



European Investment Bank

Mécanisme Financier pour le développement de l'Efficacité Énergétique et des Énergies Renouvelables Dans les pays sud- et est-Méditerranéens

FTF/REG/04/2005



Rapport Final
Octobre 2007



SOMMAIRE

1	INTRODUCTION.....	12
2	PERSPECTIVES D'INVESTISSEMENT ET BESOINS DE FINANCEMENT AU MAROC.....	14
2.1	CONTEXTE INSTITUTIONNEL, POLITIQUE ET RÉGLEMENTAIRE.....	14
2.1.1	<i>Efficacité énergétique et énergies renouvelables, points communs</i>	14
2.1.2	<i>Efficacité énergétique</i>	19
2.1.3	<i>Énergies Renouvelables</i>	23
2.2	REVUE DES PROGRAMMES ET INSTRUMENTS DE FINANCEMENT SOUTENUS PAR DES IFIS ET BDF BILATÉRAUX	28
2.2.1	<i>Énergie et Environnement</i>	28
2.2.2	<i>Fonds généralistes ayant un impact sur EE/ER</i>	31
2.2.3	<i>Fonds généralistes</i>	32
2.2.4	<i>Initiatives diverses du secteur bancaire</i>	33
2.3	POTENTIELS ET BESOINS QUANTITATIFS.....	34
2.3.1	<i>Industrie</i>	34
2.3.2	<i>Secteur tertiaire</i>	35
2.3.3	<i>Valorisation de la biomasse</i>	36
2.4	ANALYSE DES INVESTISSEMENTS, DES BESOINS DE FINANCEMENT ET DES CONTRAINTES	39
2.4.1	<i>Besoins sectoriels</i>	39
2.4.2	<i>Facilités de financement ; facteurs favorables et contraintes</i>	45
2.5	CONCLUSIONS PRÉLIMINAIRES SUR LES BESOINS	48
2.5.1	<i>Les composantes que devrait comporter un mécanisme financier</i>	48
2.5.2	<i>Justifications et recommandations complémentaires</i>	50
3	PERSPECTIVES D'INVESTISSEMENT ET BESOINS DE FINANCEMENT DANS TROIS PAYS : LE CAS DE LA TUNISIE	52
3.1	CONTEXTE INSTITUTIONNEL, POLITIQUE ET RÉGLEMENTAIRE.....	52
3.1.1	<i>Efficacité énergétique et énergies renouvelables, points communs</i>	52
3.1.2	<i>Efficacité énergétique</i>	65
3.1.3	<i>Énergies Renouvelables</i>	83
3.1.4	<i>Revue des programmes et instruments de financement soutenus par des IFIs et Bdf bilatéraux</i>	91
3.2	POTENTIELS ET BESOINS QUANTITATIFS.....	93
3.2.1	<i>Industrie</i>	93
3.2.2	<i>Secteur tertiaire</i>	97
3.2.3	<i>Valorisation de la biomasse</i>	100
3.3	ANALYSE DES INVESTISSEMENTS, DES BESOINS DE FINANCEMENT ET DES CONTRAINTES	104
3.3.1	<i>Besoins sectoriels</i>	104
3.3.2	<i>Facilités de financement ; facteurs favorables et contraintes</i>	118
3.4	CONCLUSIONS PRÉLIMINAIRES SUR LES BESOINS	126
4	PERSPECTIVES D'INVESTISSEMENT ET BESOINS DE FINANCEMENT EN JORDANIE ..	130
4.1	CONTEXTE INSTITUTIONNEL, POLITIQUE ET RÉGLEMENTAIRE.....	130
4.1.1	<i>Efficacité énergétique et énergies renouvelables, points communs</i>	130
4.1.2	<i>Efficacité énergétique</i>	135
4.1.3	<i>Énergies Renouvelables</i>	137
4.2	REVUE DES PROGRAMMES ET INSTRUMENTS DE FINANCEMENT SOUTENUS PAR DES IFIS ET BDF BILATÉRAUX	144
4.3	POTENTIELS ET BESOINS QUANTITATIFS.....	145
4.3.1	<i>Efficacité énergétique</i>	145
4.3.2	<i>Énergies Renouvelables</i>	147
4.4	ANALYSE DES BESOINS DE FINANCEMENT ET DES OPTIONS ENVISAGEABLES	148
4.4.1	<i>Principales difficultés rencontrées dans le cadre du financement des projets EE/ER</i>	148

4.4.2	<i>Contraintes pour la mise en place d'un mécanisme de financement</i>	149
4.4.3	<i>Options envisageables pour la mise en place d'un dispositif de financement aux projets d'EE et d'ER</i>	149
5	ANALYSE DES RÉSULTATS DE MÉCANISMES DE FINANCEMENT DANS DIFFÉRENTS PAYS	151
5.1	LISTE DES MÉCANISMES EXAMINÉS.....	151
5.2	CONCLUSIONS PRÉLIMINAIRES DE L'ANALYSE DE CES MÉCANISMES ET FONDS	153
6	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS SUR LE CHOIX ET LES CARACTÉRISTIQUES D'UN MÉCANISME FINANCIER	155
6.1	CHOIX DU(DES) MÉCANISME(S) DE FINANCEMENT LE(S) PLUS APPROPRIÉ(S).....	155
6.1.1	<i>Conclusions sur le contexte et les besoins</i>	155
6.1.2	<i>Quel mécanisme devrait être mis en place à terme ?</i>	158
6.2	ARTICULATION DES MÉCANISMES / FONDS AVEC LEURS PARTENAIRES, TOUT PARTICULIÈREMENT LOCAUX	163
6.2.1	<i>Tenir compte du contexte et des mécanismes existants</i>	163
6.2.2	<i>Articulation avec le développement des marchés</i>	164
6.2.3	<i>Participation aux projets de facilités ou fonds annoncés dans certains pays</i>	166
6.2.4	<i>Rôle des institutions financières et banques locales</i>	167
6.2.5	<i>Le mécanisme financier serait-il établi au niveau national ou régional ?</i>	168
6.2.6	<i>Les moyens et instruments de BEI, AFD, KfW sont-ils adaptés ?</i>	168
6.2.7	<i>Adaptation des éléments de stratégie proposés à d'autres groupes de filières</i>	169
6.3	CONDITIONS À RÉUNIR DANS LA GESTION D'INSTRUMENTS FINANCIERS / DE "FONDS"	170
6.3.1	<i>Crédits et garanties</i>	170
6.3.2	<i>Fonds d'investissement</i>	173
6.3.3	<i>Actions d'accompagnement et assistance technique</i>	174
6.3.4	<i>ESCOs</i>	175
6.3.5	<i>Cadre contractuel de long terme</i>	176
6.4	PROCHAINES ÉTAPES	176
7	ANNEXES	178
7.1	EXPÉRIENCES DE FINANCEMENTS DANS DIFFÉRENTS PAYS	178
7.1.1	<i>FODEP, Fonds de Dépollution</i>	178
7.1.2	<i>Ligne de crédit environnement BEI / AFD en Égypte</i>	178
7.1.3	<i>Ligne de crédit BERD en Bulgarie industries et entreprises: BEERECL ; extension à d'autres pays</i>	178
7.1.4	<i>Ligne de crédit BERD en Bulgarie, pour les particuliers : REECL ; extension à d'autres pays</i>	180
7.1.5	<i>Ligne de crédit BERD aux municipalités en Pologne</i>	181
7.1.6	<i>Ligne de crédit BEI et Raiffeisen pour les municipalités en Bulgarie</i>	182
7.1.7	<i>Bulgarian Energy Efficiency Fund (BgEEF), Banque Mondiale / GEF</i>	183
7.1.8	<i>FREE, Fonds WB / GEF Efficacité Énergétique en Roumanie</i>	184
7.1.9	<i>Fonds d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de GES dans les pays de l'est (Dexia-Fondelec)</i>	186
7.1.10	<i>Fonds PNUD / GEF en Roumanie</i>	188
7.1.11	<i>Fonds de garantie GEF/IFC en Hongrie</i>	189
7.1.12	<i>Energy Alliance (Ukraine)</i>	190
7.1.13	<i>Thailand's Energy Efficiency Revolving Fund</i>	191
7.1.14	<i>China Utility-Based Energy Efficiency Finance Program (CHUEE)</i>	191
7.1.15	<i>REEF (Renewable Energy & Energy Efficiency Fund)</i>	193
7.1.16	<i>Solar Development Group</i>	194
7.1.17	<i>GEEREF (Global Energy Efficiency and Renewable Energy Fund)</i>	194
7.1.18	<i>Fonds d'Investissement de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (FIDEME)</i>	195
7.1.19	<i>Fonds de Garantie des Investissements de Maîtrise de l'Énergie (FOGIME)</i>	197
7.1.20	<i>Emertec Energie Environnement (3E)</i>	198
7.1.21	<i>DEMETER</i>	199
7.1.22	<i>ALOE</i>	200
7.2	LISTES DES ORGANISATIONS ET PERSONNES RENCONTRÉES DANS LES TROIS PAYS	201

PRINCIPAUX ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS

AND	Autorité Nationale Désignée (MDP)
ANME	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (Tunisie)
ANPME	Agence Nationale pour la Promotion de la Petite et Moyenne Entreprise (Maroc)
BdF	Baillleur de fonds
BET	Bureau d'études techniques
CCG	Caisse Centrale de Garantie (Maroc)
CDER	Centre de Développement des Énergies Renouvelables (Maroc)
CES	Chauffe-eau solaire
EE	Efficacité énergétique
ER	Énergies renouvelables
ERD	Électrification rurale décentralisée
ESCO	Energy Service Company
FCPR	Fonds Commun de Placement à Risques
FNME	Fonds National de Maîtrise de l'Énergie
FODEP	Fonds de Dépollution Industrielle
IFI	Institution financière internationale
IPP	Independent Power Producer, Producteur d'électricité indépendant
MAD, Dh	Dirham marocain
MDP, CDM	Mécanisme de Développement Propre, Clean Development Mechanism
MEM	Ministère de l'Énergie et des Mines (Maroc)
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources (Jordanie)
NERC	National Energy Research Centre (Jordanie)
ONE	Office national de l'Électricité (Maroc)
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Partenariat Public – Privé
PSEM	Pays Sud- et Est-Méditerranéens
SEMC	South- and East-Mediterranean countries
SICAR	Société d'Investissement en Capital à Risque
SOTUGAR	Société Tunisienne de Garantie
STEG	Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz
SWH	Solar Water Heater
Z.I.	Zone Industrielle

EXECUTIVE SUMMARY

This is the Final Report of the Study; the Draft Final Report was submitted early July and discussed at a Steering Committee meeting on September 21 in Luxembourg. This document aims at meeting expectations expressed at a previous Steering Committee meeting (October 2nd, 2006), and during exchanges between the sponsors of the study and the Consultant since then. As decided among the Steering Committee members, this second phase focused on energy efficiency and renewable energy investment opportunities in industry, large enterprises of the commercial sector and public buildings, biogas projects, energy from waste processing, and cogeneration. Limited attention was therefore paid to grid connected large power generation units based on renewables, decentralised electrification and energy for households. Three countries, Morocco, Tunisia and Jordan, were visited during this second phase.

This report has been produced by Jean-Pierre Mehr (Bceom), Alexis Gazzo (Ernst & Young), Dominique Giraud (Bceom), Samir Amous (Apex) and Adel Mourtada, on behalf of the European Investment Bank.

We would like to thank the members of the Steering Committee for their guidance, in particular Nigel Hall and Eugene Howard (EIB), Dietmar Wenz (KfW), Dominique Richard (AFD) and Michel Hamelin (ADEME).

We would also like to thank the persons contacted during the course of this study, for their availability despite their extensive professional commitments. The full list of contributors is provided in the appendices.

This document reflects the work of the contractors and has been prepared for use by the EIB and its partners. It does not necessarily represent the Bank's official position.

Morocco has fairly rational electricity tariffs, and limited subsidies to petroleum products, except LPG and diesel oil. As the economy depends at 96% on imported energy, the Government and energy sector enterprises took initiatives to promote renewable energy, more than energy efficiency:

- Wind farms were constructed under concession agreements with ONE, or by ONE itself, or under self-generation specific legal and contractual arrangements; total capacity now reaches 124 MW; 140 MW additional capacity is foreseen by 2009. Under the current regulation, which limits self-generation at 10 MW, investors would have access to the transmission and distribution network and benefit from slightly more advantageous conditions for the purchase of excess energy.
- Measures were introduced to promote solar water heaters, first in the residential sector with PROMASOL, which encompasses support actions to develop the market, improve quality of equipment and services, and secure performance, and more recently for hotels with ECOSOL and FOGEEER, with still limited success.
- A decentralised electrification programme with PV kits contributes to increasing the rate of electrification, which should soon reach 90%.

- A programme to develop energy standards in buildings is underway. A scheme for landfill standards and management is planned; several biogas projects are foreseen, but no project has been implemented so far.

Morocco has a dynamic banking sector, including several seed capital and risk capital initiatives. It also has a number of dynamic industrial and commercial enterprises, with many affiliates of large international corporations. However, virtually no government finance is allocated for EE/RE promotion; existing institutions, including the MEM and the CDER, have limited resources. All professionals are waiting for the Government and the Parliament to issue laws and decrees on EE/RE. A new draft EE/RE framework law was approved by the government council in May 2007, but it still has to pass the Parliament, and secondary regulation will then have to be prepared. Even more urgent decisions are expected regarding the increase of the upper capacity limit of self-generators (from 10 MW to 50 MW), as well as a ministerial decree on energy efficiency in public buildings. CDER needs to be restructured, with new statutes. Finally, the Government will have to devise a more ambitious EE/RE strategy including information campaigns, training, demonstration, support to mandatory audits, development of standards, and appropriate fiscal incentives, and will have to conduct a reflection about the creation of ad hoc funds.

Several programmes are supported by IFIs and foreign donors: FODEP, funded by KfW, since 1998 provides grants and assistance for depollution, associated with bank loans, with limited impact on energy efficiency. Associations operating on large industrial zones are supported by foreign donors, such as Izdihar in Casablanca by AFD, and another in the industrial zone of Tangiers. PROMASOL has been supported by UNDP, GEF and the Andalusian regional government, ECOSOL by UNEP and MEDREP. FOMAN is supported by the EU.

Industries, especially SME, focus their investments on low cost operations (most often less than 50 000€) with short payback periods (less than 2 years as an average) financed with their own resources; enterprises seldom have recourse to loans for larger operations (less than 1 M€ paid in up to 4 years) or capital, e.g. for cogeneration or conversion to natural gas in the future. The commercial and public sectors also offer a sizeable EE potential. In addition to loans and capital, and possibly subsidies for investment during a transition phase or for demonstration projects, support is required for the development of EE/RE markets, to inform decision makers about potential and solutions: information campaigns, technical guides, training, audit of existing equipment, studies, assessment of cost benefit, monitoring of implementation.

For wind energy, the most favoured solution, once the self-generation capacity limit is raised and on the condition that self-generators are allowed to create joint ventures, would consist of bringing together, on a given site, three types of partners: the industries which are authorised self-generators, the investors / project developers, which would finance the major part of the project and would sell electricity to industries under long term contracts, and the ONE (which secures transmission, hopefully at reasonable cost, and eventually buys excess energy).

Several factors are favourable to the development of ad hoc EE/RE financing schemes in Morocco: international competition that industrial and commercial enterprises are facing; new quality standards; attention given to environment protection; skills of specialised consulting / engineering firms, installers and control/safety organisations; abundant liquidity on the

financial market; fairly attractive interest rates offered by banks; the rapid development of risk capital and micro-credit; several initiatives for the creation of ESCOs.

However, the development of EE/RE and its financing would face several constraints: lack of regulatory, fiscal and financial incentives, as well as of government policies encouraging EE/RE; insufficient awareness and interest from entrepreneurs for EE investments as a means to control costs; lengthy decision making procedures within enterprises; competition of EE with other investments in industries; insufficient technical qualification within enterprises; lack of interest for services outsourcing, especially under long term contracts; overall cost of bank conditions (i.e. other than interest rates of long term loans), insufficient development of small project finance, and risk aversion from banks; fear for lengthy administrative procedures of donors finance; insufficient experience of performance contracts of ESCOs.

In Morocco, a financing mechanism, using resources coming from both national and external resources, should as far as possible include the following components:

- Technical assistance to support "market" development: awareness raising, training, seminars and events, project identification; audits and preliminary feasibility studies;
- Subsidies to some investments, as a signal in the early stages of market development, or for pilot and demonstration projects;
- Incentives for commercial banks to lend for EE/RE at lower interest rates and attractive conditions, with guarantee;
- In parallel, an investment fund providing capital for higher cost investments, and support to ESCO, with capital and guarantees.

Tunisia has a comprehensive legal and institutional framework for EE and to a large extent for RE. ANME's statute provides it with independence and favours initiative. ANME handles a bunch of EE incentives and support actions: compulsory energy audits; preliminary consultation for energy consuming projects; certification of equipment contributing to EE; demonstration projects; awareness raising, education and training programmes; studies; introduction of contracts-programmes for large enterprises, etc. Government financial support to EE and RE includes subsidies to energy audits and preliminary studies; tax and custom duties incentives, accelerated depreciation. Activities to support EE/RE also involve a number of sector ministries and specialised services, the electricity and gas company STEG, technical and standards institutes, as well as the private sector and its professional organisations.

Energy prices still cover most of the costs, but subsidies have become "inevitable" since the recent oil price rise. Gas, for distribution and electricity generation, is priced at less than international prices, but covers production and distribution costs.

Task forces have been established for energy intensive industries, cogeneration, gas substitution and wind. The legal framework also defines the conditions under which ESCOs are allowed to operate and for their accreditation by ANME. Cogeneration is subject to a 2002 law setting specific conditions, including for the purchase of energy from STEG; these conditions are not yet very attractive; cogeneration is still underdeveloped.

The Government strategy has been pushed forward since 2005: under the 11th Plan, 2007-2013, objectives are fixed at 2.7 Mtoe cumulated and 700 000 toe in 2013, i.e. 8% less than the reference scenario. This strategy involves continuation and scaling up of above mentioned

actions, financing, training, and support to research; continuation of "contracts-programmes" at a pace of 60 per year. Actions will be pursued in the commercial sector, as well as in municipalities, with public lighting. New legislation will be added to the existing framework, regarding household appliances, buildings, and self electricity generation from wind and cogeneration.

Tunisia also has a national fund, the FNME, created by law in 2005, financed by taxes on air conditioners and vehicles; the FODEC, a fund for the development of industrial competitiveness, also covers all EE investments, and is used in close coordination with FNME. Investment grants are financed from budget resources and international financing, covering e.g. up to 20% of solar water heaters investments. Private wind energy projects will be for some time restricted to self-generation, being subject to similar arrangements as for cogeneration. 110 MW of cogeneration are foreseen for 2011.

This strategy has been supported by IFIs and donor organisations: PEEI, financed by GEF-WB for industries, provides a 10% investment subsidy in addition to 10-20% provided by FNME and FODEC. When an investor has recourse to an ESCO, bank loans are guaranteed at 75%, via SOTUGAR, the public guarantee company. PEEI also finances training, capacity building, seminars. UNEP and MEDREP support PROSOL, which enabled the installation of 35 000 m² in 2006. Future plans consider 540 000 m² of SWH over the period. PROSOL will continue, with a 20% subsidy and credit recovery through STEG, + PROSOL in commercial buildings. Several biogas projects, biofuels development, and electrification of 500 households with PV (supported by Japan), are planned. STEG is going to install a first wind farm of 35 MW, supported by Spanish cooperation.

Tunisia has 5500 industrial enterprises employing more than 10 people. There is still a substantial EE potential in industry, through "contracts-programmes" (at least 230 enterprises involved), cogeneration, wind energy under self-generation arrangements, substitution by natural gas and solar thermal for e.g. food industries. The financing requirement is estimated at 60 M€ for the 11th plan period, to save 900 000 toe. 15% will be financed by grants, 20% by own funds of enterprises, and 65% of investment will come from outside resources, making 42 M€ in 5 years. In addition, the amounts financed by grants have to be advanced by the investors, and a specific resource would need to be found for this.

Cogeneration with a target of 100 MW will require 75 M€ over 5 years, which would save 280,000 toe over the period only. About 80% should be financed from external resources.

Wind expansion objective has been set at 49 MW, costing 47 M€ (almost 80% to be financed from external resources).

Gas conversion, 7 M€ for 100 industrial units, would be financed by credits, mobilised by STEG covering 70% of the connection cost.

Solar has a potential of 300 000 m² in industry; the investment is assessed at 90 M€ but the payback time may reach 6-7 years.

Very similar programmes are foreseen in the commercial sector: investment is estimated at 4 M€ over the 11th plan period for 25 contracts programmes per year, 7 M€ for cogeneration from outside resources, 18 M€ for solar over 5 years.

10 MW of biogas are foreseen for the period, with a total investment of 12-16 M€, promoted by public operators.

The total investment over the period 2007-2011 is estimated at 324 M€, of which 235 M€ from external financing resources.

