux de rentabilité attrayants. Une nouvelle loi introduite dans le code d'investissement industriel de janvier 1983 offre aux investisseurs 500 dirhams

par tep économisée à la suite d'investissements effectués dans des équipements permettant des économies d'énergie, jusqu'à un maximum de 20% de la valeur de l'investissement total. Dans le secteur des transports cependant, les efforts consentis pour conserver l'énergie ont été très limités, voire inexistants.

2.18 Dans le secteur des services, les bâtiments commerciaux et les hôtels offrent des possibilités d'économie d'énergie au niveau du chauffage de l'eau, de l'éclairage, de la climatisation et des plans de construction. Les hôtels consomment à eux seuls environ 50 millions de dirhams de produits énergétiques, dont 20% pourraient être économisés grâce à des investissements dans des dispositifs d'économie d'énergie amortissables en trois ans au maximum. Les progrès de la conservation d'énergie dans les bâtiments commerciaux et les hôtels ont été lents, en partie parce que le secteur a été informé tardivement sur les possibilités d'économiser de l'énergie et en partie faute d'incitations financières directes.

B. Politiques relatives à l'offre

2.19 La gravité de la situation économique et la hausse de la facture des importations d'énergie ont conduit les pouvoirs publics à redoubler leurs efforts pour mettre en valeur les sources d'énergie nationales et pour encourager les investisseurs potentiels. Des plans ambitieux ont donc été élaborés pour exploiter un large éventail de ressources énergétiques nationales : construction de nouveaux sites hydroélectriques, expansion de la production houillère, intensification de l'exploration des hydrocarbures et exploitation du potentiel éolien, solaire et nucléaire.

2.20 Bien que l'utilisation de toutes ces ressources soit techniquement possible et que les techniques d'exploitation soient au point, il subsiste cependant des obstacles gigantesques qui ont entravé leur mise en valeur. Premièrement, les options disponibles n'étaient pas toutes économiquement viables. Deuxièmement, les capitaux nécessaires ont été difficiles à réunir. Par exemple, les gisements de schistes bitumineux sont de loin la première ressource énergétique du pays, mais ils ne sont pas économiquement viables par rapport au pétrole brut, lorsque celui coûte moins de 35 dollars le baril. Pour bénéficier d'économies d'échelle, le développement de l'énergie nucléaire nécessite des investissements énormes au-delà des ressources financières du Maroc. En ce qui concerne les énergies renouvelables, leur potentiel se limite à des sites et du matériel spécifiques. On a l'impression que, contrairement à la fiabilité des sources d'énergie commerciale, les énergies renouvelables sont des sources d'énergie "ponctuelles". Des contraintes particulières limitent en outre la mise en valeur de certaines sources d'énergie renouvelable : nécessité d'entretien fréquent pour les éoliennes, barrières commerciales et institutionnelles

auxquelles se heurtent les chauffe-eau solaires, et coûts élevés pour la préparation et la construction des sites hydroélectriques.

2.21 Face à ces obstacles freinant les nouveaux investissements, les pouvoirs publics ont principalement porté leur attention sur l'amélioration de l'efficacité des ressources et installations existantes. Dans le domaine de l'hydroélectricité, par exemple, la nécessité d'optimiser l'utilisation des sites hydroélectriques existants en améliorant la gestion et/ou les méthodes employées a été soulignée. C'est pourquoi le Ministère de l'équipement a soumis une demande d'assistance pour la construction d'un modèle d'optimisation visant à mieux gérer les installations en place et augmenter ainsi la production d'électricité. Pour ce faire, une assistance technique est proposée (par. 4.12-4.13). Depuis 1980, l'ONE, conscient de la nécessité d'atténuer les pertes dans le réseau de transport et de distribution, a introduit plusieurs mesures dans ses centrales en vue de réduire les pertes d'énergie. On n'a cependant procédé à aucun examen systématique des possibilités de réduction des pertes de transport et de distribution d'électricité. Les données préliminaires de 1980-84 indiquent que les pertes de transport sont restées au même niveau (7%) alors que les pertes de distribution ont varié d'une province à l'autre et à l'intérieur des provinces. Dans le premier cas, par exemple, en 1983, les pertes de distribution étaient estimées à 5% dans la province de Kénitra et à 8% dans la province de Rabat. Dans la province de Rabat, en 1976-81 les pertes de distribution dans les zones urbaines étaient de 6% et dans les zones rurales de 8%. Une assistance technique est recommandée afin d'examiner les possibilités de réduire les pertes de transport et de distribution et d'identifier les investissements nécessaires pour obtenir ces améliorations (par. 4.16). La Banque mondiale a récemment approuvé l'octroi d'un prêt au Gouvernement du Maroc pour lui permettre de renouer les installations, améliorer la gestion et accroître la production dans les mines de charbon de Jérada. Le projet envisage de faire passer la production de son niveau stationnaire actuel de 750.000 tonnes par an à environ 1 million de tonnes par an d'ici 1988.

2.22 L'évaluation énergétique de 1982 a appuyé les efforts gouvernementaux en cours destinés à promouvoir de nouvelles co-entreprises pour l'exploration du gaz et du pétrole. Parallèlement, l'évolution de l'économie marocaine depuis lors a démontré que, en dépit des efforts concertés des pouvoirs publics visant à développer la production énergétique nationale, le secteur public n'est pas en mesure de réaliser tous les investissements potentiels. Le rôle des entreprises privées, locales ou étrangères, s'est donc trouvé renforcé. On a reconnu que le secteur privé peut fournir les capitaux, les connaissances techniques et les aptitudes de gestion parfois difficiles à réunir par les pouvoirs publics. L'intervention du secteur privé est donc de plus en plus recherchée pour remplacer et/ou compléter les ressources publiques dans plusieurs sous-secteurs de l'énergie. Les dépenses au titre de l'exploration pétrolière sur terre et en mer sont passées de 43 millions de dollars en 1981 à 95 millions de dollars en 1984. La moitié des dépenses a été couverte par l'ONAREP (avec un financement partiel de la Banque

mondiale) et l'autre moitié par des capitaux étrangers. Suite à cette hausse, le Gouvernement du Maroc prévoit de lancer des mesures visant à encourager d'autres programmes d'exploration, notamment sur le littoral atlantique. A partir des analyses, des études géologiques et géophysiques existantes, une enquête sur les possibilités nationales en matière d'hydrocarbures sera réalisée pour plusieurs régions du pays, dans le cadre du projet pétrolier de la Banque mondiale actuellement en cours.

2.23 Une nouvelle série d'accords d'exploration a été signée avec de grandes compagnies comme Amoco, Arco, Mobil, Esso Princeton Geophysics, Pennzoil, B.H.P. et CIPC. Deux mesures prises par les pouvoirs publics ont rendu ces accords plus attrayants pour les compagnies étrangères :

(a) un nouveau Code des Hydrocarbures qui offrira d'importants avantages fiscaux aud investissements pétroliers, a été mis au point par une commission interministerielle spéciale et il est actuellement soumis à l'appréciation du Gouvernement avant présentation pour ratification au Parlement; et

(b) un programme promotionnel financé par la Banque mondiale comprend la collecte, l'interprétation et la présentation de données d'exploration portant plusieurs régions (au large des côtes atlantiques sud, au large d'Essaouira, les côtes de Souss, les Hauts-Plateaux Tadla, le Pré-Rif, les Beni Znassen et le Sud-atlassique).

2.24 Les possibilités d'une participation du secteur privé dans la mise en valeur des énergies renouvelables sont relativement encourageantes, mais cette participation est tributaire de sites et d'équipements spécifiques. Des éoliennes desservent déjà les petits exploitants agricoles vivant dans des régions reculées, bien que des problèmes d'entretien freinent les progrès dans ce domaine. Dans certaines régions jouissant d'un régime éolien particulièrement favorable (le Nord-est ou le Sud-ouest), il semble qu'il soit possible d'exploiter encore davantage cette énergie en utilisant des aérogénérateurs, qui nécessitent moins d'entretien que les moulins à vent. De même les possibilités d'exploiter l'énergie solaire pour des usages divers sont reconnues depuis longtemps, mais les progrès à l'échelle commerciale doivent provenir du secteur privé. Les perspectives d'utilisation de l'énergie solaire pour le chauffage de l'eau semble être relativement plus prometteuses dans le secteur commercial, particulièrement dans l'hôtellerie et dans les édifices publics. Toutefois l'industrie privée locale, fabriquant les chauffe-eau solaires est encore dans ses années de balbutiement, et son avenir est incertain étant donné les difficultés que présentent les collecteurs solaires. Les collecteurs fabriqués localement sont en général de conception et de qualité médiocres, tandis que les collecteurs importés ne sont souvent ni de conception la plus adaptée ni abordables d'après les normes locales. Depuis 1980, le marché marocain des chauffe-eau solaires stagne, et la surface totale couverte par des collecteurs est restée inférieure à 2.000 m^2/par an. En outre,

alors que le coût en dollars par mètre carré de collecteurs importés est peut-être resté inchangé dans l'ensemble depuis 1982, la dépréciation du dirham a porté le coût des collecteurs importés de 2.500 dirhams le mètre carré en 1982, à l'époque de l'évaluation énergétique, à 4.000 dirhams le mètre carré en 1985. En conséquence, certaines entreprises locales ont dû fermer.

2.25 La participation du secteur privé au reboisement et à l'aménagement forestier pourrait également être de grande envergure. La mise en valeur des forêts dépendait jusqu'à présent presque exclusivement des plantations industrielles gérées par l'Etat, avec la conséquence naturelle que très peu de progrès ont été réalisés dans l'aménagement des forêts commerciales. Par ailleurs, les allocations actuelles de ressources au secteur forestier ne permettent qu'un reboisement partiel. De ce fait, près de 20.000 ha de forêts ont été déboisés chaque année depuis 15 ans. Les pouvoirs publics reconnaissent la gravité de la situation, mais les contraintes financières auxquelles elles sont confrontées ne leur permettent pas d'accroître les ressources affectées au secteur, comme l'avait recommandé le Rapport d'évaluation énergétique. Une des approches possibles pour accroître les ressources affectées à la mise en valeur des forêts, serait d'accroître les prix de tous les produits ligneux. En attendant, la participation active du secteur privé au reboisement et à l'aménagement forestier pourrait offrir une autre solution de rechange viable qui n'exclurait pas nécessairement la première, particulièrement si des réformes sont adoptées en vue d'établir un cadre de référence pour les initiatives du secteur privé.

C. Organisation du secteur de l'énergie

2.26 Bien que le Gouvernement du Maroc ait déployé des efforts louables pour ajuster les prix intérieurs de l'énergie en vue d'encourager les économie d'énergie, il n'en a pas moins été nécessaire d'effectuer des transferts budgétaires au profit des entreprises publiques d'énergie, comme l'ONE, l'ONAREP et les CdM. L'un des objectifs prioritaires des pouvoirs publics est à présent de réduire au minimum ou de supprimer lesdits transferts. Pour ce faire, les entreprises publiques d énergie doivent devenir financièrement autonomes. L'autonomie financière entend la couverture des coûts de production, des frais opérationnels ainsi que des coûts d'investissement. Les difficultés financières de certaines de ces entreprises sont liées en grande partie aux arriérés de l'Etat. Les raffineries connaissent une situation difficile depuis plusieurs années en raison des lourds arriérés dûs par la Caisse de compensation (1,15 miliard de dirhams pour la seule année 1984). En outre, les compagnies de distribution de produits pétroliers se heurtent également à de sérieux problèmes d'arriérés de paiements dûs par d'importantes institutions publiques comme l'ONE, Royal Air Maroc et les Forces armées. De ce fait, les compagnies de distribution ont épuisé leurs stocks qui sont à un niveau trop bas pour maintenir la sécurité même de l'approvisionnement. La restructuration financière est devenue

une priorité urgente pour les pouvoirs publics, non seulement dans le secteur de l'énergie, mais également dans d'autres secteurs de l'économie. Sur le plan opérationnel, l'autonomie financière des entreprises publiques leur donnerait la possibilité de fixer le prix de leurs produits de manière à couvrir leur coût économique et à auto-financer leurs investissements.

2.27 Dans le sous-secteur de l'électricité, un corollaire important de la tarification sur la base du coût marginal à long terme serait d'améliorer les possibilités pour l'ONE d'auto-financer ses futurs projets d'investissement. Cela réduirait au minimum la nécessité d'effectuer des transferts budgétaires qui ne sont pas clairement définis à l'heure actuelle, car ils sont classés soit dans les dépenses de fonctionnement soit dans les dépenses d'investissement et partant, ne favorisent pas l'application de bonnes méthodes de gestion et/ou procédures budgétaires. En rendant les entreprises publiques d'énergie comme l'ONE, financièrement indépendantes, on pourrait également améliorer leurs résultats, leur efficacité économique et réduire au minimum la charge financière qu'elles représentent pour le budget national.

2.28 Un autre nouveau sujet de préoccupation pour les pouvoirs publics est la nécessité d'améliorer la planification de l'énergie et la coordination de l'énergie entre les organismes concernés. Dans plusieurs sous-secteurs, il n'est pas rare que les intérêts d'une ou plusieurs institutions se chevauchent et s'opposent, débouchant sur des décisions incohérentes et souvent contradictoires, l'utilisation irrationnelle des ressources, des réponses tardives à des problèmes urgents ou sur une définition imprécise des responsabilités. Les exemples de chevauchement des responsabilités abondent dans quasiment tous les secteurs. Concernant la distribution de l'électricité, les responsabilités sont partagées entre l'ONE et les Régies qui fonctionnent sous la tutelle du Ministère de l'intérieur. Le CDRE, le Ministère de l'agriculture et le Ministère de l'intérieur interviennent tous dans le domaine des énergies renouvelables. Pour ce qui est du bois de feu, le Ministère de l'agriculture et le Ministère de l'énergie sont concernés. L'hydroélectricité relève du Ministère de l'agriculture et du Ministère de l'équipement. Il y a toutes les raisons pour tenter de faire plus avec moins dans le secteur de l'énergie. Dans la mesure du possible, il importe d'intensifier les efforts afin d'éviter tout double emploi ou un chevauchement des responsabilités des divers organismes du secteur.

2.29 Comme il a été recommandé dans le Rapport d'évaluation énergétique, le Gouvernement a essayé de définir clairement les rôles respectifs de l'ONE et des Régies en adoptant un nouveau code de l'électricité qui énonce les responsabilités des principales institutions dans un système intégré. Le Gouvernement tente également de standardiser le matériel et les pièces détachées pour simplifier la coordination du processus d'entretien et réduire les coûts relatifs au minimum. Les pouvoirs publics aimeraient également identifier les cas de double emploi et les lacunes existant dans le réseau de distribution d'énergie

électrique. A cette fin, une étude visant à réduire les pertes techniques et non techniques d'énergie dans le transport et la distribution est envisagée (par. 4.16).

2.30 En vue de renforcer ses capacités de planification centralisée des investissements énergétiques, le Ministère de l'énergie et des mines (MEM) a mis en place une cellule de planification grâce au concours financier et à l'assistance technique de l'USAID. La cellule a élaboré un système d'appui à la planification, doté de micro-ordinateurs pour l'évaluation des projets énergétiques et la définition de stratégies susceptibles de faciliter l'élaboration d'un Plan de développement pour le secteur de l'énergie. Les informations pertinentes sur 121 projets énergétiques dans 25 activités ont été quantifiées et placées dans le système pour produire une évaluation rapide, systématique et tenant compte des effets sur toute l'économie des options possibles. La base de données pour cette analyse couvre la période 1980-81. Le Maroc entre maintenant dans la phase de préparation d'un nouveau programme d'investissement, il est donc urgent de mettre à jour la base de données du projet, de réexaminer certaines des hypothèses fondamentales et de reformuler des mesures de politique générale conformes à l'évolution des conditions internes et externes du secteur énergétique du Maroc. Le MEM, toutefois ne tire pas pleinement partie de services de la cellule de planification. A en juger par son personnel actuel, la cellule ne reçoit pas l'attention qu'elle mérite. L'affectation d'un personnel plus qualifié lui permettrait d'augmenter le rôle actuel, qui consiste à assurer la formation complémentaire, pour devenir un organe efficace capable de prendre des décisions rationnelles pour les investissements en se fondant sur des critères systématiques.

III. INVESTISSEMENTS ENERGETIQUES

3.1 La capacité de production du secteur de l'énergie à un moment donné est le produit d'investissements énergétiques cumulatifs. Ces investissements vont au-delà de l'expansion de la production directe d'énergie pour inclure les activités de manutention, stockage et transport des produits énergétiques locaux et d'importation. Les investissements correspondant à ces types d'activité d'appui sont généralement considérés comme des investissements "d'infrastructure" et relèvent au Maroc du Ministère de l'équipement, du Ministère des transports et du Ministère de l'agriculture. Cependant, du fait que ces investissements affectent directement les résultats du secteur de l'énergie, il importe de les considérer, du moins à ces fins de planification, comme des investissements énergétiques. Tandis que le Plan 1981-85 touche à sa fin et que commence le Plan 1986-90, le présent chapitre aborde le secteur de l'énergie sous un double aspect, à savoir les investissements réalisés et les investissements prévus.

A. Investissements énergétiques réalisés

3.2 Le Gouvernement est en train de rassembler et préparer les données permettant de comparer les investissements énergétiques déjà réalisés aux objectifs fixés au début du Plan 1981-85. Les objectifs indiquent un total de 9,3 milliards de dirhams répartis entre quatre sous-secteurs de la façon suivante : 48% pour l'électricité, 36% pour les hydrocarbures, 13% pour les schistes bitumineux et 3% pour le charbon. Les chiffres disponibles sur les investissements réalisés à la fin de 1984, et les investissements en cours en 1985, ne peuvent être facilement comparés aux objectifs initiaux. Cela tient au large éventail des bases de prix que reflètent ces chiffres. Alors que les objectifs étaient exprimés en prix constants de l'année où le Plan a été formulé, les chiffres relatifs aux investissements réalisés ou en cours portent sur les investissements annuels accumulés, en prix courants du marché. Pour faire une comparaison appropriée, il faudra donc attendre la déflation adéquate des chiffres relatifs aux investissements réalisés.

3.3 Toutefois, il est possible de parvenir à des conclusions provisoires avec les données incomplètes actuellement disponibles. A la fin de 1985, on aura réalisé au total près de 7,2 milliards de dirhams d'investissements énergétiques aux prix du marché au cours de la période 1981-85. La première conclusion est donc que le déficit enregistré dans la réalisation des investissements prévus a dû être nettement supérieur au chiffre de 20% qui aurait été obtenu en comparant mécaniquement 7,2 milliards de dirhams avec l'objectif du plan (9,3 milliards de dirhams). Avec une hausse moyenne des coûts des facteurs atteignant au moins 10% par an en 1981-85, et étant donné que l'échéancier des investissements énergétiques n'est en général pas connu à l'heure actuelle, il serait plutôt surprenant que le déficit, en termes courants,

se chiffre à moins de 40% des objectifs du Plan. Ce déficit relativement important semble être compatible avec une situation économique qui ne fait qu'empirer et l'aggravation des contraintes financières depuis l'élaboration du Plan. Néanmoins, la situation varie considérablement pour chaque sous-secteur.