About 230 industrial enterprises consume more than 1000 toe/year and are therefore subject to mandatory audits; about 70 enterprises consume 60% of the total energy demand of the industrial sector (construction materials, chemicals, paper, food industries). 93 contracts-programmes (CP) in 2005-2006, including some for gas conversion, mobilised 36 MDT or 20 M€ investment, i.e. 218,000 € per CP. The average payback period of 18 CPs signed in 2005 is 2 years; the payback period of investments will in general be less than 5 years, a condition for FNME subsidies. Energy intensive industries might go for investments with longer payback periods. Addressing investments with longer payback periods would require even more attractive financing.

For cogeneration, the regulatory framework is not yet adequate. Investment costs are beyond financing capacities of identified operators, and the industries have limited technical capabilities.

The proportion of financing from own funds decreases as an industry goes for higher investments levels. It has been estimated that FODEC and FNME would provide up to 15% of the investment, self-financing 20% for small operations and 10% for wind, bank loans / credit lines 50-55%, and recourse to an investment fund from 10% for CPs up to 20% for cogeneration and 30% for wind. Overall, industrial investments would mobilise 18 M€ per year of credit and 7 M€ per year in the form of investment fund.

In the commercial and services sector, 80 enterprises are subject to mandatory audits, of which 90% are hotels and 7% hospitals. Administrative buildings also offer an energy saving potential. Contracts-programmes in this sector would involve an average investment of 40 000 € Payback periods would be around 4-5 years. Debt would provide 50% of standard investments, while recourse to an investment fund might reach 30% for water solar heating; self-financing would cover 15-20%. The new PROSOL programme for the commercial sector would allocate 10% as grants, 2% for "softening" bank loans, and at least 40% of maintenance costs during 4 years. For SWH, the external financing requirements, i.e. bank loans, could reach 28 M€ per year. In the medium term, the continuation of solar thermal investments might become difficult without introducing concessional loans.

Municipalities have recourse to the specialised CPSCL, which acts as a bank and may use lines of credit, like for a project to install voltage variators for public lighting.

The Tunisian context is very favourable to EE/RE: legislation and regulations, subsidies to energy audits and investments, fiscal incentives, dedicated institutions; experience of more than 20 years enabled introducing more coherence, and at the same time reinforcing actions, introducing more attractive conditions, and regulating professional activities in the area; a network of consulting and engineering firms (including five ESCOs), auditors, architects, as well as manufacturers of specialised equipment, operates in this market. Experience has been acquired of new financing mechanisms, like PROSOL. The banking sector has abundant liquidity. Risk Capital is expanding, in the form of SICAR, mostly for the creation of enterprises, and reinforcement of enterprises which need to innovate. SICAR benefit from favourable fiscal conditions.

EE/RE market development still faces some constraints: regulations regarding cogeneration and the development of wind energy under IPP or self-generation arrangements are still inadequate. FNME would need more flexibility, e.g. to help "softening" the interest rates of banks. Many industries are still unaware of the benefits of energy efficiency in enterprise competitiveness, and their focus remains on production and quality development. Although

the base rate of banks is low, interest rates are still fairly high, up to 7-10% for industry, 6-9% for buildings / construction. Banks require high collaterals. Foreign exchange risk has been fixed by the State at 3%; external lines of credit would have difficulty in competing with commercial banks' own resources. ESCOs are still potentially fragile.

Scaling up of EE/RE in Tunisia would need more attractive financing mechanisms, as overall investment requirements reach 770 M€ for the 11th Plan five years period. Support and financing mechanisms would involve four components:

- Subsidies to investments, through the FNME, which should mobilise 25 M€ per year, including for cogeneration and wind, while it can collect 6 M€ today. New energy taxes might be justified.
- Dedicated lines of credit, supported by complementary resources and arrangements such as: interest rates reduction: facilitating anticipated reimbursement to banks; introducing grace periods for reimbursing principal; allowing the banks to reutilise the funds; guarantee mechanisms; incentives for ESCOs; use of CERs from CDM as guarantees.
- A dedicated investment fund, which would finance 10-30% of EE/RE investments.
- Technical assistance, for project identification, financial engineering, awareness raising, training, and organisation of dedicated events.

Jordan, apart from the MEMR with a specific directorate responsible for policies and the National Energy Research Centre which provides technical expertise, has no government agency specialised on EE/RE. Energy prices mostly cover costs and tend to be closer to "international" levels. The fairly low price negotiated with Egypt for natural gas makes that electricity prices are still low.

An energy master plan was established in 2004. An update of this strategy would fix as an objective the share of renewables at 3% in 2015, 8-10% in 2020, and 15-20% energy savings in 2020 with respect to the reference scenario. An EE/RE law is being prepared and could be issued before the end of 2007. Secondary legislation might require two more years. A fund for the development of EE/RE, the "Jordan Renewable Energy and Energy Efficiency Fund (JREEEF)" is envisaged, with GEF support, a study is underway; this fund might be financed from a tax on electricity. A Jordan Clean Production Programme is also being implemented under the Ministry of Environment.

The EE/RE strategy at the same time considers phasing out of remaining subsidies (consistent with the ongoing energy sector liberalisation process), and incentive measures including fiscal incentives, development of technical standards, awareness raising, and training, particularly of banks. Renewable energy might be encouraged by making land available for wind farms, adjustment of amortisation periods, free connection of power plants to the grid, low interest loans, and assistance to selling carbon credits, but a guaranteed purchase tariff would most probably not be introduced. Tenders undertaken for wind farm projects under BOO arrangements, for a total capacity of up to 80 MW, have not given convincing results.

EE/RE have benefited from different funds financed by the State, IFIs and donors: FODEP; financing energy audits from the Higher Council for Science & Technology, as well as from the National Association for Enterprise Development (supported by Japan); the Jordan Clean Production Programme (JUMP); IJADA, supported by the EU.

The Jordan Biogas Company exploits the gas coming from Russaifah landfill; the project was initially funded by GEF, with technical support from Denmark; extension is envisaged from now 1 MW up to 5 MW.

UNDP finances a programme to implement standards and labelling of household appliances.

A 40 M€ dedicated line of credit is envisaged by AFD.

The largest industries, especially the 10 most energy intensive which contribute 1/3 of energy expenditure, have already identified and partly implemented EE investments, including for gas conversion. Cogeneration projects for self-generation have been identified, from 1 M€ up to 5 M€ and above, but incentives, including purchase tariffs, are not in place. For SMEs, the EE potential may reach 15-20%, with payback periods ranging between 1 and 4 years. Most industries however are not convinced. Investment requirements over the next 5 years are estimated at 30-40 M€

The manufacturing industry is fairly dynamic; production units of EE/RE related equipment have also been considered by investors.

Similar investment requirements in the commercial sector have been assessed at 25 M€

Investment requirements for SWH in residential might be 10 M€ over 5 years, if attractive leasing systems are implemented.

An EE potential has been assessed in municipalities, particularly for public lighting and irrigation.

Investment for renewables, mostly wind, had been estimated at 450 MUS\$ in 2004. For wind energy, investment requirement is now assessed at 200-300 M€ over the next 5 years. Several private industries / investors would be interested by small wind farms with a unit investment of 10 M€, but legal and contractual conditions are not in place. Biomass projects would require 0.5 M€ to 3 M€ per site.

The Jordanian banking sector has excess of liquidity, but interest rates remain high at about 11% and above. Banks are not familiar with EE/RE projects. Lines of credit offered by foreign donors are therefore not attractive, especially if they are in hard currency. Performance contracts and third party investment remain limited: potential financial partners are risk averse and require prohibitive collaterals.

Options for a financing mechanism would include:

- Contribution to JREEF, favoured by the Government, involving mutual efforts of IFIs for a single scheme. However, the contents and time frame of this fund are not known.
- Support to market development: awareness raising, training, energy audits and studies, demonstration projects which would be innovative and replicable.
- A dedicated investment fund, for investments with a size around 5-15 M€ and financing of ESCOs, to establish the grounds for third-party investment; a first pilot fund would require 5-10 M€

This report contains a **review of financing facilities**, including lines of credit and investment funds dedicated to EE/RE in several countries of the EU, Eastern Europe and developing countries. This review would provide the following lessons:

- Several successful lines of credit or support to bank credits include incentives for partner banks and final sub-borrowers, success fees, a bonus for beneficiaries when the project

has been implemented, and technical assistance for identification, preparation and monitoring of projects.

- Successful lines of credit had interest rates adjusted to below market rates.
- Partial guarantees substantially contribute to making lines of credit attractive.
- Facilities dedicated to offering loans and possibly guarantees should be established with commercial banks, especially in countries where the banking sector is dynamic, which is the case of the three Mediterranean countries investigated.
- Similar financing solutions can be proposed for the residential sector.
- An investment fund should provide a combination of quasi equity, mezzanine finance, risk capital, and partial guarantees, at attractive conditions.
- Technical and financial experience of the consultants or company which will manage a fund is essential.

Conclusions and recommendations

Summary of investment and financing requirements

Countries Operations	Morocco		Tunisia		Jordan	
	Investment needs per year, M€	External financing needs, M€	Investment needs per year, M€	External financing needs, M€	Investment needs per year, M€	External financing needs, M€
EE Industry, small operations	30-40	10	12	8	2	0
EE Industry, medium size investments	30-50	20-40			4	3
Cogeneration	30	20	17	12	2	2
Conversion to natural gas	20	15	2	1	4	3
EE private commercial	15	10	6	4	5	3
EE public sector	10	5			N.A.	N.A.
RE in industry (wind)	50	40	12	9	5	4
Biomass	5	5	6	6	2	2
TOTAL	190-220	125-145	55	40	24	17

Most investments in the market segments analysed in this second phase are very profitable: they would have payback periods below 4 years. Would then financing at preferential conditions offered by EIB, KfW or AFD be adequate for this market? However, involvement

of IFIs and bilateral donor organisations is crucial to resolve obstacles, i.e. in the early stages of the markets, which are those with the highest profitability.

In Morocco and to a large extent in Jordan, although energy prices are fairly adjusted to cost of supply, and although these countries offer good perspectives of reforms in the energy sector, there are not yet an appropriate institutional and legislative framework, neither a government strategy, in favour of energy efficiency and small / medium renewable energy projects; implementing a financing mechanism or even support actions / technical assistance would be a waste of resources, until this framework is in place, which might take two or three more years.

Mechanisms to support EE/RE investments developed by IFIs / external donors should serve for: making financing conditions more attractive for investors; creating incentives and guarantees to motivate banks to finance these technologies; reducing risks for projects promoters and banks; and helping all support actions: information, studies, training, etc.

The EE/RE markets are mature for bank loans only in Tunisia. Even in Tunisia, few enterprises would be looking for capital for financing bigger investments, such as cogeneration and wind farms; in the three countries, the regulatory framework for cogeneration and wind energy under self-generation arrangements are not in place or not clear enough; in other terms, the market for investment funds would open very gradually. Financing through ESCOs is likely to develop in each country.

A financing mechanism or a set of mechanisms to support EE/RE in the three countries should include the following components:

1. Support to project promoters and market development: energy audits, feasibility studies, monitoring of implementation, financing of pilot and demonstration projects, dissemination of information, support to specialised associations;
2. Incentives for commercial banks to lend for EE/RE projects in local currency: soft interest rates, maturation, grace period, guarantees avoiding collaterals, success fee paid to banks related to performance.
3. A dedicated investment fund, with a revolving mechanism, which would essentially provide capital for medium size projects (3-5 to 15 M€): cogeneration, wind farms, gas conversion, solar thermal equipment. The detailed feasibility of such a fund could already been done in Tunisia, and might be considered in Morocco and Jordan when the regulatory framework is in place. An investment fund offering instruments of mezzanine type can be considered, provided that the overall cost is not significantly higher than a loan.

The experience of many other countries, including from Central and Eastern Europe, tells that when identifying a new financing scheme, the national policies, the existing financing schemes and previous initiatives from foreign financing organisations should be carefully considered and analysed. The existing and potential EE/RE markets also have to be investigated, for instance the greater maturity of the Tunisian market, compared to Morocco and Jordan.

The creation of new facilities dedicated to EE and/or RE, supported by national budgets and/or multilateral and bilateral financing organisations, is being studied in the three countries. Participating in such projects is a valuable option, as it may combine resources from different IFIs / donors to offer a complete package, and avoid competition between

donors. In Tunisia, the current AFD initiative to set up a line of credit is worth being supported, before new initiatives are undertaken.

Any initiative should lean on commercial and public financing institutions operating in a country, even though they may not have yet carried out many operations in the field of EE/RE. Some commercial banks operate in several countries, e.g. Morocco and Tunisia, thus may serve as a vehicle of experience from a country to another.

Lines of credit, facilities supporting loans of commercial banks, or investment funds, should be established primarily at national level. A regional fund of fund might be envisaged, provided that it offers financing at competitive conditions. Some support actions / technical assistance might be organised at regional level, to facilitate exchange of experience and good practice.

Above recommended solutions are likely to induce fairly high costs, as they involve support to bank loans, guarantees, support actions and technical assistance. In this respect, resources from the EIB and bilateral banks may not be sufficient and not always appropriate to finance e.g. a risk capital fund. A financing mechanism should therefore mobilise resources from the European Union, such as the Neighbourhood Investment Fund, bilateral budgets and GEEREF, as well as grants from bilateral organisations of EU member countries.

The recommended approach also widely applies to energy solutions in residential and small commercial and artisanal sectors, except the investment fund option; classical loans for equipment, leasing, micro-credit, are privileged solutions. Financing institutions include retail banking departments of large banks, specialised guarantee funds, micro-credit institutions and energy distributors. Support actions include information campaigns, standardisation and labelling of appliances, and support to distribution and maintenance networks, supervised by government agencies.

The institutional set up is essential to create the connection between lending organisations and potential candidates for EE/RE investments in the industrial and commercial sectors. Structures to be set up would involve a technical function and a financial function:

- The technical function (project identification, advice to beneficiaries, organisation of audits and studies, monitoring of implementation), could be under the responsibility of the national EE/RE agency, supported by a group of consultants.
- The financial function (investment project analysis, fund disbursement, follow up of reimbursement, bank training) could be secured by the same technical unit; it could be also performed by the partner banks in case of a line of credit, if they have appropriate capabilities for this market. The State guarantee organisations may have here an important role to play.

Procedures for the processing of projects should be as simple as possible and avoid duplication between e.g. technical assessment and financing validation.

An investment fund will usually be established as an autonomous legal entity, independent from the State, which can generate profits and self-finance its operations. Different options can be envisaged: public-private partnership, risk capital company, energy department within a risk capital structure. The fund manager can be a consulting and engineering firm, if it has appropriate financing capabilities, or a department of a bank; it may be a partner of the fund. A government agency may be a partner in the fund if it is a co-investor on behalf of the State. Only Tunisia has such a government agency, the ANME.

ESCOs may play a key role as they can secure one part of the process which conditions the success of a financing mechanism; they provide technical capabilities requested from the technical unit. ESCOs could also borrow on behalf of final investors. However, an ESCO acting as a third party investor is not yet accepted by industries. ESCOs should have better access to guarantee funds, and benefit from more advantageous financing conditions and fiscal incentives.

Further steps might include: choice of mechanisms and financing options which need to be further investigated, based on their compatibility with resources and strategies of IFIs and donor organisations; choice of priority market segments; assessment of costs and overcosts of mechanisms, relating to credit lines, remuneration of partner banks and technical assistance; detailed feasibility studies of selected mechanisms; follow up of ongoing initiatives; monitoring of progress in legal, regulatory and institutional framework in SEMC; schedule for the implementation of new mechanisms; validation for other SEMC.

Mécánisme Financier pour le développement de l'Efficacité Énergétique et des Énergies Renouvelables dans les pays sud- et est-Méditerranéens

Rapport Final

1 INTRODUCTION

Le présent document est le rapport final de l'étude. Il fait suite au rapport final provisoire, remis début juillet et examiné lors d'une réunion du Comité de Pilotage de l'étude le 21 septembre à Luxembourg. Ce document vise à répondre aux demandes du Comité de Pilotage du 2 octobre 2006 et fait suite aux échanges qui ont eu lieu depuis entre la BEI, les autres membres du Comité de Pilotage et le consortium.

Ce rapport a été élaboré par Jean-Pierre Mehr (Bceom), Alexis Gazzo (Ernst & Young), Dominique Giraud (Bceom), Samir Amous (Apex) et Adel Mourtada, pour la Banque Européenne d'Investissement.

Les consultants expriment leurs remerciements aux membres du Comité de Pilotage pour les conseils et orientations qu'ils ont apportés, tout particulièrement Nigel Hall et Eugene Howard (BEI), Dietmar Wenz (KfW), Dominique Richard (AFD) et Michel Hamelin (ADEME). Ils remercient aussi pour leur aide toutes les personnes contactées au cours de l'étude, notamment les représentants de la BEI, de l'AFD et de KfW dans les différents pays; ils ont particulièrement apprécié la possibilité de participer aux séminaires organisés par l'AFD en Tunisie et Jordanie dans la perspective de la mise en place de lignes de crédit dédiées EE/ER. Une liste complète des personnes contactées figure en annexe.

Ce document reflète le travail des consultants et a été préparé pour l'utilisation propre de la BEI et de ses partenaires ; il ne reflète pas nécessairement les positions officielles de la Banque.

Comme décidé par le Comité de Pilotage, les travaux de la deuxième phase se sont focalisés sur les groupes de filières comprenant les opérations et investissements d'efficacité énergétique et énergies renouvelables (EE/ER) dans l'industrie, le gros tertiaire public et privé, y compris biogaz, valorisation énergétique des déchets et cogénération. Les investissements de ces secteurs économiques peuvent intégrer par exemple des petits parcs éoliens et la production d'eau chaude solaire. Ont été laissés de côté :

- Les installations, raccordées au réseau, de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables d'une puissance supérieure à 10-20 MW ; celles-ci peuvent bénéficier de prêts directs de la BEI et des institutions bilatérales des pays de l'UE.
- Les projets d'électrification rurale décentralisée : les besoins sont de plus en plus marginaux dans la plupart des PSEM, où l'électrification par le réseau est largement achevée, et où les projets restants relèvent d'approches très spécifiques.

- Les investissements diffus comme les chauffe-eau solaires individuels ou les appareils électroménagers performants : le développement de ces marchés est fortement tributaire du cadre réglementaire et normatif, ainsi que des actions de promotion mises en œuvre par les pouvoirs publics. Néanmoins, on examinera si les solutions identifiées sur le groupe de filières prioritaire peuvent s'appliquer à ces marchés domestiques.

Pour les besoins des approfondissements prévus dans cette deuxième phase, les consultants ont visité les trois pays retenus par le Comité de Pilotage comme offrant les meilleures perspectives, du fait notamment des prix de l'énergie et des politiques mises en œuvre : le Maroc, la Tunisie et la Jordanie (ce dernier pays devait être sujet en principe à une analyse moins fouillée que les deux premiers). Ils ont eu des entretiens avec des représentants de l'ensemble des organisations potentiellement concernées : ministères, agence de l'énergie, bureaux d'études et d'ingénierie, professionnels de la maîtrise de l'énergie, centres de recherche, banques, bailleurs de fonds, ainsi que plusieurs industriels.

Le rapport ci-après reflète les résultats obtenus au cours de ces missions et durant la période écoulée depuis le premier Comité de Pilotage :

Un chapitre est dédié à chacun des trois pays ; il comporte quatre parties :

1. Contexte institutionnel, politique et réglementaire : Institutions responsables de la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables ; Stratégies mises en œuvre ou envisagées, spécifiquement dédiées aux EE/ER ; programmes sectoriels ; Cadre législatif et réglementaire, y compris sur les prix des différentes formes d'énergie ; Fonctionnement des marchés, notamment de l'électricité.
2. Revue des programmes et instruments de financement soutenus par des IFIs et BdF bilatéraux : programmes spécifiques énergie et environnement, financements / fonds généralistes pouvant avoir des impacts, autres fonds et initiatives du secteur bancaire.
3. Potentiels et besoins quantitatifs : potentiels par secteurs, pour différentes opérations (efficacité énergétique, cogénération, conversion au gaz naturel, énergies renouvelables), en termes d'indicateurs physiques et économiques, et besoins d'investissements ; impacts des politiques mises en œuvre sur la concrétisation de ces potentiels.
4. Analyse qualitative et typologique des investissements, des besoins de financement et des contraintes ; principales caractéristiques techniques des projets (taille, temps de retour, etc.) ; facteurs favorables et contraintes ; synthèse sur les formules souhaitables de financement.

Un chapitre est consacré au recensement et à l'analyse de différentes facilités (lignes de crédit ou fonds d'investissement) qui constituent des expériences intéressantes dans différents pays, notamment Europe Centrale et de l'Est.

Le dernier chapitre porte sur les conclusions et recommandations du Consultant : choix du(des) mécanisme(s) les plus appropriés ; modalités de mise en œuvre.

2 PERSPECTIVES D'INVESTISSEMENT ET BESOINS DE FINANCEMENT AU MAROC

2.1 Contexte institutionnel, politique et réglementaire

2.1.1 Efficacité énergétique et énergies renouvelables, points communs

Éléments de réformes et politiques	Situation Actuelle	Perspectives 2010-2012
Institutions	<p>Plusieurs ministères interviennent sur les politiques et stratégies EE/ER :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Premier Ministre : coordination des politiques. • Ministère de l'Énergie et des Mines : élaboration et application des politiques, préparation des textes de lois, régulation et licences, analyses économiques du secteur, programmes d'actions. La direction de l'électricité et des énergies renouvelables comprend une division des énergies renouvelables et de la maîtrise de l'énergie. • Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Eau et de l'Environnement (MATEE) : stratégies de changement climatique, MDP (AND au ministère), gestion des déchets, pollution de l'air. • Ministère des Finances et de la Privatisation : politiques des revenus et des prix, fiscalité, allocations budgétaires. • Ministère de l'Industrie, du Commerce et de la mise à niveau de l'économie : appui à l'amélioration de la compétitivité des entreprises. • Ministère de l'Intérieur et des Collectivités Locales : coordination et appui aux initiatives énergétiques et 	<p>Chacune de ces institutions conduit des réflexions, élabore des stratégies ou gère des programmes avec l'appui de coopérations extérieures, avec des impacts sur le développement de EE/ER.</p> <p>Des renforcements de ces actions sont probables à l'avenir. Au plan purement institutionnel, le CDER, l'institution qui dispose des moyens humains les plus importants dans le domaine de EE/ER, va certainement faire l'objet d'une restructuration, avec de nouveaux statuts et de nouvelles responsabilités. Il n'est pas encore certain que le CDER disposera des moyens budgétaires d'intervention nécessaires pour engager des actions dans ces secteurs, en plus de son budget de fonctionnement.</p>

	<p>environnementales des municipalités.</p> <ul style="list-style-type: none"> • CDER, Centre de Développement des Énergies Renouvelables : comme son nom l'indique, ses responsabilités se focalisent sur les ER (voir ci-après). • ONE, Office National de l'Électricité, régies et compagnies privées de production et distribution d'électricité. • CMPP (Centre Marocain de Production Propre), attaché à la Confédération des entreprises, se concentre sur les audits environnementaux des entreprises. 	
<p>Législation et réglementations</p>	<p>Il n'existe pas de loi spécifique EE/ER, sauf la loi n°26-80 créant le CDER.</p> <p>Sauf l'autoproduction, les seuls producteurs hors ONE sont des IPPs sous contrat avec l'ONE, en tant qu'acheteur unique (décret de 1994 autorisant l'ONE à conclure des contrats avec des opérateurs privés).</p> <p>La puissance des installations d'autoproduction est actuellement limitée à 10 MW. Les excédents des autoproducteurs sont achetés exclusivement par l'ONE.</p> <p>Plusieurs conventions entre l'ONE et des autoproducteurs, à l'image du projet Lafarge, prévoient l'accès au réseau pour l'utilisation de l'énergie sur les sites industriels des autoproducteurs : par exemple, dans le cadre d'une convention avec Ciments du Maroc pour 10 MW à Laayoune, l'énergie pourra être acheminée sur d'autres sites de CIMAR, l'excédent sera acheté par l'ONE. Le contrat d'accès au réseau fixe le tarif incitatif de transport à 6 cDh HT/kWh jusqu'au 31 déc 2011, 8 cDh/kWh au-delà de cette date. Les excédents sont achetés aux tarifs en vigueur augmentés de 20% en moyenne, soit 37 c/kWh en moyenne ; les tranches horo-saisonnnières des tarifs de l'ONE s'appliquent à ces tarifs de rachat. Selon ces conditions, dites "Énergie Pro", les pertes du réseau de transport sont à la charge de l'autoproducteur ; elles sont évaluées par l'ONE à 4% - 5%.</p> <p>Les projets d'autoproduction, notamment pour des petits parcs</p>	<p>Le projet de Loi Cadre sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables a été approuvé par le Conseil du Gouvernement le 17 mai 2007 ; elle devrait être validée par le Parlement avant la fin de 2007 ; Les consultants qui ont contribué à la rédaction du projet de loi cadre ont également fait des propositions pour certains textes d'application. Les décrets d'application seraient adoptés dès 2008 selon le MEM, dans les 2-3 prochaines années selon d'autres sources ; il convient de noter que la publication de certains textes d'application fait partie des éléments qui permettront de déclencher le versement des différentes tranches du PPD énergie de la Banque Mondiale, ce qui constitue une forte incitation pour le Gouvernement.</p> <p>Le projet de loi cadre ouvre la voie à l'introduction d'un ensemble équilibré d'instruments, notamment obligations (audits obligatoires, normes d'étiquetage des appareils ou des bâtiments neufs), mesures de sensibilisation, voire de soutien financier. Il fixe des objectifs indicatifs sur la part des énergies renouvelables à terme. Il habilite le Ministre chargé de l'énergie à définir et mettre en œuvre les politiques EE/ER.</p> <p>Des réflexions sont également en cours concernant la mise en place d'un fonds dédié à soutenir le financement de projets éoliens connectés au réseau.</p>

	<p>éoliens, pourront donner lieu à un contrat tripartite entre l'autoprodacteur, l'investisseur et l'ONE.</p> <p>La loi faisant passer le plafond des installations d'autoproduction de 10 MW à 50 MW pourrait être votée par les deux chambres avant la fin de l'année 2007.</p> <p>Législation Environnement :</p> <p>À la suite de la Loi 10-95 "pollueur payeur", il n'existe pour l'instant qu'une loi cadre de l'environnement ; 20 textes d'application devraient sortir en 2007.</p> <p>Le FNE, Fonds National de l'Environnement, est théoriquement en place sous la forme d'un compte d'affectation spécial (CAS) dans le budget 2007. le CAS Environnement pourrait absorber le FODEP (voir ci-après).</p> <p>Il y a aussi un CAS pour le PNA, Programme National d'Assainissement.</p> <p>La création d'une agence des déchets, notamment pour résoudre le problème des décharges, est également attendue. Il existe aussi une Commission d'Évaluation de l'Impact Environnemental.</p> <p>Financements :</p> <p>Loi sur le capital risque début 2006 ; pas réellement applicable pour les PME, alors qu'elle devait concerner les PME à 50%; il s'agit plutôt de capital développement dans une perspective de cotation en bourse. On signale l'existence de Centres régionaux d'investissement, CRI.</p>	<p>Cependant, le projet n'entérine pas la création d'institutions nouvelles ou le renforcement des institutions existantes, telles que le CDER. Le financement des mesures incitatives reste tributaire des lois de finances (ce qui est assez naturel).</p> <p>Le projet de loi institue, par anticipation sur le futur projet de loi du secteur électrique, un mécanisme d'autorisation d'installations de production d'électricité à partir d'ER, d'accès au réseau et d'obligation d'achat. Les procédures d'appels d'offres, les conditions de raccordement et les tarifs de rachat restent néanmoins sous l'autorité de l'ONE dans le cadre du Dahir (2-94-503) de 1994, tant qu'une autorité de régulation indépendante n'est pas en place.</p> <p>Ce dispositif législatif constitue la base d'une nouvelle stratégie nationale concernant les institutions et l'encouragement aux investissements. D'après le MEM, ces lois vont révéler le marché latent.</p> <p>Le projet de loi du secteur électrique prévoit la coexistence d'un marché libre et d'un marché réglementé. Le marché libre serait dans un premier temps limité aux consommateurs raccordés en THT et HT, soit 7% du marché, environ 300-400 MW. Il s'agit de 10 à 13 grosses industries : phosphates, chemins de fer, cimentiers, sidérurgie, etc. Le Gouvernement souhaite procéder avec prudence, dans la mesure où plusieurs industries doivent encore faire de gros investissements de "mise à niveau", et constituent actuellement un secteur de clientèle vital pour l'ONE.</p> <p>Le projet de loi électrique prévoit un accès libre et non discriminatoire pour les clients du marché libre aux réseaux de transport et distribution. L'État et l'ONE respecteront les engagements contractuels et tarifaires avec les concessionnaires en production et distribution.</p>
--	--	---

		Des aménagements des "PPA" seront néanmoins possibles.
Prix de l'électricité	<p>Les tarifs sont fixés par une commission interministérielle des prix, sous l'autorité du Premier Ministre, réunissant notamment le Ministère des Finances et le Ministère de l'Intérieur (Direction des Régies et des Services Concédés), des administrations soucieuses des impacts sociaux des tarifs, ainsi que sur l'indice des prix. La commission fixe les tarifs de transfert entre l'ONE et les distributeurs : régies et concessionnaires.</p> <p>Globalement, les tarifs actuels ne permettent pas au secteur électrique de couvrir tous ses coûts: les comptes annuels de l'ONE sont déficitaires de 1,5 à 2 GMAD depuis plusieurs années.</p> <p>La TIC sur les combustibles (charbon et fuel) a été supprimée en 2004 ; les droits d'importation de ces produits ont été réaménagés ; la TVA sur l'électricité est passée de 6% à 14%. Les combustibles sont exonérés de la TIC jusqu'à 10 MW, seuil actuel de l'autoproduction.</p> <p>La structure des tarifs appliqués aux clients raccordés aux réseaux THT-HT et MT est horo-saisonnière.</p> <p>Plusieurs baisses tarifaires ont été accordées depuis 1997 et ont touché toutes les catégories de clients :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Clients THT-HT : baisses successives de 2%, 13-17%, 7,4%. • MT : 5%, 6%, 17%, 6,2%. • BT : baisse de 6,1% hors TVA en 2004, les tarifs TTC étant maintenus au même niveau. <p>Cela aboutit donc à une rationalisation et un équilibrage des tarifs entre catégories de consommateurs, en cohérence avec les coûts marginaux de fourniture.</p> <p>Une comparaison sommaire des tarifs de l'électricité dans les trois pays figure dans le sous-chapitre correspondant concernant la Jordanie.</p>	<p>Poursuite de la rationalisation financière du secteur.</p> <p>Mise en place d'indicateurs et de procédures d'incitation à la performance pour les entreprises.</p>

<p>Prix des produits pétroliers</p>	<p>Les prix ex-raffinerie sont basés depuis 1995 sur les cotations internationales à l'importation, auxquelles s'ajoute un coefficient permettant de rémunérer l'investissement de raffinage ; cette marge ou "rente", ou coefficient d'adéquation, est actuellement à 2,5%. Les ventes de produits importés sont tarifées au même niveau. Les droits d'importation ont progressivement baissé depuis 2002, ils sont actuellement à 2,5%. Les prix de reprise sont fixés chaque quinzaine.</p> <p>Les prix de détail sont fixés sur la même base que les prix ex-raffinerie, plus une marge de distribution et vente de l'ordre de 16%.</p> <p>Subvention du GPL : pour une bouteille de 12 kg, prix du butane = 60 Dh, frais et taxes = 26, vendue 40 Dh : coût de la subvention 3,5-4,5 GDh/an. Les arriérés de paiement de la Caisse de Compensation pour les produits pétroliers et le butane atteignaient au total 3,7 GMAD en 2004, 7,4 en 2005, 7 en 2006.</p>	<p>Ouverture totale du marché programmée en 2009.</p> <p>Les restrictions aux prix de détail seront supprimées à terme.</p> <p>On vise également à réduire progressivement le déficit de la caisse de compensation.</p>
<p>Prix du gaz naturel</p>	<p>En 2005, le gaz naturel a été ajouté à la liste des combustibles exonérés de la TIC et destinés à la production d'électricité d'une puissance supérieure à 10 MW. Le gaz naturel n'est utilisé que pour la production électrique; il est facturé à son prix de revient, dépendant du prix du gaz fixé par l'Algérie pour REPSOL en Espagne.</p>	
<p>Stratégies</p>	<p>Hormis les stratégies générales qui visent la sécurité d'approvisionnement, la diversification des sources d'énergie, l'énergie au meilleur coût, et la participation du secteur privé aux grands projets, ainsi que la préservation de l'environnement et le renforcement de la sécurité et contrôle technique des installations, le Maroc ne s'est pas doté d'une stratégie spécifique pour promouvoir l'efficacité énergétique : aucune incitation fiscale ou financière, peu de campagnes d'information, formation, démonstration, peu d'appui aux différentes phases des projets. Les conditions de rachat de l'énergie autoproduite, provenant notamment de la cogénération, sont peu incitatives. Pas de programmes sectoriels à moyen et long terme.</p>	<p>La future loi sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables est en principe porteuse d'une nouvelle stratégie.</p> <p>Une stratégie a été esquissée dans le cadre du prêt de politique de développement de la Banque Mondiale, et notamment d'une étude "d'évaluation des impacts sur l'environnement des réformes" : des objectifs ont été fixés à 1000 MW pour l'éolien et 700 000 tep pour l'EE. La mise en œuvre du PAPE requiert un investissement annuel d'environ 700 MDh (63 M€), dont 200 MDh (18 M€) provenant du fonds EE/ER.</p>

	<p>Comme développé en 2.1.3, les actions concernant les énergies renouvelables sont limitées à l'éolien, l'hydroélectricité et les chauffe-eau solaires individuels (CES) :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'ONE poursuit le développement de projets hydroélectriques, en coordination avec les autorités responsables des ressources hydriques et de l'irrigation. • Le développement de l'éolien a donné lieu à plusieurs expériences innovantes, principalement dans le cadre de contrats à long terme avec l'ONE, mais aussi dans le cadre de projets d'autoproduction limités à 10 MW. • Les CES font l'objet d'un accompagnement du CDER avec des moyens fortement dépendants de l'aide extérieure. 	
<p>Financement au plan national (sans aide extérieure ou avec aide mesurée)</p>	<p>Le CDER a un budget d'investissement limité actuellement à environ 3 millions de MAD. Il n'existe pas de fonds EE/ER soutenu par le budget de l'État.</p> <p>Plusieurs programmes et instruments de financement ayant un impact sur EE/ER sont soutenus par des IFIs et BdF bilatéraux (voir 2.2) :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Spécifiques environnement et/ou EE/ER : FODEP ; FOGEEER ; convention ANPME-ONE ; • Généralistes : FOMAN, Fonds HassanII, FOGAM, Fonds Averroes ; nouvelle entité microfinance Jaida, etc. 	<p>Des réflexions en cours pourraient conduire à la mise en place d'un mécanisme de soutien aux projets EE/ER, dans le cadre du programme de réformes du secteur de l'énergie au Maroc.</p>

2.1.2 Efficacité énergétique

Éléments de réformes et politiques	Situation Actuelle	Perspectives 2010-2012
<p>Institutions responsables</p>	<p>Il n'existe pas d'agence responsable de la maîtrise de l'énergie ; le CDER peut intervenir dans ce domaine sur demande du Ministère (voir 2.1.3)</p>	<p>Le projet de loi modifiant et complétant la loi n° 26-80 relative au CDER élargit la mission, les fonctions et les programmes du CDER, qui sera responsable à la fois de</p>

		l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables.
Législation et réglementations	Il n'existe pas de loi spécifique sur l'efficacité énergétique.	Projet de loi sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, en cours de préparation (voir 2.1.1). Base d'une stratégie nationale concernant les institutions et l'encouragement aux investissements. Notamment rachat d'énergie provenant de l'autoproduction et de la cogénération.
Stratégies	Comme indiqué en 2.1.1, le Maroc ne s'est pas doté d'une stratégie spécifique pour promouvoir l'efficacité énergétique : aucune incitation fiscale ou financière, peu de campagnes d'information, formation, démonstration. Pas d'obligation d'achat concernant notamment la cogénération. Pas de programmes sectoriels à moyen et long terme. Forte réticence du Ministère des Finances à consacrer des moyens budgétaires publics pour EE.	Objectifs à moyen et long terme : le potentiel est estimé à 15-20%. Objectif fixé à 700 000 tep en 2012. Les détails des politiques de moyen terme permettant d'atteindre ces objectifs n'ont pas été communiqués.
Financement au plan national et fiscalité	Pas de financement dédié à l'EE à l'heure actuelle. Manque d'incitations à la fois "négatives" = obligatoires, comme audit tous les 3 ans, et d'incitations fiscales.	On prévoit la mise en place de mécanismes et mesures d'incitation pour le renforcement de l'efficacité énergétique et le développement de l'utilisation des énergies renouvelables. Ce type de mécanisme pourrait être appuyé par la mise en place d'une agence dédiée, suite à la restructuration du CDER. Les réflexions en cours incluent le développement de mécanismes de financement pérennes, de fonds dédiés publics – privés, ainsi que d'aides encourageant des mécanismes financiers tels que le tiers-payant et le développement des ESCOs. Des dispositifs fiscaux pourront également être mis en place, ainsi que des efforts de promotion du recours au MDP.
Industrie	Le programme GEM ("Gestion de l'Énergie au Maroc"), initié en 1988, devait déboucher sur un marché de l'EE devant s'auto entretenir. Le programme intégrait des financements de l'USAID au profit de PME et prévoyait la création d'une société de financement de l'EE, qui n'a pas	Les éléments de stratégie esquissés dans le cadre du PPD de la Banque Mondiale et encadrés par le projet de loi EE/ER comprennent des mesures telles que : <ul style="list-style-type: none"> • Audit énergétique périodique et obligatoire des gros consommateurs ; mesures encourageant les industriels

	<p>recueilli l'adhésion des financiers. Un fonds de l'ACDI (Agence Canadienne de Développement International) a permis de financer des audits et études, dans l'industrie et les bâtiments, et d'apporter une contribution à hauteur de 25 % aux investissements réalisés. Plus récemment, un projet financé par AFD-FFEM et GEF (1,5 M€), qui se déroule sur la période 2003-2007, est consacré à la promotion de l'efficacité énergétique sur la zone industrielle de Sidi Bernoussi, avec comme partenaire l'association Izdihar. Les investissements réalisés grâce à ce projet atteindront 12 MDh à la fin de 2007.</p>	<p>(ainsi que les entreprises de services et de transports) à optimiser leur facture d'énergie. Cette mesure est spécifiée dans le projet de loi.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Promotion de la cogénération. Dispositions réglementaires spécifiques pour la commercialisation des excédents produits par cogénération. • Réglementation et normes de performances ; renforcement de la sécurité, contrôle des installations. • Actions de DSM / d'accompagnement des industriels par le secteur électrique ; qualité, audits et conseil.
Tertiaire	<p>Mis à part dans une certaine mesure le projet GEM, le secteur tertiaire a bénéficié de mesures d'encouragement à l'EE limitées de la part des pouvoirs publics et de l'aide internationale.</p> <p>Un programme vient d'être lancé pour développer l'eau chaude solaire dans l'hôtellerie (ECOSOL, voir ci-après).</p> <p>Une initiative de "revolving fund" pour les bâtiments publics n'a pas abouti, faute d'engagement du budget de l'État.</p> <p>Une circulaire du Premier Ministre était en préparation avant les dernières élections, pour inciter les ministères à engager des économies dans les bâtiments, favoriser la diffusion de lampes BC avec l'ONE, généraliser les CES avec le CDER, renouveler l'éclairage public avec ONE et les régies. Nous n'avons pas d'information sur le calendrier de son application.</p>	
Municipalités	<p>Peu d'actions ont été engagées pour aider les municipalités, notamment les moyennes et petites qui disposent de ressources et de compétences limitées, à s'engager sur des projets d'EE (bâtiments communaux) et d'ER (valorisation des déchets). Néanmoins, le Fonds d'Équipement Communal (FEC) vient de constituer une unité MDP destinée à accompagner les municipalités dans</p>	

	la mise en place de projets MDP.	
Bâtiments neufs	<p>Le Maroc a bénéficié des programmes tels que RTMB (réglementation thermique du bâtiment dans les pays du Maghreb), soutenu par CE-Synergy; ce projet régional s'est concrétisé surtout en Tunisie et se poursuit avec un autre financement en Algérie.</p>	<p>Un projet de code d'efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment vise l'intégration des considérations énergétiques dans trois secteurs clés de la politique de développement du Maroc : la santé, l'hôtellerie et les logements collectifs. L'accent sera mis sur la concertation avec le secteur privé ainsi qu'avec les ministères concernés pour obtenir le soutien des principaux partenaires et assurer une bonne communication avec le secteur privé. L'effort d'amélioration de l'EE sera concentré sur trois axes : i) la conception des bâtiments, ii) le fonctionnement des équipements (climatisation, chauffage, etc.), et iii) la gestion énergétique dans les bâtiments. Le projet comprendra aussi des actions pilotes pour démontrer la rentabilité des investissements proposés.</p> <p>Budget total du programme 15M\$, dont GEF/PNUD 3,2M\$, Ministère italien 1 MUS\$, et probablement FFEM 0,8-1M\$. le projet s'étale sur 4 ans ; devrait aboutir à des dispositions de base pour les 100 000 logements construits par an. Implique ministères / départements habitat, santé, tourisme, environnement, finances. Ce nouveau code ne sera réellement appliqué que dans 5 ans ; il sera volontaire au début.</p>
Bâtiments existants	<p>Le CDER a développé un concept "Maison énergie", comportant des services de proximité dans le domaine de l'énergie (outils marketing, formation, relationnel). 80 à 100 sont opérationnels. En particulier, des distributeurs d'équipements solaires ont des partenariats avec les Maisons de l'énergie.</p> <p>Un programme prometteur est aussi en cours dans les hammams, avec l'appui de l'AFD.</p>	<p>En parallèle avec le programme concernant les bâtiments neufs, une stratégie est en cours d'élaboration sur les bâtiments existants.</p>
Équipements des ménages	<p>Les chauffe-eau solaires peuvent bénéficier d'un label, qui n'est pas encore obligatoire.</p>	<p>Un programme d'étiquetage des appareils consommateurs d'énergie, commençant par les appareils ménagers, va être</p>

		<p>mis en place.</p> <p>Des normes techniques, labels et programmes de certification seront progressivement introduits pour tout équipement consommant de l'énergie.</p>
Transports	Le coût du renouvellement des parcs de transports publics et des efforts sur les transports urbains est estimé à 500 MMAD/an.	<p>Diagnostic des véhicules automobiles.</p> <p>EE dans les transports, coordination, développement des autoroutes 150 km/an, extension du ferroviaire.</p>
Actions sur la production d'équipements	Les actions réalisées jusqu'ici ont contribué au développement de solides compétences dans différents domaines : fabrication de CES, audits et études énergétiques, etc.	Les actions futures devront permettre de capitaliser les connaissances au plan régional, et devront favoriser une intégration commerciale et industrielle / des partenariats, notamment dans le domaine des matériaux de construction.