3.4 Comme nous l'avons déjà indiqué, le sous-secteur de l'électricité devait, d'après les prévisions, absorber la part la plus importante du total des investissements prévus, soit près de la moitié. Les calculs grossiers de la mission suggèrent provisoirement que le déficit d'investissements dans le sous-secteur de l'électricité sera probablement du même ordre de grandeur que celui du secteur de l'énergie dans son ensemble. Pour cette raison, l'électricité va probablement finir par absorber la moitié environ du total des investissements énergétiques réalisés au cours de la période 1981-85 du Plan. Le sous-secteur des hydrocarbures devait absorber un tiers environ. Bien que ce secteur enregistrera probablement un déficit d'investissement d'environ 20%, il est probable que sa part relative soit plus élevée que prévu (près de 50%). Cette hausse tient à une modification des priorités d'investissement au détriment des schistes bitumineux, conformément aux recommandations du Rapport d'évaluation énergétique. Jusqu'ici, seuls des investissements modestes ont été effectués dans le sous-secteur des schistes bitumineux et du charbon, dont la valeur combinée ne dépasse pas plus de 4% de la totalité des investissements énergétiques réalisés. Certes, le déficit des dépenses d'investissement est un élément positif dans le cas des schistes bitumineux, mais représente un problème grave en ce qui concerne la mise en valeur du charbon, car il retarde encore plus la réalisation des objectifs fixés pour la production houillère à court terme, ce qui à son tour aboutit à des importations de charbon plus importantes que prévu. Etant donné que les combustibles ligneux relèvent normalement du domaine sylvicole, les investissements à ce titre feront partie des investissements agricoles. Dans la mesure où les combustibles ligneux représentent une part importante des ressources énergétiques intérieures, les investissements forestiers devraient être analysés, en partie du moins, dans le cadre des investissements énergétiques. Des données de ce genre ne sont pas intégrées aux flux de renseignements du MEN.

3.5 Au sein de chaque sous-secteur, des variations sensibles entre les objectifs et les réalisations, en ce qui concerne les investissements dans chacune des composantes, vont probablement apparaître. Ainsi, dans le sous-secteur de l'électricité, c'est l'hydroélectricité qui a enregistré les plus forts déficits par rapport aux investissements prévus au Plan. En revanche, la distribution et l'électrification en milieu rural ont quasiment atteint les objectifs visés. Dans le sous-secteur des hydrocarbures par contre, le raffinage et l'exploration vont pratiquement atteindre leurs objectifs, cependant dans le cas du raffinage les dépassements de coûts seront très substantiels. La distribution et les installations de GPL, en revanche, n'atteindront probablement pas leurs objectifs, et le déficit sera particulièrement important dans le cas du GPL. Cette situation peut s'expliquer par les vastes transferts

implicites effectués pour subventionner la consommation de GPL, à quoi s'ajoute le fait que les pouvoirs publics, devant l'écart grandissant entre les prix du GPL et son coût économique, sont peu disposés à poursuivre des investissements qui grèveraient en permanence le budget de l'Etat.

B. Stratégie des investissements énergétiques

3.6 Le Maroc élabore actuellement son prochain programme d'investissement; le moment est donc opportun pour examiner les grandes lignes qui se dessinent pour les investissements prévus dans le secteur de l'énergie. Pour mener à bien cet examen, il faudrait d'abord établir un cadre systématique en vue d'évaluer chacun des investissements énergétiques par rapport à l'autre et les classer en fonction de critères préalablement convenus. Nonobstant les grandes lignes de la politique énergétique élaborée par les autorités et esquissée au Chapitre 2, il resté nécessaire d'instituer un cadre global qui ne se borne pas à donner une liste des options de politique générale possibles mais compare les coûts et avantages sociaux associés à de telles options. L'absence de critères globaux au niveau du secteur tout entier permettant d'orienter le classement et le choix des projets d'investissement dans le secteur de l'énergie devient de plus en plus aigüe, et la nécessité de tels critères devient tout particulièrement urgente, lorsque les autorités sont confrontées à de nombreuses pressions exercées sur les ressources d'investissements à une époque de sérieuses contraintes financières. Seul un nombre limité de projets peuvent être retenus. Les critères de sélection doivent être aussi systématiques que possible.

3.7 La récente installation au MEM d'un modèle de planification énergétique informatisé est certainement un pas dans la bonne direction. Toutefois, pour que le modèle devienne l'outil de planification efficace qu'il est censé être, il faudrait tout mettre en oeuvre pour sensibiliser les responsables de haut niveau au MEM et ailleurs aux utilisations et applications possibles d'un tel modèle. Ce n'est qu'alors, qu'il sera possible de susciter une demande notable pour les services de la cellule de planification énergétique, et alors seulement le modèle pourra être intégré au processus de prise de décisions du secteur de l'énergie.

3.8 Toutefois, comme il a été reconnu dans la conception du modèle de planification énergétique existant, il n'y a pas de solution facile. L'établissement de critères d'investissement est un procédé généralement sujet à controverse pour trancher les cas de pressions concurrentes sur les ressources et négocier les solutions les plus satisfaisantes. Les principes économiques et politiques, et le bien-être social sont autant de facteurs pris en considération dans l'élaboration de critères d'investissement, pour opérer des choix soit entre les grands secteurs de l'économie nationale soit au sein de chacun de ces secteurs. Pour que ces critères soient efficaces dans l'allocation des ressources nationales,

ils doivent émaner du processus politique local. Ces critères sont recherchés actuellement.

3.9 En ce qui concerne le secteur de l'énergie, des directives pour la formulation des orientations et les choix en matière d'investissements seront probablement modelés sur les principes suivants :

(a) mis à part les ajustements de prix, la poursuite de politiques de gestion de la demande d'énergie ne peut être réalisée que dans le cadre du programme d'investissements énergétiques. Les investissements représentent la courroie de transmission permettant soit de réaliser des substitutions de combustibles (en modifiant le matériel existant, en mettant au point un équipement adaptable, ou en construisant l'infrastructure indispensable) soit d'économiser de l'énergie (grâce au rééquipement industriel, à l'amélioration des équipements, et au réglage de précision, etc.);

(b) l'amélioration de l'efficacité de l'approvisionnement pourrait faire appel à des investissements dans la conception d'équipement modifié ou dans la restructuration et/ou la réorganisation d'accords de production existants;

(c) en ce qui concerne la mise en valeur des ressources énergétiques nationales, les critères requis devraient présenter clairement les coûts et avantages des ressources disponibles : ressources forestières, hydrauliques, hydrocarbures, charbon, schistes et énergies renouvelables.

3.10 Etant donné la situation de l'économie marocaine, il semble raisonnable d'établir le rôle objectif de la stratégie énergétique en termes de minimisation du coût de l'énergie pour l'économie dans son ensemble. Pour ce faire, il faudra comparer les coûts économiques des importations de produits énergétiques commerciaux avec ceux de la production intérieure d'énergie à partir des sources d'énergie conventionnelles, commerciales ou renouvelables et/ou de l'énergie économisée dans les installations de production existantes. Bien qu'il soit possible de calculer les coûts économiques des différentes options faisables au moyen d'une méthodologie rigoureuse basée sur la notion de coûts sociaux, une approche pragmatique fondée sur des coûts calculés de façon plus approchée semble plus réaliste. Ainsi, tout en minimisant le coût d'investissment total, les investissements dans la production d'énergie et les mesures d'économie d'énergie doivent aller de pair et former un système cohérent basé sur une estimation approchée du coût d'investissement par unité d'énergie produite/économisée. En ce qui concerne les ressources d'investissement, il revient au même d'allouer 1 million de dirhams à la production d'énergie supplémentaire que d'économiser 1 million de dirhams sur l'utilisation de l'énergie existante. Il se produit toutefois une différence pour le bilan énergétique. Pour permettre de généraliser le cadre de référence existant pour le classement des investissements énergétiques sur une échelle nationale, la mission

recommande que la cellule de planification énergétique du MEM organise et mette à jour ses fichiers de données sur les points suivants :

(a) les coûts d'investissement et d'exploitation associés au possibilités de substitution de combustibles et le flux subséquent d'économies de devises au même niveau de production d'énergie;

(b) les coûts d'investissements et d'exploitation par tep économisés grâce à l'introduction de mesures de conservation d'énergie dans les principaux sous-secteurs, et le flux consécutif d'économies de devises;

(c) les coûts d'investissements et d'exploitation par tep produite grâce aux mesures visant à améliorer l'efficacité de l'approvisionnement en produits énergétiques; et

(d) les coûts d'investissements et d'exploitation par tep produite à partir d'autres sources d'énergie nationales.

3.11 Avec de tels renseignements, il serait possible d'établir un programme de mise en valeur économique d'énergie au moindre coût, qui incorporerait les aspects décrits ci-dessus de la demande et de l'offre d'énergie dans un tout. Il sera alors possible d'orienter les investissements de façon rationnelle, compatible avec une demande croissante d'énergie et l'amenuisement continu des ressources.

C. Investissements énergétiques prévus

3.12 La quasi-totalité des investissements énergétiques prévus au Maroc actuellement vise l'accroissement de la production d'énergie. De ce fait, ils ne tiennent pas compte de l'expérience d'un nombre de pays qui avait suggéré que les investissements visant l'amélioration de l'efficacité énergétique coûtent considérablement moins par tep économisée, et que leurs délais d'obtention de résultats sont nettement plus courts. Ces investissements sont potentiellement viables tant dans les unités de production d'énergie que chez les consommateurs d'énergie. Ils couvrent plusieurs options telles que la substitution de combustibles, conservation, révision des équipements, la restructuration et la réorganisation. Pour cette raison, il semble que le programme actuel de développement de l'énergie au Maroc n'a pas emprunté la voie du moindre coût. Pour remédier à cette lacune, les investissements au titre de l'efficacité énergétique devraient être intégrés dans la formulation du plan actuel. La mission recommande donc fermement l'introduction d'une mesure visant à affecter un certain pourcentage des ressources totales allouées aux investissements énergétiques, à l'amélioration de l'efficacité énergétique. Ce pourcentage peut être déterminé par un processus itératif à l'instar d'autres pays.

3.13 Les détails de cette allocation budgétaire aux investissements de conservation d'énergie devraient émaner de la mise à jour recommandée au paragraphe 3.10, points (a), (b) et (c). Dans les paragraphes suivants, toutefois, les options d'investissements visant à développer les ressources énergétiques sont identifiées et des recommandations sont formulées. Ces investissements portent sur la sylviculture, l'hydro-électricité, le charbon, les hydrocarbures, les schistes bitumineux et les énergies renouvelables non ligneuses. Des investissements pour l'énergie nucléaire ne sont pas encore prévus. Cependant la convention signée avec SOFRATOME démontre l'interêt du Gouvernement à poursuivre des études de faisabilité et identifications de sites pour le développement de l'énergie nucléaire.

3.14 Bois de feu. Pour que les investissements en matière de bois de feu portent leurs fruits, ils doivent tenir compte des contraintes financières et institutionnelles. Il y a plusieurs moyens de freiner la déforestation, notamment : le renforcement de la gestion des ressources forestières, l'allocation des taxes perçues sur les importations de produits ligneux pour des investissements dans la sylviculture, et la promotion de combustibles de remplacement pour les usages domestiques. Bien que les possibilités d'amélioration de la gestion forestière et d'augmentation des investissements soient considérables, l'expérience des autres pays donne à penser que le Gouvernement central aura du mal à atteindre l'objectif indispensable de doublement des efforts de reboisement. Le manque de moyens financiers, la concurrence pour l'utilisation des terres disponibles, la résistance de la population locale aux efforts visant à limiter l'accès aux terrains récemment reboisés, limitant par là-même les pâturages, et la collecte du bois traditionnellement gratuite, sont autant de facteurs qui contribuent à limiter l'efficacité des mesures du Gouvernement central. Il est donc nécessaire de mettre au point une formule inédite permettant de réunir des ressources financières plus importantes et de surmonter les obstacles institutionnels gigantesques qui se dressent. Typiquement, la formule ne sera pas limitée aux combustibles ligneux mais couvrira le développement commercial des ressources en bois y compris les combustibles ligneux. Les modèles de développement commercial des ressources forestières fournis par des pays comme les Etats-Unis, le Canada, la Finlande ou la Suède, peuvent s'avérer fort instructifs et appropriés pour le Maroc.

3.15 Hydroélectricité. Le Plan de développement de 1981-85 envisageait la construction de six sites hydroélectriques (capacité totale 629 MW) pour un investissement de 888 millions de dirhams, soit 10% du total des investissements prévus. Sept projets additionnels (218 MW au total) étaient en préparation pour le plan suivant (1986-90). Cependant, le seul projet lancé en 1981-85 a été celui de la construction de la centrale d'Amouggez sur le barrage de Chouarit, d'une capacité de production de 67 MW. Les autres travaux hydroélectriques depuis 1981 ont exclusivement porté sur l'achèvement de projets lancés dans le cadre du plan précédent (1978-80), à savoir l'achèvement des projets Oued Ed Makhazine (1x36 MW) et Al Massira (2x54 MW).

3.16 La Mission d'évaluation énergétique avait recommandé de procéder à un examen de la justification économique de certains des projets polyvalents d'hydroélectricité, et d'élaborer un programme de développement optimal pour ces sites. La réalisation des cinq autres sites prévus dans le Plan 1981-85 3/ a été retardée, car la nature polyvalente de ces sites a entraîné les obstacles suivants :

(a) l'incertitude quant à leur viabilité économique. La plupart des centrales hydroélectriques ont été créées après la construction des barrages. Et partant, leur taux de rentabilité économique a été évalué sur une base marginal, qui ne tenait pas compte des coûts de construction du barrage. En revanche, la création de nouvelles stations hydroélectriques doit être envisagée parallèlement à la construction d'un barrage polyvalent, ce qui rend plus difficile l'obtention d'un taux de rentabilité acceptable;

(b) des dépenses importantes d'investissement pour la construction de barrages; et

(c) des goulots d'étranglement institutionnels au niveau de la coordination entre les autorités responsables de l'énergie, de l'agriculture et de l'eau participant au projet, ce qui rend difficile la programmation, l'élaboration du budget et la mise en oeuvre des projets.

3.17 Compte tenu de ces contraintes, le Gouvernement marocain a décidé de mettre l'accent sur l'amélioration de la gestion des barrages polyvalents existants tout en lançant simultanément de nouveaux projets. Le Ministère de l'équipement, qui a récemment été chargé d'intégrer la gestion des sites hydroélectriques, est à la recherche d'une assistance en vue d'optimiser l'utilisation de l'eau pour l'irrigation, l'approvisionnement en eau potable et la production d'énergie (par. 4.12-4.13).

3.13 La mise en valeur des petits sites hydroélectriques est un autre aspect de l'intensification des efforts nationaux visant à aménager toutes les sources d'énergie possibles. Les pouvoirs publics ont identifié 175 petits sites hydroélectriques, et plusieurs semblent prometteurs, spécialement ceux associés à des petits projets de développement à but multiple et par conséquent dont la préparation n'entraîne pas des dépenses excessives. Des études pour cinq petits sites hydroélectriques ont été réalisées. De plus, l'ONE a réalisé des études préliminaires sur une trentaine de sites dont trois ont été sélectionnés pour être mis en valeur et l'un d'entre eux a déjà été financé par l'USAID en tant que projet pilote. Le site, qui produit maintenant

---

3/ M'Dez: 52 MW; Matmata: 241 MW; Dchar El Oued: 92 MW; El Menzel: 148 MW; et M'Jara: 240 MW.

100 kW, avait coûté au total 0,5 million de dollars dont 200.000 dollars au titre d'un matériel modulaire, et le reste pour la préparation du site, la formation et l'assistance technique. Les sites les plus importants coûtent selon les estimations nettement moins par kW, en raison des économies d'échelle réalisées et des leçons tirées des projets pilotes.

3.19 Production d'énergie thermique. D'ici avril-juin 1986, la capacité de production d'énergie thermique sera développée grâce à l'installation des Unités III et IV fonctionnant au charbon (150 MW chacune) de la centrale de Mohammedia. Les plans d'expansion de la capacité à long terme ont été révisés sur la base d'une croissance plus faible de la demande (7% par an au lieu de 9,5%). Le chiffre révisé serait, d'après les estimations récentes réalisées par la Banque mondiale, encore élevé, étant donné la baisse importante des objectifs de croissance fixés récemment adoptée. L'ONE a cependant prévu la construction de deux unités de 300 MW, conçues pour fonctionner au charbon, au mazout ou au gaz naturel. Bien que le site de Mohammedia ait été préparé pour leur installation, l'ONE, pour des raisons d'environnement liées au déchargement des navires charbonniers, envisage de les situer à Jorf Lasfar. Dès le départ, Mohammedia avait été identifié comme le meilleur site pour l'expansion de la capacité de production d'énergie thermique à base de charbon, en raison de son emplacement portuaire. En très peu de temps, à moins que des changements des prix relatifs du fuel et du charbon n'interviennent, l'opération Mohammedia III et IV exigerait l'importation de près de 800.000 tonnes de charbon par an. Or, l'importation de telles quantités de charbon par des ports autres que Mohammedia entraînerait des hausses substantielles de coût pour l'ONE et des goulots d'étranglement dans les infrastructures avec de graves conséquences pour l'économie. La mission recommande donc que l'option Mohammedia soit examinée très soigneusement, en tenant compte des facteurs écologiques. Si l'on décide de permettre à Mohammedia d'importer du charbon, l'option Jorf Lasfar devient alors contestable. Si par contre, le port de Mohammedia n'est pas autorisé à importer du charbon, la question du meilleur emplacement pour les centrales électriques programmées (2x300 MW) reste alors posée.

3.20 Etant donné l'insuffisance de la capacité de transport du réseau actuel à 225 kV, il sera nécessaire d'introduire un nouveau réseau de transport à 400 kV capable d'évacuer la production des futures tranches de 300 MW dont la mise en service est programmée pour le début des années 90. La mission recommande donc d'élaborer un plan directeur à long terme pour la production nationale d'énergie et le réseau de transport qui : (a) prévoiera l'introduction de lignes de 400 kV, et (b) optimisera l'utilisation des différents niveaux de voltage.