2.1.3 Énergies Renouvelables

Éléments de réformes et politiques	Situation Actuelle	Perspectives 2010-2012
Institutions responsables	<p>Le CDER est responsable de la promotion des énergies renouvelables.</p> <p>Les moyens humains du CDER sont importants (150 personnes) mais son budget est très faible (20 MDh de fonctionnement, essentiellement pour les salaires, et 3 MDh d'investissement). Les seuls domaines où le CDER a des moyens sont ceux où les BdF apportent leur soutien (Promasol, hammams, etc.).</p> <p>Jusqu'à présent les activités du CDER sont restées essentiellement orientées vers des projets ER (en y incluant les COS), publics ou ruraux ; le CDER travaille peu avec l'industrie.</p>	Le programme de réformes en cours prévoit la restructuration du CDER en vue d'en faire une entité responsable à la fois de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables.
Législation et réglementations	Pas de législation spécifique	Un projet de loi sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables est en cours de préparation.

		<p>Le relèvement du plafond de l'autoproduction de 10 MW à 50 MW est en cours d'approbation. Le projet de loi devrait préciser les conditions de rachat de l'énergie et d'accès au réseau.</p> <p>Projet de réduire la TVA de 20% à 14% sur les CES. On vise TVA à taux 0 sur CES et ER.</p>
Stratégies	Des propositions stratégiques ont été élaborées par le CDER. Des programmes ont été engagés dans différents secteurs. Les ER atteignent actuellement 7,9% de la production électrique, et 4% du bilan énergétique.	Le projet de loi cadre EE/ER contient des objectifs précis d'équipement à l'horizon 2010-2012, notamment dans l'éolien. En 2012, les ER atteindront 20% de la production électrique et 10% du bilan énergétique. Les moyens de parvenir à ces objectifs, notamment en faisant appel au secteur privé, restent à préciser.
Financement au plan national	À la suite des demandes de réduction de TVA depuis plusieurs années, permettant un retour à l'équité par rapport à l'électricité, la loi de finances 2007 entérinerait une réduction de la TVA de 20% à 14% pour accélérer le développement des ER.	On prévoit la mise en place de mécanismes et mesures d'incitation pour le renforcement de l'efficacité énergétique et le développement de l'utilisation des énergies renouvelables
Éolien	<p>L'ONE, les autres partenaires marocains et plusieurs investisseurs privés, marocains ou étrangers, ont acquis une expérience qui permettra d'envisager toutes les formules possibles lorsque la loi portant sur la libéralisation du secteur électrique aura été promulguée ; les expériences comportent notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le parc éolien de Koudia Al Baida / Abdelkhalek Torres : concession (BTO : Build Transfer Operate) entre l'ONE et un consortium privé. Arrangements contractuels innovants entre les différents partenaires. • Le projet de parc éolien de Tétouan réalisé par Lafarge Maroc : autoproduction / production indépendante. • Les autres projets éoliens (principalement Essaouira et Tanger) : investissements de l'ONE qui assurera 	<p>Le parc d'Essaouira, 60 MW, réalisé en 2007 ; Tanger, 140 MW, sera réalisé en 2009. On prévoit l'équipement de 1000 MW entre 2009 et 2012 : Taza, Tarfaya, Tanger, Laayoune, Dakhla. Soit une perspective de 1200 MW installés en 2012.</p> <p>L'ONE pourrait conduire le développement de 1000 MW par ses propres moyens et en passant des conventions avec des développeurs privés ("concessionnel PPA").</p> <p>Compte tenu des incertitudes sur le réseau espagnol, la tCO2 à 10-15 c/t peut accroître l'intérêt pour l'éolien si le prix de revient est de 60 c/kWh. Il existe donc de bonnes perspectives d'achat sur le marché libre qui sera mis en place.</p> <p>On envisage aussi la mise en place progressive de tarifs de rachat, et l'obligation d'achat sur le marché réglementé pour le producteur réglementé et acheteur unique. Certaines</p>

	<p>elle-même la maintenance et l'exploitation des installations.</p> <p>Au total, 64 MW installés ; la ressource est correctement connue, bien que les données précises restent à construire pour répondre aux besoins des investisseurs. Coût estimé à 0,62-0,63 cDh/kWh produit.</p>	<p>réflexions en cours portent sur la mise en place d'un fonds de l'éolien pour soutenir les investissements du secteur privé et régler la question du coût entre producteur réglementé, acheteur unique et producteur privé.</p>
<p>Solaire</p>	<p>Le programme PROMASOL, initié par le Ministère de l'Énergie et des Mines et le CDER, est soutenu par le PNUD, le GEF et le Gouvernement Andalou. Il comporte des actions sur le marché, la qualité des équipements et des services, avec des garanties de résultats, et un processus d'agrément des installateurs. Le CDER a mis en place une "assurance partenariat commercial, APC", qui vise à soutenir le réseau logistique de distribution et assurer la maintenance, ainsi qu'un label. Grâce à l'APC, chaque opérateur peut ainsi avoir au-delà de 10 partenaires. Un "Outil AIS" de soutien à l'industrie solaire, contribue en outre pour 80% aux frais d'approche, 25% à l'outil de production. Un fonds de garantie est également en place.</p> <p>Le CDER propose une garantie des résultats solaires et des contrats de performances pour sécuriser l'investissement pour l'individuel. Engagements de l'ingénierie, fabricant, installateurs. Le CDER va mettre en place un système de télésuivi ; un prototype a été développé sur 20 applications collectives.</p> <p>On notera que le leasing, assez répandu dans les secteurs résidentiel et tertiaire, ne peut être utilisé actuellement dans le secteur public.</p> <p>Un programme ECOSOL, avec l'ONE, vise les investissements solaires dans le secteur hôtelier. Ce programme est soutenu par PNUE et MEDREP. Le fonds ECOSOL garantit le financement de l'installation par des conventions signées avec les financiers, pour des</p>	<p>Le programme de CES devrait permettre de passer à 40 000 m²/an. Des mesures incitatives seront mises en place dans les bâtiments publics, voire collectifs.</p>

	<p>crédits M/LT ou leasing sur 5 ans. ECOSOL a une vision crédit plutôt que leasing ; équipement plutôt que service ; équipement 2-3 MDh, prend les risques techniques et financiers.</p>	
Biomasse / déchets	<p>Un programme de remplacement des chaudières à bois des hammams par des chaudières ayant un meilleur rendement avait un but surtout démonstratif, et est pour l'instant limité à 150 hammams sur 5000 : subvention de 25% à l'achat d'équipement, s'appuyant sur un financement du FFEM ; labellisation de chaudières fabriquées par les chaudronniers ; formation et professionnalisation de plusieurs bureaux d'études.</p> <p>Plusieurs projets de valorisation de biogaz de décharges ou de stations d'épuration sont à l'étude. On annonce un programme important de gestion des déchets solides sur 15 ans, portant sur la mise en place de décharges aux normes.</p> <p>Il existe également des opportunités dans les agro-industries.</p>	<p>Le potentiel de valorisation des déchets industriels et municipaux reste globalement très important.</p> <p>Des mesures sont nécessaires pour convaincre les porteurs de projets de la faisabilité technique et de l'intérêt économique de ces projets. Plusieurs projets en cours de déploiement permettront de mettre en pratique de nouvelles méthodes et procédés. Certaines municipalités disposent de capacités techniques trop limitées pour mener des initiatives, notamment de valorisation du biogaz.</p>
Électrification Rurale / Décentralisée	<p>À la suite de plusieurs programmes appuyés par plusieurs BdF bilatéraux et la Commission Européenne, le gouvernement marocain et l'ONE ont lancé le PERG (Programme d'Électrification Rurale Globale), qui vise au raccordement de la quasi totalité des foyers marocains ruraux.</p> <p>Pour l'ERD et dans le cadre d'un accord avec l'ONE et des sociétés de services privées, les sociétés assurent :</p> <ul style="list-style-type: none"> • la prospection ; • les contrats d'abonnement avec les clients pour une durée de 10 ans ; • une partie de l'investissement initial ; • la fourniture et l'installation des kits ; • le recouvrement des redevances mensuelles; • la maintenance et le renouvellement des 	<p>Le programme d'électrification sera achevé avant 2010 ; il permettra d'atteindre un taux d'électrification proche de 100%.</p> <p>Les opérations qui restent à réaliser auront recours au même mode contractuel.</p> <p>Des mécanismes doivent être mis en place pour assurer le suivi et la maintenance des installations décentralisées au-delà de 2010.</p>

	<p>composants ; la garantie totale du service pendant 10 ans ;</p> <ul style="list-style-type: none"> la gestion du programme. <p>Le PERG sera complété par des programmes de développement santé, éducation, eau, et la normalisation des équipements PV.</p>	
Hydroélectricité	<p>L'ONE, en coordination avec le Ministère des Mines et de l'Énergie et le Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Eau et de l'Environnement, ainsi qu'avec les autorités locales concernées, poursuit un programme d'équipement en petites et microcentrales. L'ONE dispose d'un inventaire des sites et d'un portefeuille consistant de MCH de puissance moyenne de 400 kW. 4 projets, non connectés au réseau, dont le coût du kWh est élevé, sont en cours de réalisation. Les projets sont tributaires d'une hydrologie incertaine et d'une concurrence pour les besoins en eau et des priorités de l'aménagement du territoire.</p>	<p>Le programme d'équipement sera poursuivi principalement à l'initiative de l'ONE en coordination avec le MATEE, responsable de la gestion des ressources hydriques.</p>
Actions sur la production d'équipements	<p>Le Maroc dispose de capacités de fabrication d'équipements dans la plupart des filières d'énergies renouvelables. Il existe également une dizaine de bureaux d'ingénierie solidement établis.</p>	<p>L'encouragement aux ER doit s'accompagner de programmes de R&D, innovation, transfert de technologies, ainsi que de programmes de formation scolaire, professionnelle et universitaire.</p>

2.2 Revue des programmes et instruments de financement soutenus par des IFIs et BdF bilatéraux

2.2.1 Énergie et Environnement

Programme FODEP

Nom / titre	FODEP, Fonds de Dépollution Industrielle.
Pays	Maroc, Tunisie, Jordanie.
Bailleurs / principaux investisseurs	KFW. La 3 ^e ligne de financement sera très probablement soutenue par l'UE.
Type de financement / instruments financiers	<p>La ligne actuelle fournit essentiellement des subventions.</p> <p>Trois lignes successives :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Première convention en 1998 avec Ministères des Finances et de l'Environnement. Presque 100 MDh. La 1^{re} ligne refinçait les crédits bancaires, une partie don permettait un taux des bons du Trésor – décote de 1,5%. Revolving : facilité refinçement FOCRED ; une fois remboursés ces crédits alimentent la partie don du FODEP. • La 2^e ligne, 100 MDh, qui devait intéresser aussi les unités artisanales, s'est finalement focalisée sur les entreprises grandes et moyennes. Dans cette ligne, uniquement une partie dons est servie. • Dernière et 3^e ligne 50 MDh, valable jusqu'à fin 2008. Une ligne UE pourrait alimenter le fonds, 15 M€ au début. L'UE en principe s'alignerait sur les critères actuels. <p>Les subventions FODEP sont cumulables avec les subventions des agences de bassins, au cas par cas.</p> <p>Le FODEP comporte aussi des actions d'accompagnement.</p>
Période d'existence du fonds ou crédit.	1998-2007
Gestionnaires ; Partenaires (notamment banques et ESCOs) ; Montage institutionnel	<p>Géré au plan technique par le Département chargé de l'environnement, par une cellule FODEP mise en place, et au plan financier par la Caisse Centrale de Garantie et les banques. La CCG gère les fonds et fait instruire les dossiers par les banques.</p> <p>Les opérations du FODEP suivent trois principes : a) volontariat = si l'industriel est intéressé ; b) sensibilisation, organisation d'ateliers, porte à porte, créer des exemples ; c) appui des autorités locales, wilaya, mairie, + partenaires comme ONEP, CMPP, société de projet, banques commerciales.</p> <p>Globalement convention avec le GPBM.</p> <p>Au Maroc l'outil est volontaire, alors qu'une loi incite l'entreprise en Tunisie et en Égypte.</p>
Bénéficiaires et projets visés	<p>Industries et entreprises. Le FODEP visait au début les PME avec un total bilan inférieur à 200 MDh, puis 400 MDh.</p> <p>Projets de dépollution ; traitement ou élimination de déchets liquides, solides ou émissions gazeuses ; eaux usées. Économies des ressources naturelles.</p>

	<p>Mise à niveau des industries nationales.</p> <p>EE est en principe éligible, Izdihar par exemple a soumis 10 dossiers, petites stations d'épuration. Mais la priorité reste aux projets environnementaux.</p> <p>Au début le FODEP a financé des investissements de mise en conformité.</p>
<p>Caractéristiques des facilités apportées : monnaie, montants, Budgets des différentes composantes. Affectation de la part de dons.</p>	<p>Taille des projets : la 1^{ère} ligne accordait jusqu'à 30 MDh, maintenant 15 MDh par projet pour une entreprise, 30 MDh dans un groupe. Moyenne 6 MDh, 61 projets pour 330 MDh. FODEP encourage les projets collectifs, comme une zone industrielle, avec un budget de 30 MDh.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fonds propres ou autofinancement : > 20%; • Crédits bancaires (prêts en Dirhams) : 20% à 60%; • Don du FODEP : 20% à 40%.
<p>Critères ; taille des projets, parts de fonds propres.</p>	<p>Le FODEP impose des critères de gain par rapport à la situation initiale, et de rentabilité.</p> <p>Pour les projets intégrés énergie et ressources naturelles, la subvention du FODEP est de 20%; les économies d'énergie exigées sont de 30% en une seule opération et en deux ans. Subvention de projets en aval (équipements dédiés à la dépollution) : 40%. Il n'y a pas eu de demandes pour le PV.</p> <p>FODEP reconnaît que les opérations de CMPP ou Izdihar permettent d'atteindre des économies de 18-22%; il y a eu des exemples comme alcool à Kénitra qui récupère 70% de son énergie, ou conserverie à Fez, substitution de fuel par les grignons, chaudière à 2 MDh.</p> <p>FODEP a aussi la faculté de financer un projet à 40% et un projet à 20% dans la même usine.</p>
<p>Conditions financières ; taux d'intérêt, durée, rémunération banques, garanties, etc.</p>	<p>Les prêts bancaires ont une durée d'au moins 2 ans, aux taux du marché des crédits d'investissement à moyen et/ou long terme. Les taux des crédits bancaires étaient à 11-12% au début du FODEP, 7-8% aujourd'hui. Des garanties / cautions bancaires portent sur la valeur du crédit, et s'appuient sur les fonds de garantie existants. Les banques sont rémunérées 0,5% à 1% pour la gestion des dossiers.</p> <p>La limite d'endettement des entreprises n'a pas posé trop de problème jusqu'ici.</p>
<p>Moyens ; budgets des composantes respectives, dont assistance technique</p>	<p>La KfW a mis en place des mesures d'accompagnement, comprenant un ingénieur depuis le début du projet et des moyens techniques (dont véhicules); le recrutement de bureaux d'études sur appels d'offres; l'organisation de séminaires, des actions de sensibilisation, la conduite des audits industriels; l'AT représente 10-15% du total disponible de KfW.</p>
<p>Conditions de mise en œuvre, modalités, procédures ; implications des différentes parties.</p>	<p>Les bénéficiaires préfinancent les études, qui sont exigées au départ; le coût de l'étude est intégré dans le financement après l'accord. Le CMPP apporte un appui à ce processus. Il n'existe pas encore de liste agréée des bureaux d'études. Le coût de l'étude est de 5% de l'investissement en moyenne nationale.</p> <p>L'entreprise présente à la cellule FODEP une demande avec étude détaillée; le département se prononce sur l'éligibilité, notifie son accord de principe à l'entreprise et à la CCG. Puis l'entreprise présente le projet assorti de l'accord de principe à une banque de son choix qui procède à l'évaluation financière et se prononce dans les 90 jours. Puis le coût détaillé du programme d'investissement et son plan de financement sont communiqués au Département de l'Environnement pour accord définitif. La banque procède ensuite à l'appel des fonds du don auprès de la CCG.</p>

	<p>Les concepteurs se sont efforcés d'éviter la duplication de procédures entre notamment la cellule FODEP et la CCG.</p> <p>Le FODEP implique plusieurs contrats : garantie de l'État vis-à-vis du BdF, financement, modalités pratiques, coopération avec les banques.</p> <p>Si l'investissement dépasse 10 MDh on demande l'avis de KfW qui donne un accord de principe, on arrête alors un montant maximum. Les études sont réalisées dans un délai de 3 à 6 mois, parfois moins d'un mois. Pièces jointes, analyses laboratoires. Le FODEP se prononce en un mois maximum. Puis suivi, missions de suivi KfW 3 ans après la fin du projet. Les décisions sont prises par l'équipe du projet, il n'y a pas de comité.</p>
<p>Avantages par rapport au marché bancaire local.</p> <p>Inconvénients.</p>	<p>Le FODEP est bien accepté par les banques, du fait qu'il crée un intérêt de la part des industriels pour des investissements dans un domaine nouveau et suscite des demandes de prêts.</p> <p>Le FODEP est néanmoins peu adapté à des investissements d'EE dans l'industrie, du fait qu'il ne prend pas en compte des projets avec un faible temps de retour, même s'ils ont un effet direct sur l'environnement ; il est clairement réservé à des investissements de dépollution.</p>
<p>Résultats; raisons de la réussite ou des difficultés rencontrées (propres au type de montage, conditions extérieures, etc.).</p> <p>Leçons de l'expérience.</p>	<p>Le FODEP a fait 60 opérations alors qu'il existe 6000 industries, voire 8000 aujourd'hui au Maroc. Les partenaires du FODEP reconnaissent qu'il n'y aurait pas de candidat s'il n'y avait pas l'élément de subvention. Néanmoins, le programme a décollé lentement au début.</p> <p>Le FODEP permet de faire émerger des projets, mais selon certains cette approche a abouti à apporter une prime aux pollueurs au détriment des entreprises innovantes.</p> <p>Les investissements restent assez lourds pour les entreprises, qui ne peuvent toujours mettre en place les 60% en prêts et fonds propres.</p> <p>Des problèmes de compétences techniques subsistent pour élaborer les projets, identifier un consultant compétent. Peu d'entreprises sont formées pour suivre les projets.</p>
<p>Application à d'autres pays</p>	<p>Tunisie : montage institutionnel et financier assez similaire. En Tunisie, le FODEP a été officialisé par une loi.</p> <p>Jordanie : ligne de crédit par la "Industrial Development Bank". Cette ligne de crédit a été peu utilisée du fait d'une promotion insuffisante et d'une application inadéquate des avantages intrinsèques de la facilité.</p>
<p>Transposition possible au contexte sud- et est-méditerranéen.</p>	

FOGEER, Fonds de Garantie de l'Efficacité Énergétique et des Énergies Renouvelables

Ce fonds est soutenu par Ministère Italien de l'Environnement / MEDREP.

Le FOGEER garantit les sociétés de leasing sur 70% du montant du leasing, avec un plafond de 1,5 MDh par projet.

Le programme commence par les équipements solaires thermiques dans l'hôtellerie et l'industrie, mais vise aussi d'autres opérations EE/ER.

Il prend en charge l'ingénierie technique et financière pour aider à la prise de décision par l'hôtelier.

Le fonds est doté de 10 MDh gérés par Dar Ad-Damane (organisme de garantie).

Le programme s'appuie sur des projets financés par PROMASOL. Il prend aussi en charge la communication ; ateliers à Casablanca, Marrakech, Agadir, etc.

Les projets éligibles auront une enveloppe financière se situant entre 300 000 Dh et 1,5 MDh. Réflexion engagée avec le bureau financier du groupe Banques Populaires. Les premiers hôtels sont au stade des études, le programme vise 50-70 opérations.

Convention ONE-ANPME

L'ANPME vient de signer une convention avec l'ONE, pour promouvoir des opérations d'EE dans l'industrie. 40 entreprises ont été auditées dans la zone de Tanger. Le programme vise 60 entreprises la première année. Cette initiative ONE-ANPME vise les petites entreprises peu structurées, mais capables de s'approprier les opérations.

L'ONE avait auparavant développé **AUDILEC**, qui finançait 50% de l'étude énergétique. Investissement 10-50 000 € retour inférieur à 3 ans.

GTZ a financé des projets PME/EE autour de Mohammedia.

2.2.2 Fonds généralistes ayant un impact sur EE/ER

FOMAN, Fonds de la Mise À Niveau

Il s'agit d'un fonds multisectoriel, financé à 50% par l'État Marocain et par l'UE.

Le FOMAN finance des programmes d'investissement qui visent à l'amélioration de la compétitivité des entreprises ou à leur redéploiement stratégique ; le FOMAN concerne des entreprises dont le total bilan est supérieur à 75 MDh (un projet de fonds de la PME n'a jamais vu le jour).

La partie du FOMAN gérée par l'ANPME ne finance que les études (FOMAN "Soft"). 20% de l'assistance reste à la charge de l'entreprise. L'ANPME conduit aussi des actions de sensibilisation ou des rencontres régionales.

FOMAN a touché 1300 entreprises sur 8000. ANPME vise à être un guichet unique.

FOMAN "Hard" est utilisé en prêts aux investissements. Durées de 5 à 12 ans, différé d'amortissement pouvant atteindre 3 ans ; taux 2% pour les entreprises. Maximum 5 MDh par entreprise, moins de 40% du coût avec un plafond de 5 MDh.

Le FOMAN peut donc financer des composantes EE, mais il a plutôt été réservé par les entreprises jusqu'ici à d'autres investissements de modernisation ou de renforcement des capacités de production.

Le FEC, Fonds d'Équipement Communal, fait essentiellement des prêts de 7 à 15 ans, à 7,75%. Infrastructures de base, électricité, électrification rurale dont décentralisée y compris solaire PV ; voirie, éclairage public, assainissement, équipements publics marchands, centres culturels, sportifs, commerciaux. Tous ces investissements peuvent répondre à des normes de performances énergétiques ou intégrer une composante EE. Il existe une ligne KFW avec des mesures d'accompagnement pour étudier les impacts sur l'environnement. Le FEC a bénéficié de lignes de crédit avec garantie de l'État, avec une couverture du risque de change se répercutant sur le prêt, soit un taux de 13%, durée 20 à 25 ans, délais de grâce ; notamment 100 + 60 M\$ de la Banque Mondiale. Également prêt de BEI de 30-50 M€ Le FEC lève actuellement des fonds sur le marché national. Le FEC a récemment constitué une cellule d'appui aux municipalités pour les dossiers MDP.

On signalera aussi les programmes et fonds suivants :

- **FOGAM**, Fonds de Garantie de la Mise à Niveau : ce fonds est ouvert aux PME dont le total du bilan (avant investissement) est inférieur ou égal à 40 MDH, et qui présentent un programme de mise à niveau ayant pour objet l'amélioration des facteurs de compétitivité. Le FOGAM garantit jusqu'à 60% des crédits octroyés par les banques.
- **Dar Ad-Damane** est une institution qui a pour but de faciliter, pour les PME en particulier, l'accès au financement en garantissant les crédits d'investissement et les crédits de fonctionnement nécessaires au financement du cycle d'exploitation. Dar Ad-Damane finance aussi, conjointement avec les banques, les programmes de mise à niveau des unités des secteurs de l'hôtellerie et du textile.
- **Programme GEP**, Gestion Environnementale Profitable ; ce programme ANPME-GTZ vise à améliorer l'impact de l'activité industrielle sur l'environnement en réduisant notamment les coûts de production : actions de sensibilisation et formation, et accompagnement d'actions de mise à niveau dans les entreprises.
- **Programme Taahil Al Mokawalat (TAM)**, développé par l'ANPME en coopération avec GTZ : ce programme appuie toute entreprise adhérente à une association professionnelle souhaitant s'inscrire dans un processus de modernisation compétitive. Actif depuis plus de six ans, GTZ-TAM a déjà accompagné une centaine d'entreprises de différents secteurs et de toutes les régions du Royaume. Trois axes prioritaires : Promotion de l'Innovation ; Promotion de l'Environnement ; Promotion de l'Entrepreneuriat Féminin
- **Averroès Finance** est un fonds de capital investissement créé en 2003 par CDC Entreprises, AFD-PROPARCO, CEPAC et la BEI, pour accompagner le développement du capital investissement au Maghreb et au Mashrek, en prenant des participations dans des fonds ou sociétés de capital investissement existants ou en création. Ce fonds est actuellement considéré comme un succès.
- Des **lignes de crédit bilatérales**, pour l'achat d'équipements en provenance respectivement du Portugal, Espagne, Italie, France, Wallonie. Taux 5% en Dirhams ; durées 5 à 12 ans, crédits de 50 000 € à 2-3 M€ Réservées aux PME dont le total bilan n'excède pas 50 MDh.

2.2.3 Fonds généralistes

La Caisse Centrale de Garantie, CCG, est un établissement de crédit depuis 2006 ; l'objet de la Caisse est étendu à la gestion de fonds de garantie et à la gestion de fonds pour compte de tiers. La CCG compte 7 départements et emploie 80 personnes.

On notera les activités suivantes : garantie des crédits bancaires pour investissements et restructurations financières ; financement d'investissements, création, extension. b) Fonds de garantie à la Caisse des prêts pour la création de la jeune entreprise ; c) Fonds 2005, garantit les restructurations financières, État et Gouvernement Français.

Cofinancement avec des banques : FOMAN ; "Moukawalati", fonds d'appui à l'auto-emploi / programme national d'appui à la création d'entreprises, avance non productive d'intérêt, jusqu'à 15 000 Dh. FODEP, deux lignes épuisées. Chaque fonds fait l'objet de la création d'un comité adhoc ou les décisions sont collégiales.

Garantie des crédits aux particuliers, logement social ; enseignants, petits fonctionnaires, FOGARIM.

Pour la gestion des fonds, la CCG passe des conventions avec des institutions autres que l'État, avec l'approbation du Ministère des Finances.

Dans le cas des garanties, partage de risque avec les banques, subrogés dans les droits de la banque, idem au cas de SOFARIS en France ; plafond engagement de garantie 10 MDh.

Rénov'Hôtel : programmes de rénovation ; géré par le compte de fonds Hassan II Développement Local.

Il existe des mécanismes de contre-garantie, UE, PEGAM, au départ 25 M€ Fonds logés à la BEI ; au bout de 9 ans débloqués sous forme de fonds propres ; le fonds bénéficiaire reçoit 1/8 de chaque garantie dans la limite du portefeuille.

Une entité microfinance **JAIDA** vient d'être constituée avec CDG, KFW, AFD et CDC. Le recrutement de l'assistance technique est en cours, les critères de financement vont être précisés. Cette entité sera en relation avec les associations de microcrédit, dont les trois plus importantes sont assez autonomes. Ce montage a été proposé à BEI et SFI. Objectif 1,2 GUS\$, en dette senior et dette subordonnée.

PROPARCO a une ligne de garantie pour la mise à niveau des PME, qui ne décaisse pas ; intervient également en faveur de fonds de capital risque, plus de prêts. On signale aussi une fonds de restructuration financière avec l'AFD, pour consolider la dette des entreprises.

L'AFD avait offert une ligne de crédit à 2,25% en devises, avec exigence de répercuter les conditions, non accepté par l'État

2.2.4 Initiatives diverses du secteur bancaire

On signalera notamment :

- Plusieurs fonds d'investissements, dont ACA SA qui annonce des profits attractifs sur les sorties déjà réalisées.
- Fonds d'amorçage.
- Fonds carbone : CDG, premier closing à 10 M€ a commencé à fonctionner.
- Initiative de CDG / ACA SA de créer le premier fonds de capital développement mezzanine : dans le financement de projets assortis d'un dossier MDP par mezzanine, le crédit carbone apporte le collatéral.
- Initiative de fonds test, CDG, BEI, CDC, Maroc Télécom. Démarré en 2002, 48 MDh. Petits projets 3-5 MDh, agriculture innovante à Marrakech ; Objectif définir la phase d'amorçage non couverte au Maroc ; l'équipe de gestion, intégrée dans Sindibad, irait à ACA SA.

2.3 Potentiels et besoins quantitatifs

2.3.1 Industrie

On distinguera les industries lourdes très grosses consommatrices de l'ensemble des PME.

Les industries grosses consommatrices (phosphates, chemins de fer, cimentiers, sidérurgie, etc.) représentent un peu moins de 10% de la consommation totale d'énergie, notamment d'électricité. Les trois plus gros consommateurs, OCP, Lafarge et Sonasid, consomment chacun de l'ordre de 400 GWh, les puissances installées dépassent 100 MW (117 dans le cas de Sonasid). Ces industries ont pour la plupart réalisé en interne (notamment à la suite du projet GEM, terminé en 1996) l'essentiel des opérations permettant de rapprocher les niveaux de leurs consommations d'énergie des standards de leurs concurrents internationaux. À titre d'exemple, la dernière aciérie de SONASID a démarré en 2005 : celle-ci produit des billettes à partir de ferraille (capacité 800 000 t/an) ; les ferrailles sont à 50-60% d'origine locale et Sonasid a un projet d'un premier broyeur de ferrailles, avec 5-6 sites de collecte. Les laminoirs peuvent aussi traiter directement les billettes chaudes, et Sonasid a également mis au point un contrôle des consommations sur les brûleurs des laminoirs sur les deux sites ; un projet de traitement du charbon est en cours. Les cimentiers ont également des techniques modernes et des niveaux de performances au niveau des meilleures mondiales. Ces grandes industries auront, pour leurs investissements d'efficacité énergétique, des besoins limités de financements extérieurs.

Ces grands groupes industriels sont par ailleurs des investisseurs potentiels pour des parcs éoliens dans la limite de puissance qui sera autorisée pour l'autoproduction. Quelques opérations de cogénération ont aussi été réalisées dans des sucreries ou des cimenteries.

Dans les industries moyennes, comme l'indiquent à la fois les résultats du projet GEM, assez limités par exemple dans l'agro-alimentaire, ou les projets en cours comme dans la zone industrielle de Sidi Bernoussi avec l'Association Izdihar, les investissements peuvent être classés en trois catégories :

- Opérations relativement peu coûteuses et à faible temps de retour (moins de deux ans), financées principalement sur fonds propres par les entreprises.
- Investissements d'EE plus conséquents : durée de récupération du capital plus longue (3-4 ans), coût plus élevé. Pour ces investissements, les industriels peuvent contracter des prêts bancaires appuyés par des financements extérieurs.
- Investissements de cogénération, ainsi qu'à plus long terme des opérations de conversion au gaz naturel (le cas échéant liés à la cogénération) pour lesquels des formules de type tiers payant peuvent être mises en œuvre.

Les estimations de potentiels peuvent s'appuyer sur les bases suivantes :

- Étude conduite tout récemment pour la Banque Mondiale ("évaluation des impacts sur l'environnement des réformes retenues dans le cadre du PPD énergie") : en considérant un temps de retour de 3 ans, le potentiel estimé dans l'industrie serait de 10% à 25%, avec une moyenne de 15%. Pour l'ensemble des secteurs consommateurs, on retient un taux d'économies de 15% pour l'énergie thermique et 7% pour l'électricité, couplés à un ratio de réalisation de 70%. Le besoin total d'investissement EE est estimé à environ 700 MDh

par an (tous secteurs), pour un objectif d'économies de 700 000 tep/an à l'horizon 2015. Les ER (principalement l'éolien) apporteraient 1 Mtep au même horizon.

- Le projet de mise à niveau énergie environnement sur la zone industrielle (Z.I.) de Sidi Bernoussi a estimé les besoins d'investissements à 90 MDh pour 60 entreprises adhérentes de l'Association Izdihar, qui regroupe 20% des industriels de la Z.I., où sont implantées 600 entreprises, soit 10% de l'industrie marocaine ; une extrapolation prudente à l'ensemble de l'industrie marocaine donnerait donc un volume global d'investissement de 4500 MDh. Rappelons qu'il s'agit ici essentiellement de petites opérations dont le temps de retour est inférieur à deux ans ; les économies annuelles réalisées seraient de l'ordre de 3000 MDh ; il est aussi entendu que l'investissement identifié dans chaque entreprise sera réalisé sur plusieurs années.
- Selon un autre avis d'expert, le potentiel EE dans l'industrie serait en énergie thermique de 20%, électrique un peu plus de 5%, auxquels il faut ajouter le froid et l'air comprimé. Pour l'ensemble des 8000 à 9000 PME du Maroc, les petites opérations à faible temps de retour représentent des investissements annuels de 50 000 Dh à quelques centaines de milliers de Dh ; il y aura ensuite des investissements EE plus consistants, de l'ordre de 2-3 MDh, jusqu'à 3-5 MDh.
- Dans le cadre de l'accord de l'ANPME avec l'ONE, 40 entreprises ont été auditées dans la zone de Tanger ; des gains de 14,5 MDh ont été évalués pour une dépense potentielle de 22,5 MDh ; l'investissement unitaire est de l'ordre de 300-400 000 Dh.

En ce qui concerne la cogénération, une étude très complète a estimé le potentiel économiquement réalisable à au moins 400 MW. Dans le secteur des PME, quelques projets exemplaires, encore très peu nombreux, ont vu le jour.

Les estimations de besoins d'investissements et de financements sont résumées dans le tableau ci-après. Ces potentiels ne pourront se concrétiser qu'à la suite de politiques ambitieuses du Gouvernement Marocain, notamment : législation et programmes de promotion de l'EE dans l'industrie ; dans le cas de la cogénération, relèvement de la barrière de 10 MW et arbitrages concernant les conditions proposées par l'ONE, qui vend l'énergie électrique à 70-80 cDh/kWh et la rachète le plus souvent à 30 cDh/kWh.

2.3.2 Secteur tertiaire

Les consommations du secteur tertiaire (public et privé) peuvent être estimées à environ 500 000 tep en thermique et de l'ordre de 2000 GWh d'électricité.

Des efforts importants ont été faits dans l'hôtellerie. Il reste cependant un potentiel élevé, au travers de multiples opérations : gestion de l'éclairage et de la climatisation, récupérations de chaleur, eau chaude solaire, équipements de réfrigération performants, etc. Les supermarchés et centres commerciaux sont aussi de gros consommateurs de froid.

Le secteur hospitalier offre également un potentiel important d'économies d'énergie et pour l'implantation de chauffe-eau solaires. Les bâtiments publics et municipaux représentent au total une consommation moins importante, en comparaison du secteur tertiaire privé.

Les performances des équipements de climatisation, notamment de fabrication locale, se rapprochent de celles des équipements utilisés par exemple en Europe. En revanche, comme

indiqué plus haut, il n'existe pas de norme thermique des bâtiments neufs et de normes d'installation des équipements. Compte tenu de la forte croissance du secteur tertiaire, la demande d'énergie, et plus particulièrement de l'électricité, va croître plus rapidement que dans les autres secteurs. La mise au point de nouvelles normes et leur application sont donc des tâches urgentes.

Au moins 50 000 tep pourraient être économisés sur une période de 5 à 7 ans. Les besoins d'investissements peuvent être évalués à 50 M€ ou 7 M€/an.

En ce qui concerne l'eau chaude solaire, 60 000 m² de capteurs pourraient être installés en 5 ans, soit un coût de 20 M€

À plus long terme et pour les gros établissements, des opérations de cogénération ou mieux de trigénération, principalement dans les hôtels et hôpitaux, peuvent être envisagées, ainsi que la conversion au gaz naturel. Un groupe d'installations d'une puissance totale de 10 MW coûterait 8 M€

2.3.3 Valorisation de la biomasse

Il s'agit essentiellement de la valorisation énergétique des déchets, de la production de biogaz provenant des décharges et des stations d'épuration. Chacune des grandes villes du Maroc dispose d'un projet de décharge contrôlée, dont aucun n'a encore abouti. On suggérera un objectif d'équipement de 20 MW à l'horizon 2010-2012, pour un coût de l'ordre de 10 M€

Globalement, le potentiel d'économies d'électricité facilement atteignable dans l'ensemble des secteurs est couramment estimé à 5% des consommations, soit 1000 GWh. Un programme de maîtrise de l'énergie dans l'industrie, le tertiaire et le secteur résidentiel sur 5 à 7 ans serait donc équivalent à l'installation d'environ 250 MW d'aérogénérateurs.

Tableau 2.3. Récapitulatif des potentiels et besoins d'investissements

Filière	Actions réalisées	Résultats actuels (estimations)	Potentiel technico-économique; indicateur physique	Potentiel en valeur monétaire	Volume total d'investissement	Montant moyen unitaire par projet	Marché potentiel : besoin d'investissement	Besoin de financement extérieur
				M€	M€	€	Moyenne annuelle M€	Moyenne annuelle M€
EE dans l'industrie, petits invest.	Investissements grosses industries, et 15% des PME (projet Izdihar et autres)	Grosses industries au niveau ; les PME ont investi qq M€	Combustibles 250.000 tep, élec 150 GWh	150	300	10 000-50 000	30-40	10
EE dans l'industrie, opérations moyennes			Combustibles 250.000 tep, élec 150 GWh	150	350	50 000 – 500 000	30-50	20-40
			Eau chaude solaire, 100-300 000 m ²	30	150	20 000-200 000	25	15
Cogénération	Initiatives individuelles	Moins de 10 opérations	400 MW		270	2-4 M€	30	20
Conversion gaz naturel	Secteur électrique				250	10 000 – 400 000 M€	20	15
EE Tertiaire privé	Qqs opérations	N.D.	50-100 GWh	40	80	10 000 – 200 000	15	10
EE Tertiaire public	Peu d'opérations	N.D.	50 GWh	30	60	10 000 – 200 000	10	5
ER Industrie (éolien)	Conventions ONE	Lafarge 10 MW	> 300 MW		300	5-20	50	40
Biomasse			25 MWe	20	30	1-6 M€	5	5
TOTAUX					1720		190-220	125-145

1. Les estimations ci-dessus, tout particulièrement pour l'efficacité énergétique, résultent essentiellement d'extrapolations faites par le Consultant, à partir d'avis des différents experts rencontrés. Des estimations plus solides devraient être basées sur des statistiques sous-sectorielles et des analyses de la demande qui ne sont pas disponibles au Maroc.
2. Les chiffres concernant l'éolien ne concernent que les sites industriels et non pas les parcs éoliens de grande capacité.

2.4 Analyse des investissements, des besoins de financement et des contraintes

2.4.1 Besoins sectoriels

Industrie

Typologie des entreprises :

Les entreprises industrielles sont diverses : filiales de groupes étrangers, sociétés marocaines de bon niveau, et PME familiales. Les PME sont le plus souvent des SA ou des SA simplifiées, parfois avec directoire et conseil de surveillance. L'énergie représente 10% à 20% du coût d'exploitation.

On distinguera, comme évoqué plus haut, trois groupes d'investissements :

1. Les industriels se focalisent d'abord, à juste raison, sur des investissements à faible temps de retour ; le temps de retour moyen des investissements soutenus par l'Association Izdiyar est de 17 mois, dans un éventail allant de quelques mois à 36 mois ; l'investissement total dans cette catégorie d'investissement est de 34 MDh sur 60 entreprises, soit 500 000 Dh, ou 50 000€ par entreprise.
2. Investissements plus conséquents ; il s'agit d'opérations dont le coût peut atteindre 1 M€ Selon différents experts, le temps de retour n'ira pas au-delà de 4 ans. On rappelle que les amortissements industriels peuvent atteindre 7 ans.
3. Cogénération, conversion au gaz naturel : la cogénération est tributaire des besoins de vapeur. Dans de multiples cas, elle serait viable si des industriels étaient intéressés à se regrouper pour distribuer la vapeur, ce qui est autorisé par la loi, contrairement à l'électricité.

Modes de financement :

Les industriels financent les investissements à faible temps de retour quasi exclusivement par leurs fonds propres.

On peut citer l'exemple d'une unité d'assemblage de véhicules automobiles, qui autofinance ses investissements au niveau de 5-10 MDh. Pour cette entreprise, le programme d'investissement EE ne dépasse pas 100 000 Dh par an sur les prochaines années, sauf un investissement ponctuel de 2 M€ pour un poste de transformation HT, pour lequel l'entreprise escompte une subvention de l'État à 60%.