3.21 Si le plan d'expansion de la production d'électricité est de nouveau révisé à la baisse, il ne sera plus nécessaire d'envisager l'installation d'une à trois turbines de 90/100 MW qu'on avait au départ jugé nécessaire pour couvrir le déficit énergétique temporaire lié au délai inévitable entre le récupération complète du système hydraulique et la mise en place de nouvelles installations. Au milieu des années 90

l'ONE prévoit de statisfaire la demande supplémentaire en construisant les centrales hydroélectriques susmentionnées (par. 3.15).

3.22 Charbon. Le Gouvernement a entrepris, avec le financement de la Banque mondiale, la modernisation et la mise en valeur de la mine de charbon de Jérada, bien que les conditions géologiques du gisement houiller marocain rendent son exploitation difficile et coûteuse. Le programme d'expansion de la production houillère a été motivé par plusieurs facteurs : (a) les réserves de gaz de Meskala ont baissé de façon substantielle; (b) la production de pétrole est faible et en perte de vitesse; (c) du fait de la chute des prix du pétrole sur le marché international, l'exploitation à grande échelle des schistes bitumineux du Maroc n'est plus rentable. Le programme de mise en valeur du charbon envisage l'expansion de la production qui passera du niveau actuel de 0,75 million de tonnes à 1 million de tonnes d'ici à 1988. Deux puits plus anciens (Siège IV Est et Bassin Nord) devraient être fermés avant 1990. L'accroissement de la production proviendra donc du la mécanisation et de la modernisation du puits plus moderne du Siège V, qui ne produit actuellement que 400.000 tonnes par an. Si les 27 millions de dollars nécessaires pour l'investissement sont mis à la disposition du programme, la réalisation de cette augmentation considérable de la production prévue sur une courte période posera un défi aux ressources humaines et techniques existantes au sein de CdM.

3.23 Les Charbonnages du Maroc (CdM) envisagent plusieurs options pour accroître les recettes provenant de la production de la mine de Jérada, notamment la construction d'une petite centrale thermique (15 MW) utilisant les déchets de l'usine de lavage et d'une installation de briquettage de fines de charbon. La Banque, après avoir examiné ces deux options, a conclu que ces investissements ne seraient pas rentables. Il est donc recommandé que les CdM les abandonne. Par contre, CdM a réalisé une étude de faisabilité d'une unité de lavage des fines de charbon qui permettrait la mise en valeur commerciale de déchets, sinon inutilisables, pour la production d'électricité et pour l'approvisionnement des cimenteries, permettant d'obtenir ainsi une plus grande valeur ajoutée pour le charbon de Jerada.

3.24 CdM envisage également un plan à long terme qui porterait la production nationale de charbon à 2 millions de tonnes par an grâce à la mise en valeur du Siège VI dans le gisement de Jérada. La mission déconseille la réalisation de ce plan. Comme il a déjà été mentionné, le charbon de Jerada est de qualité médiocre et peu rentable. En outre, CdM aura suffisamment de difficultés pour porter la production du Siège V à 1 million de tonnes par an et la maintenir à ce niveau. L'accroissement de la production à plus de 1 million de tonnes par an exercera une pression inutile et excessive sur les ressources humaines (gestion et dotation en personnel) et financières du CdM au point où cela deviendra une proposition très risquée. Il est donc recommandé que les plans visant à porter la production houillère à plus de 1 million de tonnes par an soient rejetés.

3.25 L'écart entre la production et la consomation de charbon sera comblé par les importations qui, comme déjà noté, passeront à 1,5 millions de tonnes en 1985-86 (par. 1.15). Les installations portuaires existantes, les facilités d'entreposage et le système de transport ont, semble-t il, été en mesure de faire face à un accroissement du volume des importations, qui jusqu'en 1980 était de 30.000 tonnes par an et qui quatre ans plus tard, en 1984, atteignait 300.000 tonnes par an. Cependant, accroître à nouveau ce volume, le portant à 1,5 million de tonnes risque de créer des goulots d'étranglement au niveau de l'infrastructure. La situation pourrait être exacerbée si les autorités décident d'empêcher les importations de charbon directement par le port de Mohammedia. Les 800.000 tonnes de charbon importé nécessaires au fonctionnement des unités nouvellement créées de Mohammedia III et IV seront obligatoirement détournées ailleurs, à Casablanca par exemple, et on ignore encore les répercussions que cela aura sur le mouvement des autres marchandises, tant à l'importation qu'à l'exportation. La gravité potentielle de la situation exige de procéder à un examen approfondi du problème de l'importation et de la manutention. Même si la demande de charbon n'augmente pas à la suite des nouvelles conversions prévues pour la fin des années 80, une étude minutieuse de la situation est nécessaire. Il importe d'étudier soigneusement la question de ces conversions, en tenant particulièrement compte des modifications récentes intervenues au niveau des prix relatifs de l'énergie. L'utilisation du charbon de bois dans l'avenir étant également liée au rythme de conversion des centrales et des entreprises du secteur industriel, un examen des perspectives de conversion au charbon devrait faire partie intégrante du plan d'action houiller recommandé.

3.26 Gaz naturel. L'Office national de recherches et exploitation pétrolières (ONAREP) a décidé de cesser l'exploration du gisement de Meskala et d'entamer les travaux d'exploitation avec le forage d'un puits productif supplémentaire situé à proximité du premier puits de découverte. En 1982, on pensait que le gaz de Meskala pourrait couvrir 60% de la demande marocaine de combustibles de chaudières. Une substitution à une telle échelle cependant ne paraît plus possible; l'ONAREP doit donc ramener ses plans d'utilisation de gaz à une échelle moins ambitieuse. Après avoir examiné plusieurs options, il est apparu que la solution la plus intéressante consiste à alimenter en gaz les usines de phosphate de l'OCP à Youssoufia, au moyen du gazoduc qui les relie aux gisements avoisinants de Jeer et Kechoula. Ce projet est en cours de mise en oeuvre car : (a) il requiert un investissement limité (10 millions de dollars) puisque la plupart des chaudières fonctionnent déjà au gaz naturel d'origine intérieure et que le gazoduc est déjà en place; (b) le gaz de Meskala viendra dans une première étape compléter les fournitures de gas de la Société Chérifienne des Pétroles (SCP) pour répondre à la demande de l'OCP qui convertit la totalité de ses fours de séchage au gaz et qui construit des installations de calcination au gaz; (c) dans une étape ultérieure le gaz de Meskala remplacera la production des gisements de la SCP en épuisement; et (d) la consommation de l'OCP de 250.000 m^3 de gaz par jour semble correspondre à la production envisagée pour le gisement. L'étude d'évaluation de réservoir pour ce projet a été

financée à l'aide des fonds provenant d'un prêt existant, accordé par la Banque mondiale pour la mise en valeur du gaz naturel.

3.27 Un autre projet d'utilisation de gaz, qui fait actuellement l'objet d'un examen de l'ONAREP, semble contestable. En effet, ce projet fournirait 2 millions de tonnes par an de gaz de Meskala à la ville côtière avoisinante d'Essaouira. Ce gaz serait distribué comme gaz de ville et utilisé également par les indutries. Cependant, une étude de faisabilité financée par le PNUD et réalisée par SOFREGAS (France) a indiqué que le coût de distribution de gaz aux ménages serait relativement élevé et la demande relativement faible d'après les estimations. La mission recommande donc que le projet d'Essaouira soit abandonné.

3.28 Schistes bitumineux. Dans les conditions actuelles du marché mondial et l'état d'avancement technologique actuel, l'exploitation des énormes réserves de schistes du pays n'est économiquement pas justifiable. Le potentiel est encore en cours d'évaluation à plusieurs égards, mais la chute des prix internationaux du pétrole a sérieusement compromis le potentiel économique des plans d'utilisation des schistes bitumineux. Un petit projet, financé par un prêt d'étude technique octroyé par la Banque mondiale, évalue la faisabilité technique et la viabilité économique de la pyrolyse des schistes bitumineux du gisement de Timadhite. Un nouvel accord a été signé avec KWU du groupe allemand Siemens en vue de la mise au point d'un nouveau procédé de pyrolyse des schistes de Timahdite. Par ailleurs, Shell International a réalisé des études techniques sur le gisement de Tarfaya au sud d'Agadir afin de déterminer les coûts probables d'exploitation et de pyrolyse, et l'ONE envisage la construction d'une petite usine pilote (15-20 MW) qui utiliserait la technique de combustion directe des schistes pour produire de l'électricité à partir du gisement de schistes bitumineux de Timahdite. L'étude de faisabilité de ce dernier projet serait financée par le réliquat d'un projet de la Banque mondiale de recherche et d'ingénierie sur les schistes bitumineux (par. 1.22). La mission recommande vivement aux organismes publics concernés d'étudier soigneusement ces plans d'utilisation des schistes, plans conçus à un moment où les conditions du marché étaient différentes, et fondés sur des hypothèses dépassées quant à l'évolution future des prix du pétrole. Pour être économiquement rationnels, en particulier à la lumière de la crise financière actuelle, il est recommandé non seulement d'abandonner les grands projets relatifs aux schistes bitumineux mais de revoir également soigneusement les petits projets, surtout lorsque des moyens financiers publics sont en jeu. Il importe de passer en revue les recherches et études techniques en cours et de tenir compte des contraintes budgétaires et des perspectives à long et moyen terme, de développement des schistes bitumineux.