Une autre entreprise, filiale de multinationale dans le secteur des cosmétiques, investit 5-6 MDh/an, sur des équipements qui peuvent concerner le développement de nouveaux produits, des remplacements, la sécurité, la protection de l'environnement, la qualité, et la réduction des coûts dont l'efficacité énergétique. Le retour sur investissement est en général de deux ans. Les investissements représentent 3-4% du chiffre d'affaires. L'investissement EE a atteint 400 000 Dh en 2007.

Les banques interviennent très peu sur ce type d'investissement, sauf en accompagnement du FODEP.

Cas de l'Association IZDIHAR

Izdihar est une association créée en 1997 pour améliorer l'environnement de travail des industries des Z.I. dépendant de la Préfecture de Sidi Bernoussi, en termes d'infrastructures, services publics et impacts environnementaux : voiries, assainissement, déchets, signalisation, éclairage public, transport en commun. Ces Z.I. sont occupées par 600-700 unités industrielles très hétérogènes, employant 50 000 salariés.

L'association est appuyée par un projet de mise à niveau énergie environnement, cofinancé par le GEF (750 000 US\$) et le FFEM (825 000 €+ 600 000 €). Le projet finance notamment l'assistance technique (2 personnes en permanence), un appui à la gouvernance, des actions sociales, ainsi que des BET marocains qui réalisent des audits et des études. Le projet a démarré en 2003 et se poursuit jusqu'à la fin de 2007.

L'assistance aux entreprises comporte notamment des diagnostics de 2-3 jours, et des avant-projets détaillés (APD) au cours desquels sont approfondies les premières recommandations ; l'APD est financé à 90%, puis 80% depuis 2006. Le projet accompagne également les investissements, par une démarche commerciale auprès des entreprises, des actions de sensibilisation, l'organisation d'événements, des actions de formation.

Le projet a réalisé 60 APD sur 100 entreprises initialement visées. Les investissements préconisés représentent 90 Mdh dont 34 électricité, 27 fuel, le reste concernant l'eau, le traitement des déchets, etc. 12 MDh seraient réalisés à fin 2007.

Exemples d'opérations techniques :

- Électricité : facturation, puissance souscrite, CosPhi.
- Choix des tarifs de l'eau (industriel ou professionnel).
- Gestion de l'énergie, optimisation, ratios de productivité.
- Éclairage.
- Adoucissement d'eau chaude
- Mesures des concentrations, analyseurs à concentration sur purges ; économies sur les condensats.
- Échangeur pour récupérer chaleur sur eaux de rejet de Lydec, avec pompes doseuses, régulation du pH et de la température
- Calorifugeage des conduites chaudes, chauffe-eau.
- Analyses de combustion plus fréquentes ; maintien des excès d'air à 30%. Facilitation de la mesure des gains de combustion.
- Systèmes de gestion, implique l'installation de compteurs.
- Air comprimé (98% des entreprises).
- Variateurs de vitesse.

Ces opérations impliquent des programmes annuels, voire pluriannuels, de 200 000 à 300 000 Dh, dans des entreprises dont le chiffre d'affaires est de l'ordre de 50 MDh à plusieurs centaines de MDh. Des investissements plus conséquents ont été identifiés dans les entreprises les plus importantes. Les investissements solaires, comme pour l'eau chaude destinée aux sanitaires dans les usines, ont un long temps de retour.

D'autres zones industrielles prennent des initiatives, comme Agadir dans le cadre du programme GEP.

Dans le cadre de l'accord de l'ANPME avec l'ONE, 40 entreprises dans la zone de Tanger ont été auditées, le potentiel est estimé à 22,5 MDh sur une dépense totale de 113 MDh. Temps de

retour global 11 mois, 300-400 000 Dh d'investissement unitaire. Un club de maintenance énergétique a été constitué, qui a permis le recrutement d'un ingénieur et l'acquisition de logiciels ; un service payant est proposé avec l'appui de l'Association de la Z.I. Lors de la 2^e phase, on envisage un audit mixte énergie productivité, visant une augmentation de la production de 20% ; un système de surveillance en temps réel ; un plan d'action dans chaque entreprise, financé par l'entreprise ou par des fonds, notamment italiens.

Besoins récapitulés :

Les besoins nécessaires au développement de l'efficacité énergétique, tels qu'identifiés par les industriels et les professionnels concernés, doivent comporter :

- Des aides au développement de projets et du marché EE/ER ;
- Un appui aux subventions, portant en premier lieu sur une part du coût des audits et études. Certains experts préconisent également une subvention aux investissements, qui constituerait un signal pour les entreprises, au moins dans une phase transitoire et/ou pour des projets de démonstration ;
- Des prêts à de bonnes conditions : soutien aux prêts des banques commerciales, pour les investissements plus conséquents, prêts subordonnés, bonification des taux d'intérêt, et garanties des prêts.
- Un appui au tiers-investissement pour les gros projets, notamment de cogénération, à l'avenir.

Secteur tertiaire

Bien qu'on note un intérêt croissant des entreprises du secteur tertiaire pour des solutions économes en énergie, la réduction des coûts énergétiques n'est pas, en général, la première priorité. Mais par exemple une partie du secteur hôtelier est prête à s'engager dans des investissements à plus longs temps de retour, notamment eau chaude solaire.

Comme dans l'industrie, une ligne de crédit dédiée ou un autre mécanisme financier devront être accompagnés d'actions visant à informer précisément les décideurs sur les potentiels EE/ER et sur la manière de les atteindre : campagnes de communication (documentation, guides techniques, formations) ; audit de l'existant ; aides aux études, chiffrages des coûts et bénéfices ; suivi de la réalisation des travaux ; mobilisation des professionnels pour améliorer l'offre ; projets de démonstration ; base de données technique et statistique.

Municipalités

Les municipalités disposent de compétences limitées pour être en mesure d'accorder une attention particulière à la composante énergie dans leurs investissements d'infrastructures ou d'équipements communaux.

Rares sont encore les municipalités qui ont déjà pris des engagements : les régies multiservices de Fès et Agadir (RADEEF et RAMSA) ont engagé des études, puis des investissements pour valoriser le biogaz issu du traitement des eaux usées. Dans les deux cas, ces projets sont en cours d'enregistrement en tant que MDP. Pour ce qui concerne la gestion

des déchets solides, la nouvelle décharge de Fès pourrait être équipée d'un système de captage du biogaz, là aussi afin de bénéficier du MDP. La valorisation du biogaz de décharge se développe progressivement au Maroc ; le principal frein est surtout le financement de la réhabilitation de la décharge existante et/ou de la mise en place d'une nouvelle décharge.

Des programmes spécifiques pourraient être engagés dans trois directions :

- Bâtiments qui font partie du patrimoine communal : centres culturels, sportifs, voire commerciaux : diffusion de brochures, audits des infrastructures les plus importantes, formation de responsables énergie.
- Éclairage public : acquisition de lampes à sodium (SHP) au lieu des lampes habituelles à mercure (HPL) pour tous les nouveaux réseaux d'éclairage public, ainsi que pour toutes les opérations de renouvellement des lampes ; équipement obligatoire des nouveaux réseaux d'éclairage public en variateurs de tension : diffusion de brochures, aides aux financements.
- Assainissement : Biogaz, déchets solides, décharges contrôlées.

Le potentiel EE/ER se concrétisera dans ce secteur lorsqu'un programme national sera mis en œuvre, à la suite de la loi cadre EE/ER. Les efforts des municipalités pourront être fédérés par des institutions telles que le FEC, Fonds d'Équipement Communal, qui a pris une initiative sur le MDP.

Besoins d'investissement éoliens

Comme indiqué en 2.1, le Maroc a développé une expérience diversifiée :

- Parc éolien de Koudia Al Baida / Abdelkhalek Torres en concession (BTO : Build Transfer Operate) entre l'ONE et un consortium privé.
- Parc éolien de Tétouan réalisé par Lafarge Maroc en autoproduction ; ce projet a bénéficié de conditions avantageuses concernant le coût du transport de l'électricité entre le site du parc et les sites industriels.
- Investissements éoliens de l'ONE, qui assurera lui-même la maintenance et l'exploitation des installations (Essaouira, Tanger).
- Nouvelle opération ONE à Tarfaya, appel d'offres 200-300 MW.

La formule actuellement envisagée le plus couramment par les investisseurs privés s'appuie sur le projet de loi relevant à 50 MW le seuil de puissance autorisé pour les installations d'autoproduction.

Cette formule fait appel, sur un site donné, à trois partenaires ou groupes de partenaires :

- Des industries qui bénéficieraient d'une autorisation d'autoproduction liée à leurs sites industriels ; il peut s'agir d'usines implantées dans une même zone industrielle ; exemples : SONASID, COSUMA, Z.I. de Tanger, etc.
- Un groupe d'investisseurs, pouvant regrouper des sociétés qui ont vocation de développeur de projets, ou d'ensemblier, ou de financier ; exemples : NAREVA, SOMED, voire ENDESA ou IBERDROLA ;

- L'ONE, qui assure le transport entre les sites éoliens et les zones industrielles, et rachète le cas échéant les excédents d'électricité. Les tarifs de transport seraient négociés dans un premier temps, régulés à plus long terme lorsque s'amorcera la libéralisation du secteur électrique.

La formule d'investissement s'appuierait sur les principes suivants :

- Les investisseurs vendraient l'électricité aux industriels disposant d'une autorisation d'autoproduction dans le cadre de contrats d'achat d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans.
- Les industriels seraient minoritaires dans le financement : par exemple moins de 5 MUS\$ sur une opération qui coûterait 60-65 MUS\$. Le financement serait apporté pour moitié par les fonds propres des investisseurs, pour moitié par les banques ou par d'autres investisseurs.
- Le risque est mesuré pour l'énergie achetée par les autoproducteurs ; le tarif serait en effet indexé sur l'indice des prix et non pas sur le tarif de l'ONE, dépendant notamment des prix internationaux de l'énergie. Dans les moins bonnes conditions, l'électricité serait achetée par l'ONE, actuellement à 20% au-dessus du tarif de rachat standard des excédents d'autoproduction.
- Les investisseurs rachètent, le cas échéant, les crédits carbone dont bénéficieraient les industriels dans cette opération. Ces crédits pourraient dans une certaine mesure contribuer à garantir les emprunts effectués.

Les conditions économiques admises par les investisseurs sont les suivantes :

- Un projet d'autoproduction type serait de 50 MW, avec un budget de 50-60 M€ sur la base de 1000 €/kW.
- Ce type d'investissement répond à une logique de sécurisation dans un contexte où l'ONE a sous-investi par rapport à la croissance de 8-9%/an de la demande électrique.
- Les industriels seraient prêts à rémunérer la sécurité à long terme: la prime consentie serait cohérente avec le différentiel de prix de l'éolien, de l'ordre de 2-3 c/kWh. Les industriels autoproducteurs recherchent aussi une constance du prix sur 15-20 ans.
- Si les contrats sur 20 ans comportent un prix quasi fixe, les taux de rentabilité resteraient faibles. Dans ces conditions, le coût du financement est primordial.
- Au total, l'impact économique sur la facture électrique est quasi nul.
- Les crédits carbone apporteraient un complément de revenu, pour des réductions de GES de l'ordre de 140-150 000 tCO₂/an.

Certains investisseurs importants envisagent de développer deux ou trois parcs. Des SPV ("special purpose vehicle") seraient créées conjointement par les investisseurs. Le potentiel est estimé à 300-500 MW sur 5 ans.

La viabilité de ces investissements dépendra de certaines conditions et paramètres :

- L'ONE et par la suite le cadre du secteur électrique libéralisé doivent accepter le principe de consortium / regroupement d'autoproducteurs.

- À quel tarif sera facturé le transport HT et MT par l'ONE et les distributeurs ? on annonce des tarifs d'accès au réseau négociés, pour le réseau ONE + la régie, selon une tarification de type timbre-poste.
- L'éolien pourrait représenter jusqu'à 75-80% de l'énergie électrique consommée par les industriels. L'appoint, comprenant les pointes de la demande, doit être assuré par l'ONE aux structures tarifaires actuelles (heures de pointe, heures pleines et heures creuses).
- Le prix de vente escompté pour l'éolien serait de 0,65-0,68 Dh/kWh, alors que le tarif actuel de l'ONE est en moyenne de 76 cDh/kWh pour les industriels concernés, jusqu'à 80cDh/kWh. Le tarif de rachat des excédents est bien plus faible (moins de 40 cDh/kWh actuellement), et est donc tout à fait insuffisant pour rentabiliser les investissements.

Des réflexions sont aussi en cours sur la mise en place d'un "fonds éolien" qui permettrait à des investisseurs privés d'accéder à des ressources concessionnelles, de manière à abaisser le coût de revient du kWh produit. Cependant, il apparaît qu'environ la moitié de l'objectif de construction de 1000 MW pourrait être réalisée par des investisseurs privés dans le cadre du programme ÉnergiePro. Les groupes industriels marocains candidats pourraient obtenir aisément des prêts auprès de banques commerciales à des taux voisins de 5,5%. Pour ces investisseurs, un fonds éolien, qui par ailleurs ne serait pas opérationnel avant 2010, perd de son intérêt. Pour les investissements qu'il réaliserait avec ses propres moyens, l'ONE obtiendrait des prêts directs d'organisations financières comme la BEI.

Solaire thermique

Compte tenu de la rentabilité plus faible de l'eau chaude solaire en comparaison des investissements d'efficacité énergétique, la demande reste encore faible : 35 000 m²/an ; il s'agit à 90% de chauffe-eau solaires individuels.

Le développement du marché, soutenu jusqu'ici par les programmes PROMASOL et ECOSOL (ce dernier vient de commencer), nécessitera :

- Un cadre législatif et réglementaire, imposant notamment des normes aux appareils ;
- La poursuite de l'accompagnement par une coopération de l'ensemble des institutions compétentes, notamment CDER et ONE ;
- Des modalités de financement à moyen terme, faisant appel au leasing, assorti de garanties, le remboursement pouvant au besoin se faire par le biais des factures d'électricité.

Hydroélectricité

Les investissements d'équipement seront poursuivis à l'initiative de l'ONE, en liaison avec les services de l'hydraulique du Ministère de l'Équipement et les autorités responsables de l'irrigation. Les projets récemment achevés ou en cours comprennent :

- Doublement du bassin supérieur de la STEP d'Afourer, 125 MDh.
- Projet STEP d'Abdel Moumen, 2 GDh.
- Centrale hydroélectrique à Tilonit, financée par KFW et BEI.

Les opportunités de projets hydroélectriques plus décentralisés sont limitées.

2.4.2 Facilités de financement ; facteurs favorables et contraintes

Nous examinons ici d'une part les instruments financiers qui se mettent en place, et les facteurs favorables sur lesquels pourrait s'appuyer un nouveau mécanisme de financement, d'autre part les contraintes au développement du marché EE/ER, concernant notamment les instruments financiers.

Facteurs favorables

Le cadre réglementaire se met progressivement en place ; il est cependant probable qu'il faille attendre une ou deux années pour l'adoption des décrets d'application, une fois que la loi cadre sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables sera votée.

Les barrières douanières se réduisent : les industries se voient donc contraintes à des investissements de productivité, par exemple face à la concurrence turque et tunisienne dans le textile.

Des normes de qualité se mettent en place ; c'est notamment une préoccupation dans l'hôtellerie.

La préservation de l'environnement devient aussi une priorité pour un grand nombre d'industries, notamment pour les grandes entreprises exportatrices qui subissent de fortes incitations de la part de leurs clients, ou pour les industries qui doivent compter avec les ressources en eau limitées.

Professionnels

Plusieurs bureaux d'études techniques (BET), établis à la suite du projet GEM, ont de très bonnes compétences. Outre les études, ils peuvent aussi superviser la mise en œuvre des investissements.

Les experts qui ont une longue expérience de la maîtrise de l'énergie au Maroc estiment qu'il existe de bons installateurs, en chaudronnerie et électricité ; il existe également plusieurs organismes agréés de contrôle, comme les APAVE.

De nombreuses entreprises ont des structures familiales en phase de transmission, ce qui serait en principe favorable à l'introduction de nouvelles technologies et de nouvelles méthodes de management.

Aspects financiers

Le marché bancaire se caractérise par une surabondance de liquidités à l'heure actuelle.

Les taux d'intérêt des prêts aux entreprises varient de 5,5% pour les meilleurs à 7% environ ; les durées sont de 5 à 6 ans. On peut aussi obtenir 6% sur 15 ans pour un gros projet.

Les fonds d'investissement en capital risque et capital développement sont en pleine expansion au Maroc. Le volume total des fonds en capital serait de 5 GDh. On notera cependant que certains fonds de participation dans de grandes entreprises adoptent improprement la dénomination capital risque.

Un fonds mezzanine vient également d'être mis en place par CDG.

Le secteur du microcrédit est aussi en plein développement, avec 2-3 associations importantes qui ont accès aux fonds BEI, AFD.

Si l'ouverture d'une ligne de crédit par un bailleur de fonds extérieur apparaissait viable, le fait qu'elle soit en Euros ne pose pas de problème majeur au Maroc lorsque les bénéficiaires sont de grosses entreprises.

On signale des initiatives de création de sociétés de services énergétiques, ou ESCOs, notamment MINDS, filiale de LYDEC / Groupe SUEZ, ainsi qu'un projet de VEOLIA. Ces sociétés seront amenées à proposer des services tels que la gestion des utilités sur site (électricité, thermique et eau) ; la gestion de la maintenance / "facility management", la gestion des déchets spéciaux, et bien entendu la propreté et le gardiennage. Après un démarrage lent et plusieurs tentatives de création d'ESCOs dans le passé, on peut estimer que l'externalisation de certains services va se développer, comme c'est le cas aujourd'hui dans la plupart des pays de l'UE ; la croissance récente des deux ou trois groupes en place atteste de cette tendance au Maroc. Dans le domaine de l'énergie, les deux ou trois sociétés les plus importantes peuvent réaliser des investissements, financés sur leurs fonds propres, jusqu'à 500 000 Dh (optimisation de l'éclairage, eau chaude sanitaire), mais ne peuvent s'engager sur des investissements à long temps de retour. Elles peuvent en revanche proposer des contrats de partage des économies partagées avec leurs clients. Elles devraient également s'intéresser au secteur tertiaire et au résidentiel collectif.

Contraintes

Cadre fiscal, politique et réglementaire

Comme indiqué en 2.1, il n'existe bien entendu pas de crédit d'impôt, ni de subvention. La loi de finances prévoit la baisse de 20% à 14% le taux de TVA applicable pour les chauffe-eau solaires, semble-t-il la seule incitation fiscale en faveur de l'EE ou des ER.

Il n'existe pas de programme de sensibilisation au niveau national. Les investissements environnementaux se font sous la pression des donneurs d'ordres des entreprises, par exemple dans le textile, plutôt que sous l'effet du cadre réglementaire.

Il semblerait que l'amortissement accéléré ne soit pas facile à mettre en œuvre (mais les avis sont contradictoires à ce sujet).

Comportements des entrepreneurs

Pour les intervenants spécialisés en EE, les processus de décision au sein des entreprises apparaissent longs et opaques. Un DG d'une entreprise faisant partie d'un groupe international peut engager des dépenses jusqu'à 30-50 000 Dh ; les financements d'investissements sont débloqués en fonction de la rentabilité de chaque société du groupe. Le déblocage de liquidités souffre de longs délais, notamment dans les groupes internationaux.

Le contexte actuel de forte concurrence au Maroc et avec des pays tels que Turquie et Tunisie conduit à privilégier les investissements qui permettent de lancer de nouveaux produits et d'améliorer la productivité et la qualité. Les capacités d'endettement limitées conduisent également à faire des choix. Dans ces conditions, même pour des grands groupes, l'arbitrage pour des dépenses de l'ordre de 50 000 Dh (soit environ 5000 à 6000€) ne se fera pas nécessairement en faveur de l'efficacité énergétique.

La promotion de l'EE se heurte à des freins culturels ; l'intérêt pour le contrôle des coûts est peu développé ; les industriels émettent facilement des doutes sur les mesures proposées par les experts (comme le confirment tous les professionnels qui sont intervenus dans différentes Z.I., notamment dans les programmes Izdihar ou Audilec), et sont très réticents à rémunérer

un audit plus de 3000 Dh. Les PME sont insuffisamment structurées, notamment pour déléguer des décisions techniques concernant l'EE ou bien faire participer leurs cadres aux sessions de formation ou aux séminaires d'information. Les personnels qualifiés manquent de temps pour acquérir des informations sur des solutions EE et préparer les investissements.

Les entreprises ont besoin de renforcer les compétences techniques de leurs personnels. Il n'existe encore aucune compétence sur la conversion au gaz.

Les entreprises sont peu favorables à l'externalisation de services. Les contrats proposés par des sociétés de sous-traitance apparaissent trop longs (plus de 5 ans) du point de vue des industriels.

Une étude récente de Bank Al Maghrib indique que 60% des investissements industriels sont financés sur fonds propres, 24% par crédit bancaire, 11% par leasing.