3.29 Energies renouvelables. Bien que théoriquement le potentiel des énergies non renouvelables non ligneuses du Maroc soit plutôt considérable, sa mise en valeur à grande echelle n'est pas envisageable dans l'avenir immédiat. Comme c'est partout le cas pour les nouvelles technologies, il y a un décalage entre la faisabilité technique et la faisabilité commerciale, raison pour laquelle les pouvoirs publics ont

confié au CDER la tâche de mettre en valeur les énergies renouvelables. Certaines de ces technologies sont au seuil de la viabilité commerciale, notamment en ce qui concerne les chauffe-eau solaires, les fermes éoliennes, l'énergie de biomasse à base de déchets agricoles et animaux et, eventuellement, les ordures organiques ménagères. Ces perspectives visant à produire des combustibles à partir de ordures ménagères organiques semblent prometteuses pour transformer les usines de recyclage des ordures produisant actuellement du compost de faible valeur, en usines produisant des combustibles de plus grande valeur provenant des déchets. A cet effet, l'USAID financera un projet pilote à Marrakech qui testera la viabilité économique et technique commerciale de cette technologie dans le contexte marocain. Il faudra au moins trois à quatre ans pour que cette usine de démonstration soit construite, entre en opération et fasse ses preuves.

3.30 L'évaluation énergétique a déterminé que le chauffage de l'eau à l'énergie solaire est un domaine de développement privilégié en raison du fort ensoleillement, de la taille importante du marché potentiel, de la courte durée d'amortissement des investissements et des moyens dont dispose le pays pour produire sur place le matériel nécessaire. Toutefois, les taxes à l'importation, la dévaluation du dirham et les contraintes institutionnelles ont presque totalement bloqué le développement du marché des chauffe-eau solaires. Etant donné les difficultés auxquelles se heurtent les entreprises marocaines de fabrication de chauffe-eau solaires, la mission recommande la réalisation d'une étude sur le potentiel commercial des chauffe-eau solaires spécialement dans l'hôtellerie et les principaux bâtiments publics/industriels, et l'octroi de l'assistance technique nécessaire pour permettre aux unités de production existantes d'améliorer la qualité, réduire le prix et assurer l'entretien de leurs produits.

3.31 Le régime éolien du Maroc a été étudié en détail et se prête tout à fait à des utilisations énergétiques. Une "carte éolienne" est en cours d'établissement pour 17 sites différents retenus par le Service météorologique national. Le CDER a par ailleurs établi un document sur le gisement éolien national. On trouve des vitesses éoliennes de 8 m par seconde à 10 m d'altitude dans plusieurs endroits au Maroc. Par ailleurs, ces ressources éoliennes sont relativement bien réparties sur l'année. Il a été prouvé à l'échelle internationale, qu'il est possible de tirer partie de ces ressources par le truchement de fermes éoliennes. Cette technologie utile des turbines éoliennes spécialement conçues qui, contrairement aux moulins à vent classiques, sont d'entretien facile. Ces fermes éoliennes pourraient être reliées au réseau électrique national ou fonctionner sur une base "d'économie de combustible" en liaison avec un système isolé de production d'électrité au diesel. D'après les premières estimations, le coût de l'électricité produite dans les exploitations éoliennes du Maroc varie sensiblement, en fonction du type de turbine utilisé et de l'origine de l'équipement. Research Triangle Institute of North Carolina, en se fondant sur 15 aérogénérateurs européens et américains, a estimé que le coût de l'électricité produite se situerait entre 4,4 et 7,7 cents/kWh. CWD, un institut de

recherche hollandais, estime que le coût de l'électricite produite à l'aide d'aérogénérateurs hollandais serait de 4,5 cents/kWh pour les vitesses éoliennes de 8 m par seconde et 3,1 cents/kWh pour les vitesses de 9 m par seconde. Les enquêtes qui ont été menées auprès d'autres sources ont donné des estimations analogues, qui semblent être compétitives par rapport à la production thermique au diesel ou au mazout. Une des activités de préinvestissement proposée examinerait la contribution potentielle de l'électricité d'origine éolienne à l'approvisionnement énergétique national et proposerait un plan d'action spécifique pour la mise en valeur de chaque site (voir par. 4.21-4.22).

3.32 Comme il a été indiqué dans le Rapport d'évaluation énergétique, l'agriculture marocaine fournit un potentiel considérable pour transformer les déchets agricoles et animaux en énergie biomassique. Plusieurs obstacles se posent cependant à l'utilisation de ce potentiel sur le plan commercial, à savoir en particulier la collecte de ces déchets, l'emplacement des sources d'approvisionnement à proximité des utilisateurs finaux et l'existence d'autres usages pour ces déchets. Alors que certaines exploitations privées utilisent ces déchets sur place à des fins productives, il est probable que les exploitations agricoles publiques et certaines exploitation privées de taille plus importante ne mettent pas à profit ce potentiel. Bien que les exploitations étatiques ne représentent qu'une petite portion des avoirs fonciers du pays (7,2 millions d'hectares) elles fournissent un potentiel énergétique estimé provisoirement à 600.000 tep provenant des déchets agricoles. Si, en outre, certaines des plus grandes exploitations familiales sont inclues dans ces estimations, la quantité des déchets agricoles récupérés pourraient doubler voire tripler. Une étude de préinvestissement est donc proposée pour évaluer la contribution potentielle des déchets agricoles et des déjections animales des grandes propriétés foncières, à la mise en valeur commerciale de l'énergie de biomasse en tant que combustible de substitution utilisé dans les ménages, et les secteurs industriel et commercial.

IV. PROGRAMME RECOMMANDE D'ACTIVITES DE PREINVESTISSEMENT ET D'ETUDES DE STRATEGIES

4.1 Au cours des entretiens qu'elle a eu avec neuf institutions et organismes marocains, la mission de l'ESMAP a reçu un grand nombre de demandes pour la réalisation d'activités de préinvestissement et d'études de stratégie. Ces demandes ont été étudiées lors de la préparation du présent rapport; les modifications intervenues dans l'approvisionnement et l'utilisation de l'énergie ont été examinées, les politiques et institutions ont été passées en revue et les investissements au titre du secteur de l'énergie analysés. Des lacunes ont été identifiées dans certaines domaines pour lesquels il n'y a pas eu de requêtes; néanmoins, la mission a recommandé que des études appropriées soient entreprises dans le cadre du programme proposé. Neuf activités potentielles couvrant divers sous-secteurs de l'énergie ont été identifiées comme méritant une attention toute particulière.

4.2 Trois critères ont orienté la formulation du programme proposé :

(a) les travaux déboucheront sur une des trois activités complémentaires suivantes : projets d'investissement; réforme des orientations générales du secteur de l'énergie dans son ensemble ou de l'un de ses sous-secteurs; amélioration de la gestion du secteur ou de l'un des sous-secteurs;

(b) les études de préinvestissement produiraient des documents de projet soigneusement préparés, que le Gouvernement du Maroc pourrait soumettre aux organismes de développement et aux bailleurs de fonds extérieurs pour financement éventuel; et

(c) les activités menant à une réforme de la politique énergétique et/ou à l'amélioration de la gestion du secteur sont compatibles avec les réformes découlant du dialogue entre le Gouvernement marocain et la Banque.

4.3 Le programme ci-dessous comporte neuf activités dont sept sont des études de préfinancement, pour un coût total d'environ 1,9 million de dollars E.U. Le financement de ces activités sera en partie assuré par le programme conjoint PNUD/Banque Mondiale d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie (ESMAP), en partie absorbé au sein de prêts de la Banque en cours de préparation et pour ce qui est du reste, présenté aux pays membres du Groupe consultatif pour considération de financement.

4.4 Les activités du programme recommandé se répartissent en trois catégories : stratégie, électricité et énergies renouvelables. Les estimations relatives aux ressources qui seront affectées à chacune d'elles reflètent leur importance relative respective : stratégie (65%), électricité (24%) et énergies renouvelables (11%). La nécessité de réaliser ces activités a été mise en évidence lors des entretiens que la mission a eus avec les organismes publics pour ce qui est de leurs

programmes spécifiques, lesquels doivent être intégrés au Plan de développement. Ces activités répondent donc à des priorités nationales de haute importance.

A. Amélioration de stratégie en matière d'énergie

Contrôle de l'efficacité énergétique

4.5 Une étude récente couvrant un échantillon d'usines (12) et de mines (2) a conclu qu'il est apparemment possible de réaliser des économies substantielles dans les factures énergétiques du secteur industriel marocain en introduisant des mesures de conservation et de substitution de combustibles. L'étude a identifié des mesures potentielles de conservation d'énergie dans ces usines représentatives et estime que les économies d'énergie qui en résulteraient seraient de l'ordre de 10 à 60%. Les coûts des investissements requis pour la mise en oeuvre de ces mesures d'efficacité semblent avoir des taux de rentabilité de ces investissements très attrayants. Les mesures d'efficacité appliquées par le truchement de la substitution de combustibles seront examinées dans le cadre du Plan d'action houiller. Les autres possibilités d'économies d'énergie seront étudiées tout particulièrement pour l'industrie manufacturière y compris les unités agro-industrielles.

4.6 L'étude proposée vise à : (a) passer en revue les études existantes sur la conservation d'énergie dans le secteur manufacturier, y compris les agro-industries; (b) identifier des usines représentatives dans 10 activités de fabrication et agro-industries pour des audits énergétiques approfondis et; (c) préparer un programme d'investissements au titre de l'efficacité énergétique dans les usines ayant fait l'objet d'un audit.

Organe d'exécution : MEM
Coût de l'étude : 300.000 dollars
Durée de l'étude : 16 mois

Plan d'action houiller

4.7 Un nombre croissant de centrales et de cimenteries utilisent le charbon comme source d'énergie. Certes la production nationale a augmenté, néanmoins la consommation de charbon a progressé à un rythme plus rapide, faisant passer les importations de 30.000 tonnes en 1980 à 300.000 tonnes en 1984. Jusqu'à présent, l'infrastructure en place a pu faire face à cette hausse des importations et à la manutention du charbon. Cependant, le lancement des travaux de construction des centrales de Mohammedia III et IV et la conversion récente des cimenteries au charbon sont sur le point de porter les importations de charbon à 1,5 million de tonnes avant 1986. Même si aucune centrale ou usine supplémentaire ne se convertit au charbon après cette date, il n'est pas certain que l'infrastructure nationale sera en mesure d'absorber ce bond en avant des

importations de charbon et on risque de voir des goulots d'étranglement se former sous peu.

4.8 C'est pourquoi il faudrait envisager au plus tôt un Plan d'action houiller, qui comprendrait les volets suivants : (a) estimation d'un marché économiquement accessible pour le charbon : projections du marché du charbon sur la base de la conversion des utilisateurs finaux; possibilités d'importation, possibilités de passation de marchés spécifiques pour le charbon; (b) évaluation des besoins d'infrastructure pour desservir les utilisateurs finaux de charbon : évaluation des capacités portuaires existantes, installations de stockage de charbon; plan de transport terrestre; centres régionaux de distribution de charbon, opérations et entreposage dans les usines et; (c) examen de la capacité institutionnelle; réformes de politiques nécessaires; amélioration de la gestion.

Organe d'exécution : MEM
Coût de l'étude : 500.000 dollars
Durée de l'étude : 24 mois

Stratégie gouvernementale en matière d'énergie à usage domestique

4.9 L'étude vise à élaborer des politiques cohérentes pour satisfaire les besoins énergétiques à long terme des ménages à un coût minimum. L'étude examine de façon empirique l'offre d'énergie à usage domestique ainsi que la structure de la consommation d'énergie par cette catégorie de consommateurs. Du côté de l'offre, l'étude analyse trois systèmes d'offre d'énergie à usage domestique : combustibles ligneux, produits pétroliers et électricité. Les objectifs de ce volet de l'étude sont : d'établir les coûts relatifs des combustibles à usage domestique à travers le pays, d'évaluer dans quelle mesure les combustibles de remplacement pour les combustibles ligneux sont appropriés et identifier les goulots d'étranglement liés à cette substitution afin de formuler des politiques de l'offre adaptées.

4.10 Du côté de la demande, l'étude établit la structure de la consommation d'énergie dans les ménages. Alors que, à court terme, les combustibles à usage domestique sont complémentaires, à long terme ils sont concurrents. On pourra avoir une bonne idée de la possibilité de substituer des combustibles dans les ménages grâce à un examen représentatif de la structure de la consommation d'énergie, stratifiée selon le groupe de revenus, le degré d'urbanisation, la localisation géographique et les conditions climatiques, entre autres variables. La préférence des ménages pour tel ou tel combustible de substitution est une question empirique et sera mise en évidence par les résultats de l'étude.

4.11 Une stratégie de l'énergie à usage domestique émanera de l'intégration des systèmes d'approvisionnement en énergie à usage domestique, aux structures de la consommation d'énergie par les ménages.

Organe d'exécution : MEM
Coût de l'étude : 250.000 dollars
Durée de l'étude : 24 mois

Optimisation de la gestion des barrages

4.12 La plupart des sites hydroélectriques marocains ont été construits pour servir des fonctions multiples telles que la production d'énergie, l'irrigation et l'alimentation en eau potable. Des méthodes de programmation dynamique permettraient à la Direction de la recherche et de la planification de l'eau (DRPE) d'optimiser l'utilisation de l'eau et la production d'énergie, tant dans des conditions hydrologiques normales qu'en période de sécheresse.

4.13 La DRPE a déjà entamé des études d'optimisation sur sept barrages. Six autres barrages seront inclus dans l'étude proposée : Mohamed V sur l'oued Moulouya, Benel Ouidane sur l'El Abid, Al Massira sur l'Oum-er Rbia, Idriss ler sur l'Inaouene, El Kansera sur le Beht, Oued El Makhazine sur le Loukkos.

Organe d'exécution : Ministère de l'équipement
Coût de l'étude : 180.000 dollars
Durée de l'étude : 20 mois

B. Activités de préinvestissement dans le secteur de l'électricité

Programme de renforcement du réseau de transport de l'énergie électrique

4.14 A l'heure actuelle, l'important réseau marocain de transport d'énergie électrique compte 2.670 km de lignes 225 kV, 965 km de lignes 150 kV et 6.490 km de lignes 60 kV. Les lignes 60 kV sont principalement utilisées pour la distribution locale d'électricité dans les grands centres de consommation. Les lignes 150 kV deviennent rapidement désuètes et sont progressivement remplacées par des lignes à 225 kV. Pour être conformes aux plans de l'ONE visant à augmenter la capacité de production d'électricité, il faut adjoindre, à terme, un réseau de lignes à 400 kV et renforcer, éventuellement, le réseau à 225 kV existant.

4.15 L'étude proposée : (a) examinerait les programmes d'investissement en transport de l'ONE et des Régies; (b) prévoirait l'introduction du réseau 400 kV requise pour les nouvelles centrales; (c) définirait un plan directeur à long terme (1991-2005/10) pour l'installation de nouvelles lignes 400 kV sur la base d'une répartition optimale de la production entre les différents centres de consommation et; (d) déterminerait les modes d'utilisation et caractéristiques du matériel qui permettrait de réduire les pertes du transport.

Organe d'exécution : ONE
Coût de l'étude : 350.000 dollars
Durée de l'étude : 16 mois

Réduction des pertes de transport et de distribution de l'électricité

4.16 Alors que l'ONE produit près de 90% des besoins en électricité du pays et en distribue une grande partie directement aux consommateurs finaux, 52% de cette électricité est distribué dans les grands centres urbains par une dizaine Régies autonomes. L'étude sur l'efficacité énergétique, qui a été proposée, évaluerait l'efficacité de l'ensemble du système au niveau de la distribution et du transport, depuis la centrale jusqu'au consommateur final et engloberait autant la jurisdiction de l'ONE que celle des Régies. A partir d'une enquête détaillée sur des échantillons représentatifs du réseau électrique prenant en considération plusieurs scénarios d'exploitation thermique et hydroélectrique, l'étude identifierait un programme visant à réduire les pertes techniques et non techniques au niveau du système et à améliorer les opérations de distribution d'électricité. Les travaux comprendraient, sur la base du diagnostic de l'échantillon, des études sur les réseaux de transport et de distribution, une analyse critique des normes et pratiques du système de distribution et un examen du service au consommateur comme le comptage et la facturation.

Organe d'exécution : ONE/Régies
Coût de l'étude : 150.000 dollars
Durée de l'étude : 12 mois

C. Activités de préinvestissement en matière d'énergies renouvelables

Chauffe-eau solaires

4.17 Les excellentes conditions d'ensoleillement du Maroc indiquent qu'il serait possible de réaliser d'importantes économies d'énergie en utilisant des chauffe-eau solaires. Ce marché n'est cependant pas encore très important car : (a) les activités de promotion ont été insuffisantes; (b) les droits de douane élevés rendent la mise de fonds quasiment prohibitive; (c) le matériel techniquement adapté aux conditions marocaines fait défaut; (d) il n'existe pas de centres de fabrication, d'unités d'installation et d'entretien efficaces au Maroc; et (e) les systèmes d'incitations et la réglementation susceptible de favoriser le développement économique et l'utilisation de cette technologie font défaut.

4.18 Il semble cependant que de meilleures conditions de production, des mesures d'incitation à l'utilisation et une vigoureuse campagne de promotion pourraient renverser la détérioration progressive de cette industrie naissante. C'est pourquoi, la mission recommande qu'on entreprenne une étude qui : (a) permettrait de mener une étude générale du

marché des chauffe-eau solaires dans les secteurs résidentiel, commercial, institutionnel et industriel; (b) déterminerait la viabilité économique de l'utilisation des chauffe-eau solaires au Maroc; (c) définirait un plan de production qui permetra de modifier et/ou d'améliorer les installations actuelles de fabrication et d'entretien des chauffe-eau solaires pour minimiser leur coût et les rendre techniquement fiables et; (d) formulerait des recommandations détaillées sur le financement des projets de démonstration et autres questions de politique générale d'ordre législatif.

Organe d'exécution : CDER
Coût de l'étude : 70.000 dollars
Durée de l'étude : 6 mois

Ferme éolienne

4.19 Sur la base des renseignements fournis par la carte éolienne, le régime du vent dans les provinces du Sahara et dans la région de Tanger semblent être suffisamment favorables pour envisager la possibilité de construire une ferme éolienne. Dans le Nord du Maroc, la production d'une installation de cette nature pourrait être intégrée au réseau national. Dans le Sahara, l'électricité d'origine éolienne pourrait remplacer l'électricité produite à base de diesel. Dans les deux cas, on pourrait faire appel aux techniques éprouvées de production d'énergie éolienne.

4.20 L'étude de faisabilité proposée : (a) analyserait les données disponibles sur les ressources éoliennes marocaines; (b) identifierait les sites les plus propices pour la construction de fermes éoliennes; (c) évaluerait leur potentiel de production d'énergie; (d) déterminerait le coût des investissements nécessaires et le coût en monnaie locale et en devises de l'opération par rapport au coût d'autres options; (e) estimerait les possibilités de participation de l'industrie marocaine à la construction et à l'entretien de l'équipement; (f) sur la base des résultats obtenus, l'étude choisirait un site a développer et; (g) élaborerait un plan de suivi pour le développement des éoliennes dans le pays.