Professionnels

En général, les petits BET ont moins de compétences en thermique qu'en électricité et eau.

Il paraît primordial pour un projet qui vise à promouvoir l'EE, notamment sur un ensemble de zones industrielles, de rémunérer correctement les services des BET compétents et expérimentés, afin de garantir la qualité des travaux vis-à-vis des industriels. Si un projet aboutit aussi à promouvoir l'émergence de nouveaux BET, on veillera à ce que les procédures de mise en concurrence ne conduisent pas les meilleurs BET à quitter le marché des diagnostics et audits.

Financements

Les taux des prêts bancaires ne sont pas toujours aussi bas (autour de 7% mais parfois au-dessus), et l'industriel reste sensible aux possibilités d'abaisser le coût financier. Les entreprises sont réticentes vis-à-vis du crédit.

Les conditions et tarifs des banques restent encore peu favorables aux entreprises ; des marges importantes de négociation subsistent, concernant notamment les agios des découverts, les frais financiers, la pratique des traites à 60 jours, ou le coût de la trésorerie.

Comme développé en 2.1 et 2.2, il n'existe pas d'aides financières dédiées ; FODEP, le seul fonds dédié, n'est pas adapté à EE/ER, du fait qu'il exige 30% d'économies non tarifaires eu deux ans.

Les banques sont habituées à prêter au bilan, soit une enveloppe globale pour une unité industrielle.

Les banques sont frileuses vis-à-vis des PME risquées. Les banques continuent de baser leurs prêts sur des garanties physiques malgré les garanties offertes par le marché (par la CCG notamment). La garantie institutionnelle est difficilement mobilisable par les banques, elle n'empêche pas les banques de prendre des hypothèques. Les garanties corporelles peuvent aller jusqu'à 300-400% de l'investissement. Cet aspect explique selon certains que plusieurs fonds de garantie fonctionnent mal, à l'exception de FOGARIM et Moukawalati.

Les prêts de BdF, y compris BEI, sont réputés impliquer des démarches administratives lourdes. Du fait des surliquidités, les banques placent d'abord leurs propres fonds.

Les fonds d'investissement ont un handicap concernant la TVA ; les "management fees" sont facturés TTC, la TVA n'est pas récupérable.

ESCOs

Les BET, tout particulièrement ceux qui pourraient évoluer vers des responsabilités d'ESCOs, n'ont pas encore de positionnement clair vis-à-vis des garanties et contrats de performances ; ils craignent de devoir payer des pénalités si les résultats ne sont pas atteints, et sont réticents à l'introduction de bonus / malus sur les résultats, même à la marge. En fait, les résultats dépendent de nombreux paramètres, dont la qualité des services du fournisseur d'équipements, de l'installateur, de l'exploitant, la compétence de l'industriel, et les fluctuations de la production ; les responsabilités ne sont pas faciles à établir ; cela implique aussi l'installation de systèmes de comptage et de transfert des informations.

Les quelques sociétés qui ont la surface financière suffisante pour prendre à leur charge le financement d'investissements d'EE souhaitent réduire leurs risques en incitant l'industriel à des investissements de mise à niveau (par exemple des chaufferies), et à adopter des méthodes de management qui peuvent paraître coûteuses à l'entreprise (par exemple gestion prévisionnelle des pièces détachées). Les industriels sont réticents ; ils souhaitent aussi limiter la durée des contrats avec des ESCOs (5 ans maximum). En conséquence, les investissements ainsi réalisés seront limités à des opérations à faible temps de retour ; il est aussi difficile pour des ESCOs d'intervenir sur les procédés.

MDP

Regrouper les entreprises engagées dans des actions d'EE pour monter ensemble des dossiers MDP permettrait de mutualiser le coût du montage du projet ; toutefois cette démarche est difficile sur le plan méthodologique, et pose des problèmes juridiques concernant la répartition des droits. Le simple montage de projets à plusieurs, par exemple en cogénération, est difficile.

2.5 Conclusions préliminaires sur les besoins

2.5.1 Les composantes que devrait comporter un mécanisme financier

Un nouveau mécanisme d'appui à EE/ER aurait un impact extrêmement limité tant que les décrets d'application de la nouvelle loi EE/ER ne sont pas en vigueur : l'incitation réglementaire est reconnue par tous comme une condition nécessaire de l'intérêt des investisseurs potentiels. Dans le cas de la production d'électricité à partir d'ER raccordée au réseau également, ainsi que pour la cogénération, il ne peut y avoir d'investisseurs si les conditions de rachat ne sont pas en place.

Un mécanisme, pouvant s'appuyer sur des ressources financières à la fois nationales et provenant de différents BdF extérieurs, devrait autant que possible intégrer les composantes suivantes :

A. Une composante "assistance technique" pour soutenir le développement du marché :

Il s'agit d'organiser des actions de sensibilisation, des rencontres, de faciliter l'identification des projets ; de soutenir des initiatives d'associations telles que l'AMGEE, Association Marocaine de Gestion de l'Énergie et de l'Environnement (au moins une association de ce type devrait à terme être reconnue d'utilité publique) ; cette composante comporte également des aides aux audits et études préalables, sous la forme d'une subvention de l'ordre de 50% à 80%

lorsque l'investissement recommandé par les études est réalisé (subvention remboursable). Cet appui pourrait répondre aux besoins suivants évoqués par plusieurs acteurs :

- "Appui, conseil, accompagnement", notamment pour les municipalités (FEC, Fonds d'Équipement Communal).
- "Insuffisamment de diffusion / promotion ; pour autant, ne jamais proposer de diagnostic gratuit à 100%" (un BET expérimenté).
- "Mettre en place une composante investissement dans le développement de projets, afin de créer un portefeuille de projets" (un autre BET expérimenté).
- "Il faut préparer le terrain, il faut des financements à fonds perdus pour des projets démonstratifs, des "success stories" (ANPME).
- "Financer les diagnostics" (une banque).
- Une ESCO recommande également de commencer par des diagnostics, puis audits approfondis.

Cette composante devrait également intégrer un appui à l'ONE et aux régies de distribution pour mener des actions de maîtrise de la demande d'électricité (MDE), comme une solution pertinente et éminemment rentable afin de répondre à la croissance de la demande. Une partie des ressources additionnelles affectées par l'ONE à l'électrification rurale, et qui ne seront plus nécessaires lorsque le programme PERG sera achevé, pourrait être affectée à un tel programme de MDE.

B. Une composante subvention aux investissements :

S'appuyant sur l'expérience positive du FODEP, certains industriels et professionnels de l'EE estiment qu'une subvention à l'investissement, même limitée à 10% ou 20%, peut jouer un rôle fortement incitatif. Les subventions rendent un projet plus intéressant financièrement. La subvention véhicule un message rassurant pour les investisseurs potentiels, et joue aussi un rôle de garantie.

Le Gouvernement Marocain demeure fortement réticent à ce que le budget de l'État ou le fonds EE/ER qui serait mis en place subventionnent les investissements, même à 10%. L'aide aux études préalables est cependant admise.

Cette option ne peut avoir un caractère pérenne, mais représente plutôt un signal qui peut avoir un impact sur un marché en phase d'amorçage. On peut aussi considérer la subvention aux investissements comme une prime aux initiatives les plus pionnières, ou un élément de garantie pour les entreprises prêtes à s'engager dans des projets pilotes.

C. Des éléments permettant d'améliorer les conditions des crédits :

Il est communément admis qu'une ligne de crédit dédiée EE/ER aura du mal à concurrencer, au Maroc, les prêts offerts par les banques commerciales. Néanmoins, les prêts bancaires sont le mode de financement privilégié des investissements d'EE/ER à partir d'une certaine taille (au-dessus de 100 000 €). Le coût du crédit n'étant pas négligeable et les banques faisant preuve de peu de volontarisme sur ce marché, il conviendrait de motiver les banques par des rémunérations incitatives des banques, en bonifiant les taux d'intérêt, ou en apportant des compléments de garanties aux banques. Des mécanismes de garantie permettent aussi aux entreprises d'emprunter en dépassant au besoin leur limite d'endettement. L'une des solutions avancées pourrait être la création d'un fonds de garantie, dont la partie non utilisée aux fins de couvrir des prêts non remboursés servirait à bonifier les taux d'intérêt.

KfW Maroc confirme l'intérêt des expériences d'Europe de l'Est sur la recherche de produits innovants, faisant notamment appel aux prêts subordonnés ou mezzanine.

L'une des questions débattues est de savoir si une ligne de crédit extérieure peut servir à financer des opérations rentables et à faible temps de retour ; les banques estiment que dans ce cas les remboursements de prêts dégageront des marges qui permettront de réinvestir.

Un mécanisme d'appui à EE/ER devrait comporter en parallèle :

- Un Fonds d'Investissement pour des prises de participations dans des investissements importants, de type cogénération.
- Un soutien aux ESCOs, sous différentes formes :
 - ✓ Part de capital risque à leur disposition.
 - ✓ Garantie des ESCOs, recours juridique de l'ESCO en cas de non remboursement par l'industriel.
 - ✓ Appui aux ESCOs qui seraient créées par exemple par un BET associé à une société de capital risque.
 - ✓ Appui aux projets en tiers investissement : conseils sur les montages contractuels permettant de partager les gains de productivité ; composante d'assurance contre la défaillance de l'installation.

Il apparaît très important pour la majorité des parties intéressées que soit mise en œuvre une approche intégrée, qui pourrait même apparaître comme une "prestation globale" pour les entreprises susceptibles de s'engager dans des investissements EE/ER. Le FODEP est considéré à cet égard comme un bon exemple.

2.5.2 Justifications et recommandations complémentaires

Les banques interrogées aussi bien que les IFIs ou les BdF bilatéraux reconnaissent que mettre en place une ligne de crédit est difficile, compte tenu du niveau actuellement modéré des taux d'intérêt. Les petites entreprises peu exportatrices préféreront emprunter en Dirhams et il conviendra d'introduire des mécanismes de couverture du risque de change : on peut citer le cas des prêts espagnols à des associations de microcrédit : l'argent peut être bloqué sur un compte étranger adossé à un compte en monnaie locale, et le prêt est remboursé en monnaie locale.

Bien que la garantie des prêts bancaires soit importante, la mise en place d'un seul fonds de garantie est considérée comme insuffisante. On attendrait plutôt un fonds ou un mécanisme qui permet de mutualiser les risques, avec des sources de financement différentes : capital + dette subordonnée, + dette senior des banques commerciales. Un coussin en capital ou quasi capital permet de mitiger le risque pour les banquiers ; un mécanisme de type FIDEME se prêterait assez bien, en capital ou en mezzanine, tout particulièrement pour les projets ER. Un fonds d'investissement n'entrerait pas en concurrence avec les financements bancaires, mais apporte plutôt une complémentarité.

Le capital risque en tant que tel va plutôt en principe aux entreprises qui ont un potentiel de développement, et là où il y a un enjeu de technicité.

Les banques et plusieurs grands groupes sont intéressés par la création d'un fonds d'investissement pour les centrales éoliennes, associant plusieurs bailleurs de fonds : pour ce type d'investissement, on compte surtout sur des taux d'intérêt favorables et une longue maturité, permettant d'abaisser le coût d'investissement. À cet égard, l'application au secteur privé de prêts à taux bonifiés, tels que peut les offrir la BEI, serait la formule idéale. Dans ce cas, un fonds de garantie n'est pas nécessaire. On peut envisager une part en capital ou sous forme d'un fonds d'investissement, dans la mesure où le financement d'un parc éolien se fait typiquement en capital pour 30% et dette pour 70%. La dette mezzanine serait apportée au promoteur du projet ("SPV", société ad hoc). Si un fonds d'investissement est créé, on mettrait en place un droit de priorité pour les investisseurs privés (classes d'actifs).

Qu'il s'agisse d'ouvrir une ligne de crédit dédiée ou de créer un fonds d'investissement, l'une des tâches difficiles est la constitution d'une équipe dotée des compétences techniques et économiques nécessaires pour évaluer rapidement et sélectionner les projets. Cela requiert non seulement la sélection initiale d'un groupe d'experts ou d'une entreprise, mais aussi une phase d'apprentissage par l'équipe des caractéristiques du marché, des contraintes locales et des exigences des bailleurs de fonds. Les équipes technique et financière du projet seront également en mesure de conseiller les investisseurs sur des montages adéquats, par exemple la création de sociétés de projets pour les énergies renouvelables.

Un nouveau mécanisme s'appuiera autant que possible sur les fonds existants, ainsi que sur les systèmes de garantie existants, qui sont multiples au Maroc.

Il conviendra d'aborder le secteur industriel en commençant par les multinationales ou les entreprises structurées. À terme, il est aussi souhaitable d'apporter une aide à l'artisanat. Les gestionnaires du mécanisme seront attentifs à la mobilisation des professionnels, en s'appuyant d'abord sur les BET expérimentés, afin de disposer rapidement d'audits et d'études de faisabilité fiables. Il s'agit aussi d'imaginer des outils spécifiques dédiés à l'offre d'équipements, voire à la promotion de joint ventures.

Les financements extérieurs ont la réputation d'impliquer des gestions administratives lourdes et des délais de réponses longs. On s'efforcera donc de simplifier au mieux les procédures et les cycles des projets, en distinguant clairement le volet technique, la gestion financière et la gestion des dossiers par les banques, tout en évitant les doublons.

Il semble que les institutions financières européennes et des pays membres de l'UE, notamment la BEI, l'AFD ou KfW, puissent apporter une valeur ajoutée intéressante sur les marchés de l'EE et des ER, compte tenu des instruments financiers dont ils disposent et de leur expérience. La BEI a déjà mis à disposition des ressources provenant des capitaux à risques de la Commission Européenne ; elle participe à plusieurs fonds d'investissement au Maroc. Le Fonds d'Investissement de Voisinage (700 M€ pour 2007 à 2013, dont une part significative ira au secteur de l'énergie) ainsi que l'aide bilatérale de la CE dédiée au secteur de l'énergie (de l'ordre de 20 M€ sur quatre ans au Maroc) pourraient être utilisés pour financer les composantes d'accompagnement d'un mécanisme EE/ER.

3 PERSPECTIVES D'INVESTISSEMENT ET BESOINS DE FINANCEMENT DANS TROIS PAYS : LE CAS DE LA TUNISIE

3.1 Contexte institutionnel, politique et réglementaire

3.1.1 Efficacité énergétique et énergies renouvelables, points communs

Éléments de réformes et politiques	Situation Actuelle	Perspectives 2010-2012
Institutions	<p>Avec la création en 1982 d'une Direction de la consommation d'énergie et des énergies nouvelles et renouvelables, la Tunisie avait déjà jeté les bases d'un cadre institutionnel approprié pour soutenir les programmes de maîtrise de l'énergie. La création de cette Direction aura déclenché un processus qui devait mener à la création de la Société de Maîtrise de l'Energie (SME), puis de l'Agence de Maîtrise de l'Energie (AME), en 1985.</p> <p>Depuis sa création, l'AME a connu des périodes de stabilité, entrecoupées de périodes plus incertaines. Rebaptisée Agence Nationale des Energies Renouvelables (ANER) en 1998, puis Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME) depuis 2004, l'Agence jouit d'un statut d'EPNA (Etablissement Public à caractère Non Administratif). L'ANME est chargée de la conduite de la politique de l'Etat en matière de maîtrise de l'énergie. Elle est dotée de onze attributions, comme l'indique l'article 17 de la Loi n°2004-72:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gérer les actions d'audit énergétique obligatoire et périodique dans les secteurs de l'industrie, du transport et des services. Ainsi, l'ANME récupère officiellement les audits et contrats-programmes dans le secteur industriel. • Instruire les projets consommateurs d'énergie assujettis à la consultation préalable obligatoire. • Proposer les incitations, les encouragements et les procédures susceptibles 	<p>Le contexte énergétique international, caractérisé par les perturbations des marchés pétroliers mondiaux, et le contexte national caractérisé par l'amplification de la dépendance énergétique vis-à-vis de l'extérieur et l'alourdissement du déficit des finances publiques du fait du soutien aux prix intérieurs de l'énergie, ont propulsé la maîtrise de l'énergie au rang de priorité n° 1.</p> <p>L'ANME a donc été propulsée au devant de la scène, et se trouve au centre de toutes les réflexions et programmes ciblant la maîtrise de l'énergie. Le contexte national et international pouvant difficilement changer sur le court terme, l'ANME devrait consolider</p>

	<p>de développer le domaine de la maîtrise de l'énergie.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Octroyer des attestations pour les équipements, matériels et produits concourant à l'utilisation rationnelle de l'énergie ou relatifs aux énergies renouvelables, et ce en vue de bénéficier des avantages prévus par la législation et la réglementation en vigueur. • Inciter à l'exploitation des techniques et des technologies énergétiquement performantes. • Développer les projets de démonstration dans le domaine de la maîtrise de l'énergie et en suivre la réalisation. • Promouvoir, en collaboration avec les organismes concernés, la formation dans le domaine de la maîtrise de l'énergie. • Préparer et exécuter les programmes nationaux de sensibilisation et d'éducation dans le domaine de la maîtrise de l'énergie. • Contribuer aux programmes de recherche scientifique dans le domaine de la maîtrise de l'énergie. • Étudier, programmer et évaluer les projets de maîtrise de l'énergie et effectuer les études portant sur l'atténuation des émissions de gaz à effet de serre liées à la consommation de l'énergie et plus généralement toutes études rentrant dans le cadre de ses attributions. • Élaborer un inventaire des émissions de gaz à effet de serre dues à la consommation de l'énergie et analyser les indicateurs de maîtrise de l'énergie. <p>A côté de l'ANME, d'autres intervenants sont également impliqués, à des degrés divers, dans les programmes de maîtrise de l'énergie :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le Ministère de l'Industrie, de l'énergie et des PME assure la tutelle de l'ANME, et supervise donc toutes ses activités. • La Direction Générale de l'Industrie, sous tutelle du Ministère chargé de l'industrie, est sollicitée par la Direction de l'utilisation Rationnelle de l'Energie (DURE) de l'ANME pour tout ce qui se rapporte aux programmes impliquant les établissements industriels ; et notamment le secteur de l'électroménager pour toutes les opérations de certifications et de labellisations des équipements électroménagers. 	<p>son rôle central dans la conduite de la politique tunisienne de maîtrise de l'énergie.</p> <p>A la faveur du renforcement de l'ANME au niveau du budget annuel et du personnel, et de la diversification de ses activités, un changement de statut (ex. transformation en EPIC, qui lui conférerait plus de souplesse dans ses interventions), serait probablement profitable, notamment pour jouer un rôle actif dans les mécanismes de financement.</p> <p>On ignore cependant si un tel changement de statut est à l'ordre du jour actuellement.</p>
--	--	--

	<ul style="list-style-type: none"> • Le Programme de Mise à Niveau, qui est aussi conduit par le Ministère de l'industrie, de l'énergie et des PME, coordonne ses activités avec l'Unité Efficacité Énergétique dans l'Industrie (UEEI) de l'ANME, pour tout ce qui se rapporte aux programmes impliquant les établissements industriels (notamment audits et contrats-programmes, cogénération, utilisation des différents mécanismes de soutien aux études préalables). • Le Ministère des Finances intervient dans tout ce qui se rapporte à l'approbation des budgets annuels de l'ANME et au paiement des requêtes relatives aux primes du FNME. Le Ministère des Finances est aussi fortement associé aux concertations relatives à la mise en place de mécanismes et d'instruments financiers destinés aux programmes de maîtrise de l'énergie. • Le Ministère chargé de la coopération internationale est impliqué dans tous les projets et programmes engagés avec l'appui de bailleurs de fonds étrangers. • Le Ministère de l'équipement est sollicité par la DURE pour toutes les actions impliquant l'économie d'énergie dans la construction (ex. projet réglementation thermique du bâtiment). • Le Ministère chargé des transports participe aux actions impliquant l'économie d'énergie dans le transport (Centrales de fret, Plans de Déplacement Urbains). • Le Ministère chargé de l'environnement, ainsi que les Agences dont il assure la tutelle (ANPE, CITET, etc.) participe aux actions ayant un rapport avec la pollution et les émissions dues aux utilisations énergétiques. • Le Ministère chargé du Tourisme est impliqué dans toutes les actions ciblant le secteur touristique (audits et CP, réglementation thermique du bâtiment, etc.). • Le Ministère chargé de la santé est sollicité pour tout ce qui se rapporte aux programmes ciblant le secteur hospitalier (audits et CP, réglementation thermique du bâtiment, etc.). • Le Ministère chargé du commerce est fortement impliqué, pour tout ce qui se rapporte à la commercialisation d'équipements certifiés sur le plan énergétique (ex. projet de certification énergétique des appareils 	
--	--	--