Organe d'exécution : CDER
Coût de l'étude : 70.000 dollars
Durée de l'étude : 6 mois

Utilisation des déchets agro-industriels

4.21 Le Maroc possède un secteur agro-industriel important et diversifié (1.5 million d'exploitations agricoles couvrant 7.2 millions d'hectares) capable de fournir une quantité substantielle d'énergie de biomasse à partir des résidus agricoles. L'utilisation de cette ressource énergétique potentielle dépend de plusieurs facteurs : facilité de ramassage, proximité de la demande et de la source d'approvisionnement et

utilisation de ces déchets à d'autres fins. Les exploitations agricoles publiques représentant 3,4% de la superficie agricole cultivée, seraient un point de départ idéal pour l'évaluation des excédents de déchets agro-indutriels, car elles sont de dimensions importantes (plus de 100 ha) et moins susceptibles d'utiliser leurs déchets à d'autres fins. Le potentiel énergétique de ces exploitations à elles seules est provisoirement estimé à 60.000 tep. D'autres grandes exploitations, telles que les grandes exploitations familiales, peuvent également être mises en valeur pour la production d'énergie de biomasse à partir des déchets végétaux et déjections animales. Un tel potentiel devrait, d'après les estimations, fournir au moins 60.000 tep supplémentaires extraits des déchets agricoles. Les déchets agro-industriels pelletisés peuvent être utilisés comme combustibles par les ménages ou l'industrie/commerce; s'agissant des ménages, le combustible tiré des déchets peut remplacer le bois de feu ou le charbon qui se raréfie et dans les industries et le commerce il pourra remplacer l'énergie importée.

4.22 L'étude proposée : (a) identifierait les exploitations agricoles publiques et les grandes entreprises agricoles privées produisant des déchets en excédent pouvant être récupérés à des fins énergétiques; (b) évaluerait la faisabilité économique, technique et institutionnelle de la transformation en énergie des déchets agro-industriels, en tenant compte d'autres usages actuels et de l'importance du maintien de la fertilité des sols; (c) localiserait les sources de demande résidentielle et industrielle proches des sites de déchets agro-industriels; (d) sélectionnerait les exploitations étatiques et privées appropriées ayant les plus importants excédents de déchets agro-industriels; et (e) donnerait les grandes lignes d'une proposition viable, à savoir un plan d'usines pilotes de pellétisation des déchets à échelle commerciale, une analyse de la demande des ménages pour les combustibles tirés des déchets et la formulation de recommandations spécifiques pour les modifications industrielles requises avant l'utilisation de ces déchets. Cela devrait servir de base à des études de faisabilité détaillées qui aboutiront à la mise en oeuvre de projets d'utilisation des résidus agricoles.

Organe d'exécution : CDER
Coût de l'étude : 70.000 dollars
Durée de l'étude : 6 mois

ACTIVITES D'ASSISTANCE TECHNIQUE AU SECTEUR ENERGETIQUE FINANCEES PAR LES PRINCIPAUX BAILLEURS DE FONDS

Le groupe de la Banque mondiale réalise des travaux d'assistance technique dans le cadre de plusieurs projets en cours relatifs à l'énergie :

(a) Dans le cadre de deux prêts consécutifs dans les sous-secteurs des hydrocarbures (S-18 MOR et 2271-MOR), les activités d'assistance technique suivantes ont été exécutées :

- exploration de gaz dans le Bassin d'Essaouira et evaluation du gisement de Meskala;
- renforcement des capacités techniques, gestionnaires et financières de l'ONAREP;
- études sismiques et géologiques;
- promotion de l'exploration pétrolière, y compris un nouveau code d'investissement pétrolier;
- une étude d'utilisation du gaz.

(b) Un projet d'ingénierie pour les schistes bitumineux (2114-MOR) a été signé en 1982. Le projet, situé à Timahdite, évalue la faisabilité technique et économique de la pyrogénation et de la combustion directe des schistes bitumineux aux fins de production électrique. Le montant du prêt a été sensiblement diminué (étant ramenés à 8,2 millions de dollars) en raison des mauvaises perspectives économiques concernant les schistes bitumineux.

(c) On envisage actuellement la mise en oeuvre d'une étude sur la distribution d'électricité dans le cadre du Projet d'électrification des villages (1695-MOR).

(d) Un projet visant à réhabiliter et à moderniser les charbonnages de Jérada est en cours d'élaboration. On propose quelque 200 mois-personnes de services de consultants pour former le personnel, contrôler les plans de développement et exécuter les études techniques.

Le PNUD a financé en 1983 une étude de préfaisabilité de 23.000 dollars concernant le projet de distribution du gaz urbain d'Essaouira. Le PNUD finance également une étude d'un mois relative à la situation éolienne marocaine; cette étude a été effectuée récemment afin de mettre sur pied un programme de remise en état des éoliennes.

L'UNICEF finance en conjonction avec un prêt du FADES, un programme de remise en état des puits pour un montant de 16 millions de dollars. Sont inscrites au projet l'installation d'une centaine de pompes photovoltaïques et la remise en état de 60 pompes éoliennes.

L'USAID est l'organisme d'aide bilatérale qui contribue la plus grande partie de l'assistance technique apportée au secteur énergétique du Maroc. Les trois principaux projets en cours sont :

(a) un projet de gestion et de formation pour les sources d'énergie conventionnelles visant à aider l'ONAREP à améliorer ses procédures d'exploitation et de gestion, à établir des liens avec les partenaires du secteur privé au niveau des investissements pétroliers, ainsi qu'à explorer et mettre en valeur les ressources en hydrocarbures. Les conseillers techniques dont les services sont financés par l'AID ont entrepris des activités axées sur : (i) les finances et la gestion; (ii) la conception et l'analyse de l'exploration et; (iii) l'ingénierie d'un réservoir et de la production. L'USAID contribue une subvention de 5 millions de dollars sur une période de quatre ans (1984-88);

(b) un projet de mise en valeur des énergies renouvelables auquel l'USAID a apporté son concours financier (9,2 millions de dollars) entre 1980 et 1986 pour aider à l'établissement du CDER à Marrakech. Ceci comprend le financement d'un matériel de laboratoire, la formation du personnel marocain affecté au centre, l'achat d'équipement pour des projets pilotes, le financement d'un programme de subvention axé sur l'élaboration par le secteur privé, de projets relatifs aux énergies renouvelables, ainsi que la prestation d'une assistance technique à moyen terme. Les projets pilotes prévus incluent des aérogénérateurs, un système photovoltaïque et des microcentrales hydroélectriques.

(c) une assistance à la planification énergétique du Ministère de l'énergie et des mines qui a mis au point l'ENVEST, un système interactif permettant d'évaluer les projets d'investissement énergétique et d'élaborer des stratégies. La formation du personnel du MEM et l'équipement informatique sont également fournis.

La France offre une assistance technique au Maroc dans le secteur énergétique essentiellement par l'intermédiaire de : (a) l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie (AFME) qui coopère avec le CDEER sur les questions d'énergie solaire, éolienne et de biomasse; (b) la SOFRATOME, qui exécute des études d'identification des sites et de factibilité pour le programme d'énergie nucléaire futur; et (c) Transenerg, un bureau d'études qui a effectué les évaluations énergétiques préliminaires de 15 usines industrielles.

L'Allemagne a réalisé plusieurs projets portant sur les énergies renouvelables à petite échelle par le biais du GTZ et finance une assistance technique (2 experts pendant 3 ans) offerte au Département des eaux et forêts.

L'Italie a fourni une coopération technique axée sur les énergies renouvelables, l'ENI a organisé un séminaire sur le pétrole et financé une partie de la formation dispensée au personnel marocain.

Petrocanada - Assistance Internationale a, dans le cadre d'un accord d'assistance technique conclu avec ONAREP, détaché auprès de cet organisme cinq experts de l'exploration pétrolière qui contribuent à des travaux de recherche dans plusieurs régions du pays.

PROGRAMME D'ASSISTANCE A LA GESTION DU SECTEUR DE L'ENERGIE

Activités Achevées

Rapports d'activité des études du secteur de l'énergie

Papouasie-Nouvelle Guinée	Juillet 1983
Maurice	Octobre 1983
Sri Lanka	Janvier 1984
Malawi	Janvier 1984
Burundi	Février 1984
Bangladesh	Avril 1984
Kenya	Mai 1984
Rwanda	Mai 1984
Zimbabwe	Août 1984
Ouganda	Août 1984
Indonésie	Septembre 1984
Sénégal	Octobre 1984
Soudan	Novembre 1984
Népal	Janvier 1985
Zambie	Août 1985
Perou	Août 1985
Haiti	Août 1985
Paraguay	Septembre 1985

Formulation et justification de projets

Panama	- Etude de réduction des pertes d'électricité	Juin 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 a charbon de bois améliorés	August 1985
Thailand	- Problèmes et choix énergétiques dans le secteur rural	Septembre 1985

Formulation et justification de projets (cont.)

Ethiopia	-	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

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	Décembre 1983
Papouasie Nouvelle Guinee	-	Proposition de renforcement du Ministère des Mines et de l'énergie	Octobre 1984
Papouasie Nouvelle Guinee	-	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	-	Presentation des projets energetiques pour le IV-eme plan quinquennal	Mai 1985
Libéria	-	Programme d'activités d'assistance technique recommandées	Juin 1985