	<p>électroménagers).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le STEG est fréquemment sollicitée pour appuyer les actions engagées par l'ANME, comme par exemple PROSOL résidentiel, ou impliquée dans les différentes concertations et task-forces. • Les Banques sont souvent sollicitées lors des concertations sur le montage d'opérations et mécanismes de financement. • Les médias sont intensément sollicités pour tout ce qui se rapporte à la communication et à la sensibilisation. • L'UTICA (syndicat tunisien des entrepreneurs) sont sollicités pour tout ce qui se rapporte aux programmes impliquant les opérateurs du secteur privé. • L'Organisation de Défense du Consommateur est souvent sollicitée dans les programmes impliquant le consommateur (exemple : certification énergétique des appareils électroménagers) • Les centres techniques (ex. CETIME, CTMCCV, CTT, etc.), sont sollicités pour tout ce qui se rapporte aux essais, tests et renforcement des capacités des acteurs. • L'INNORPI est impliquée dans pour tout ce qui se rapporte à la normalisation (ex. normes de tests de consommation d'énergie pour les réfrigérateurs). • Les bureaux d'ingénierie et d'audit sont sollicités pour tout ce qui se rapporte aux études, audits énergétiques, à l'accompagnement des entreprises dans la réalisation de leurs contrats-programmes, et plus généralement à jouer le rôle d'experts-relais. • Les ESCO sont sollicitées pour tout ce qui concerne leur contribution à l'appui aux contrats-programmes d'efficacité énergétique. 	
<p>Législation et réglementations</p>	<p>C'est le 31 décembre 1984, que référence fût faite, pour la première fois dans les textes, à l'utilisation rationnelle de l'énergie, avec la parution de la Loi de finances de l'année 1985, instituant le Fonds spécial des hydrocarbures et de la maîtrise de l'Energie. Ce fonds, alimenté sur la base d'une taxe sur les hydrocarbures, devait appuyer les programmes d'efficacité énergétique et de</p>	<p>L'arsenal juridique soutenant la maîtrise de l'énergie est déjà très riche en Tunisie. Il sera certainement renforcé dans les années qui viennent, à la faveur du développement des</p>

	<p>développement des énergies renouvelables. Ce Fonds n'a pas eu le temps de faire ses preuves, puisqu'il a été supprimé en 1987, dans le cadre de la politique générale tunisienne d'élimination des fonds spéciaux.</p> <p>Le Décret-loi n°85-8 de l'année 1985 a introduit les premières dispositions réglementaires encourageant le développement de la maîtrise de l'énergie, et notamment les aides aux études préalables à l'investissement, les aides à l'expérimentation de procédés énergétiquement performants, les aides à la réalisation des audits, la suspension des droits de douane sur les équipements et produits économiseurs d'énergie importés, la suspension de la Taxe sur le Chiffre d'Affaires sur les biens d'équipement et les produits économiseurs d'énergies commercialisés en Tunisie, l'amortissement fiscal sur 4 ans des investissements concernés, le financement par des crédits bonifiés par la BCT, comportant une réduction de 1 à 2 points par rapport au taux d'intérêt du marché monétaire.</p> <p>Depuis 1985, le schéma de promotion de l'efficacité énergétique a connu beaucoup de mutations, dont la principale est intervenue en 2004, à la faveur de l'amplification du déficit énergétique. Ainsi, la nouvelle loi sur la maîtrise de l'énergie, promulguée en août 2004, a classé la maîtrise de l'énergie parmi les priorités nationales de développement durable. Définissant la maîtrise de l'énergie à travers trois types d'intervention : efficacité énergétique, énergies renouvelables, et substitutions énergétiques, cette loi ouvre la voie à la publication de Décrets et Arrêtés spécifiques, fortement attendus pour le soutien aux actions de maîtrise de l'énergie.</p> <p>Le Décret n°2004-2144 du 2 septembre 2004 est venu actualiser les conditions d'assujettissement à l'audit énergétique, décrivant le contenu et la périodicité de l'audit, et désignant les catégories de projets consommateurs d'énergie assujettis à la consultation préalable ainsi que les modalités de son application. Les articles marquants de ce Décret concernent particulièrement la baisse du seuil de l'assujettissement à l'audit énergétique de 2000 tep à 1000 tep pour le secteur industrie ; et de 1000 tep à 500 tep pour le secteur des transports,¹ et la définition de la fréquence de réalisation de l'audit à 5 ans, au lieu de 3 ans précédemment.</p>	<p>différents processus.</p> <p>Plusieurs textes devraient donc voir le jour, et en particulier dans le domaine de l'électroménager et du bâtiment.</p> <p>Toutefois, plusieurs textes sont également attendus, en ce qui concerne la production d'électricité indépendante à partir de l'éolien, ainsi que l'autoproduction à partir de la cogénération et de l'éolien.</p> <p>Des réflexions sont en train d'être faites pour davantage d'ouverture dans le secteur électrique, mais ces réflexions sont menées à un niveau assez confidentiel dans les cercles restreints des grands décideurs concernés par le secteur de l'énergie.</p>
--	--	--

¹ Le seuil d'assujettissement du secteur tertiaire avait été maintenu à 500 tep.

² D'après ce Décret, les projets d'énergies renouvelables peuvent bénéficier d'une prime de 5% du montant de l'investissement, plafonnée à 100.000 DT.

	<p>L'institution de la journée nationale de Maîtrise de l'énergie du 7 avril 2005 a eu également un effet mobilisateur et déclencheur de plusieurs initiatives déterminantes. A l'issue de cette journée nationale, quatre task-forces ciblant les Industries Grosses Consommatrices d'Énergie, la cogénération, la substitution par le gaz naturel et l'éolien, ont été créées en vue de donner un coup d'accélérateur à la maîtrise de l'énergie :</p> <p>Par ailleurs, un Système de Maîtrise de l'Énergie (SME) ayant pour but l'appui à toutes les actions de maîtrise de l'énergie a été créé par la loi n° 2005-82 du 15 août 2005. Un tel système a constitué un signal de la part des pouvoirs publics de son engagement à appuyer la maîtrise de l'énergie d'une manière sûre et durable.</p> <p>Les taux et les montants des primes relatives aux actions concernées par ce système ainsi que les conditions et les modalités de leur octroi sont fixés par le décret n° 2005-2234 du 22 août 2005. Les principales composantes de ce système concernent le renforcement de l'efficacité énergétique dans les différents secteurs économiques, notamment à travers les audits énergétiques et les contrats-programmes, le développement de l'utilisation du gaz naturel dans les secteurs de l'industrie et du résidentiel ainsi que la promotion de l'utilisation des chauffe-eau solaires dans le secteur résidentiel et des établissements privés.</p> <p>D'autres textes fondamentaux sont également venus enrichir la panoplie réglementaire de la maîtrise de l'énergie en Tunisie depuis août 2005. Ainsi, l'Arrêté du 15 septembre 2005 est venu compléter celui du 4 décembre 2004, approuvant le cahier des charges des ESCO. Cet Arrêté fixe les conditions d'exercice de la profession d'établissements de services énergétiques, et définit les éléments du dossier d'accréditation à présenter à l'ANME, tout en insistant sur la remise des polices d'assurance portant couverture des risques liés à la non réalisation des économies d'énergies garanties.</p> <p>La Loi des Finances n° 2005-106 du 19 décembre 2005, relative à la création du Fonds National de Maîtrise de l'Énergie (FNME), est enfin venue entériner la Loi constitutive du SME, en instituant dans son article 12 le FNME. Cette loi ouvre de nouvelles opportunités à ce fonds, qui, outre les deux ressources déjà mentionnées dans la Loi n°2005-82 peut dorénavant être financé par des ressources provenant de ses propres interventions, des dons et subventions des</p>	
--	---	--

³ Rappelons que la STEG détient également le monopole de la distribution de gaz.

	<p>personnes physiques et morales, et toutes autres ressources pouvant être affectées au fonds.</p> <p>La période 2004-2006 a donc été très active sur le plan réglementaire, démontrant la volonté des pouvoirs publics d'engager une nouvelle dynamique. Comme décrit ci-dessus, plusieurs textes (Lois, Décrets et Arrêtés) auront été promulgués, en plus d'autres textes plus spécifiques, et notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Décret du 2 septembre 2004, relatif à l'étiquetage des équipements, des appareils et des matériels électroménagers. - Arrêté du 10 septembre 2004, relatif à l'étiquetage obligatoire des réfrigérateurs, congélateurs et appareils combinés. - Arrêté du 24 octobre 2005, relatif aux performances énergétiques minimums des réfrigérateurs, congélateurs et appareils combinés. - Arrêté du 9 février 2006, portant sur les spécifications techniques relatives à l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public. <p>Par ailleurs, La Loi n°94-127 du 26 décembre 1994, a institué le « Fonds de Développement de la Compétitivité industrielle » ou FODEC, en vue de la mise à niveau de l'industrie tunisienne. Tous les projets d'efficacité énergétique peuvent être pris en charge dans le cadre du FODEC, et plus particulièrement les projets de cogénération. Le FODEC intervient en totale coordination avec le FNME.</p> <p>Le FODEC intervient par l'octroi de primes s'élevant à 20% de la part de l'investissement financée par des fonds propres, et à 10% de la part financée par d'autres ressources (notamment bancaires).</p> <p>S'agissant des installations éoliennes utilisées pour l'auto production d'électricité, elles ne sont pas spécifiquement traitées par des textes de loi. Concernant les installations éoliennes destinées au réseau électrique, elles sont, en principe, régies par la loi no 96-27 du 1er avril 1996 relative à la production indépendante d'électricité. Il en serait de même pour les installations éventuelles de génération électrique à partir du biogaz de décharge.</p> <p>En ce qui concerne la cogénération, les Décisions présidentielles de mai 2001 ont préconisé la mise en place d'un cadre réglementaire adéquat pour la promotion de la cogénération dans les secteurs industriel et tertiaire.</p> <p>En réponse à cette décision, le Décret n°2002-3232 du 3 décembre 2002 a fixé le</p>	<p>Actuellement, la task-force cogénération essaie d'établir, à partir du Décret 2002-3232, des compromis à même de rendre la cogénération plus attractive pour les auto-producteurs. A ce stade, on ne parle pas vraiment de nouveaux textes, mais plutôt dispositions nouvelles, probablement à inclure dans les conventions entre les promoteurs de projets de cogénération et la STEG ; sachant que cette dernière reprend l'électricité aux cogénérateurs sur une base plus élevée que pour les autres auto-producteurs (50 millimes/kWh contre 38 millimes).</p> <p>Au stade actuel, plusieurs « zones d'ombre » persistent, et en particulier celles se rapportant à l'indexation des prix électricité-gaz,³ à la prise en charge des coûts de renforcement du réseau pour l'évacuation de l'électricité, et surtout les possibilités de céder l'électricité à des tiers. De telles zones d'ombre laissent planer quelques incertitudes sur les prédispositions des entreprises à s'engager dans des investissements de cogénération, alors que la faisabilité économique de tels</p>
--	--	---

	<p>cadre technique et réglementaire s’adressant aux investissements dans le domaine de la cogénération en Tunisie ; comme suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le rendement global d’un cogénérateur doit être au moins égal à 0,6. - Le rapport de récupération thermique (énergie thermique récupérée et effectivement utilisée/énergie électrique produite) doit être supérieur ou égal à 0,5. - Tout propriétaire d’un cogénérateur pourra écouler ses excédents électriques sur le réseau électrique de la STEG ; à raison : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Des 2/3 de l’énergie électrique produite pour les projets dont la puissance électrique installée est inférieure à 3 MW. ▪ La moitié de l’énergie électrique produite pour les projets dont la puissance électrique installée est supérieure ou égale à 3 MW. • L’établissement souhaitant s’équiper d’un cogénérateur, devra se conformer au cahier des charges technique relatif au raccordement et à l’évacuation de l’électricité vers la STEG, et prendre en charge les dépenses découlant du raccordement du cogénérateur au réseau ainsi que celles se rapportant au renforcement du réseau national d’électricité, nécessaire pour l’évacuation des excédents d’électricité. <p>Aucun nouvel équipement de cogénération n’avait été installé à l’issue de la publication de Décret. Il semblerait donc que le texte n’apportait pas, aux yeux des opérateurs économiques, d’éléments incitatifs pouvant les pousser à se lancer dans des projets de cogénération.</p> <p>S’agissant de la production indépendante d’électricité à partir de l’éolien, elle est, en principe, régie par loi no 96-27 du 1er avril 1996 relative à la production indépendante d’électricité. Cette Loi marque l’ouverture de la production d’électricité au secteur privé, mais maintient le monopole de la STEG sur le transport et la distribution d’électricité.</p> <p>En ce qui concerne les soutiens réglementaires à l’éolien, la Loi n° 2004-72 du 2 août 2004 rappelle, dans son article 19 que les primes à l’investissement dans le domaine de la maîtrise de l’énergie étaient régies par la loi 93-120 du 27 décembre 1993, relative au code des investissements, lesquels étaient appuyés par le Décret d’application n° 94-537 du 10 mars 1994 fixant les montants et conditions d’octroi de la prime spécifique inhérente aux investissements dans le</p>	<p>projets est conditionnée par les conditions de cession des excédents électriques.</p> <p>Dans l’immédiat, il semble peu probable que les textes actuels soient révisés en vue de donner plus de visibilité pour la cogénération. Toutefois, d’ici 1-2 ans, et en cas de constat de décalage flagrant entre les réalisations et les objectifs annuels du 11^{ème} Plan, les pouvoirs publics pourraient lancer des initiatives plus vigoureuses pour la relance de la cogénération. Ces initiatives pourraient prendre la forme de révisions des textes régissant la cogénération, dans le but de leur conférer plus d’attractivité et de visibilité.</p> <p>A moyen terme, il n’est pas non plus exclu que des gestes soient consentis par les pouvoirs publics, soit sous forme tarifaire ou de facilitation de l’accès des auto-producteurs au réseau, dans le but de promouvoir la cogénération.</p> <p>En ce qui concerne l’éolien destiné au réseau, les pouvoirs publics ont apparemment privilégié la voie de la STEG, puisque le 11^{ème} Plan ne prévoit aucune contribution du secteur privé sous forme d’IPP éolienne. Toute forme d’incitation (ex. prime à l’investissement, prime sur les reprises d’électricité, etc.)</p>
--	---	--

	<p>domaine de la maîtrise de l'énergie.²</p> <p>Certes, la Loi n°2005-82, du 15 août 2005, portant création du Système de Maîtrise de l'Énergie (SME), indique bien dans son article premier, que la production d'électricité à partir des énergies renouvelables peut bénéficier de subventions à l'investissement. Toutefois, le Décret n°2005-2234 du 22 août 2005, qui fixe les niveaux de primes à l'investissement dans les actions de maîtrise de l'énergie abroge dans son article 6 toutes les dispositions du Décret n° 94-537, ce qui élimine, à priori, tout appui à l'investissement dans le domaine de l'énergie éolienne.</p> <p>Restent les exonérations, qui sont définies par le décret d'application n° 94-1191 du 30 mai 1994, fixant les conditions de bénéfice des avantages fiscaux prévus aux articles 37-41-42 et 49 du Code d'Incitation aux Investissements. Les investissements dans le domaine de la production et de la commercialisation des énergies renouvelables bénéficient de la réduction des droits de douane au taux minimum de 10%, la suspension de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) au titre des biens d'équipement et matériels importés n'ayant pas de similaire fabriqués localement, et la suspension de la taxe sur la valeur ajoutée des biens d'équipement et matériels acquis.</p> <p>Actuellement, il existe 13 entreprises produisant de l'électricité pour leurs propres besoins, produisent à peine 1000 GWh annuellement ; soit 7% de la production nationale d'électricité, et cédant des excédents estimés annuellement à 70 GWh exclusivement à la STEG.</p> <p>Dans le domaine des Energies Renouvelables, comme mentionné précédemment, le Décret n°2005-2234 du 22 août 2005 prévoit une prime de 20% sur le coût d'investissement, avec un plafond de 100 DT/m2 de capteurs, à tout acquéreur de chauffe-eau solaire.</p> <p>Dans le domaine de la substitution, le même Décret prévoit des primes pour promouvoir l'utilisation du gaz naturel ; aux dépens du fuel et du GPL qui sont fortement compensés par le budget de l'Etat.</p> <p>Ces primes ciblent les utilisateurs industriels et résidentiels :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Industrie : Prime de 20% du coût de raccordement interne et de la conversion des équipements au gaz, avec un plafond de 400.000 DT. <p>Résidentiel : Prime de 140 DT pour chaque logement individuel et de 20 DT pour chaque appartement se raccordant au réseau de gaz naturel.</p>	<p>suscitant plus d'ouverture, n'est donc pas à l'ordre du jour. Toutefois, des éléments nouveaux peuvent « précipiter » les choses dans le futur.</p> <p>L'électricité à partir du biogaz de décharges se trouve dans les mêmes conditions.</p> <p>S'agissant de l'éolien en autoproduction, en l'absence d'initiatives réglementaires spécifiques de soutien, peu probables dans l'immédiat, les projets éoliens potentiels seraient gérés, au cas par cas, de façon similaire aux cas d'autoproduction. Ils bénéficieraient cependant probablement du même tarif de reprise que la cogénération (50 millimes; soit 2,8 €Cts/kWh).</p> <p>A moyen terme, comme pour la cogénération, il sera nécessaire que des gestes soient aussi consentis par les pouvoirs publics, soit sous forme tarifaire ou de facilitation de l'accès des auto-producteurs au réseau, dans le but de promouvoir l'éolien.</p>
--	--	---

<p>Prix de l'électricité</p>	<p>Les tarifs sont fixés par une commission interministérielle des prix, réunissant notamment le Ministère des Finances et le Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des PME.</p> <p>Dans la structure du coût de production de l'électricité, l'énergie pèse dans les 70%. Jusqu'en 2004, les tarifs pratiqués par la STEG reflétaient à peu près les coûts de production, et les quelques subventions (ex. électrification rurale, ou tarifs appliqués à certaines catégories de consommateurs ruraux) étaient alimentées essentiellement par des péréquations entre les tarifs.</p> <p>Depuis 2004, il y a eu un triplement des prix internationaux des produits pétroliers, et pour la STEG, un doublement des prix d'achat du gaz naturel, qui entre à 99% dans la structure de production d'électricité.</p> <p>Ces augmentations n'ayant pas été répercutées sur les tarifs pratiqués par la STEG, ceux-ci ne reflètent plus du tout la réalité des coûts de production de l'électricité, et ceci malgré les prix encore avantageux d'achat du gaz par la STEG. Les prix actuels sont, en moyenne, au moins 15% à 20% en dessous de leur coût. L'Etat compense donc annuellement la STEG pour maintenir les prix à un tel bas niveau.</p> <p>Les tarifs de l'électricité sont aménagés par plages horaires pour la HT et la MT. Il s'agit de 4 postes horaires : Jour, Pointe, Soir, et Nuit. Les abonnés de la moyenne tension peuvent cependant souscrire à un tarif uniforme, et 55% de la consommation en MT se fait selon ce tarif uniforme.</p> <p>De même, le tarif de la basse tension est divisé en deux sous-tarifs : un tarif de base de 117 millimes/kWh, appliqué jusqu'à 1200 kWh consommés par an, et 130 millimes/kWh, appliqué pour toutes les kWh consommés dans la tranche supérieure à 1200 kWh/an.</p> <p>Les prix de l'électricité ont connu des hausses successives, mais assez modérées durant les dernières années.</p> <p>Ainsi, la croissance du prix moyen combiné du kWh HT et MT en valeur réelle s'est établie à 3,6% par an sur la période 1990-2004, soit légèrement plus que l'indice des prix industriels qui s'est établi à 3,3% en moyenne annuelle. En termes constants, le prix moyen combiné de l'électricité HT et MT serait donc resté quasiment stable.</p>	<p>Poursuite de la rationalisation financière du secteur.</p> <p>Mise en place d'indicateurs et de procédures d'incitation à la performance pour les entreprises.</p>
-------------------------------------	--	---

	<p>La croissance moyenne du prix du kWh basse tension s'est établie à 3% par an sur la période 1990-2004, soit beaucoup moins que l'indice du coût de la vie qui a progressé de 4% annuellement sur la même période. Le prix de l'électricité BT en termes constants a donc perdu 1% par an.</p> <p>Si le prix moyen de l'électricité aura donc connu une hausse d'environ 3,3% par an, il aura donc légèrement diminué en termes réels, et ne reflète plus du tout le véritable coût de l'énergie électrique pour le consommateur, et encore moins pour la collectivité.</p> <p>Une comparaison sommaire des tarifs de l'électricité dans les trois pays figure dans le sous-chapitre correspondant concernant la Jordanie.</p>	
<p>Prix des produits pétroliers</p>	<p>Les prix des produits pétroliers sont complètement administrés en Tunisie. L'Etat fixe les produits Ex-raffinerie, et à chaque produit pétrolier correspond une structure de prix propre en fonction de ses spécificités (taxe portuaire, coût de stockage, coûts de transport, marge bénéficiaire de distribution, etc.).</p> <p>Le prix Ex raffinerie, désignés par prix de reprise, s'appliquent à tous les produits pétroliers ; aussi bien ceux raffinés en Tunisie, que ceux importés. Ce prix de reprise ne correspond à aucune réalité économique (coût de raffinage et coût des importations), et intègre déjà une part de « subvention ».</p> <p>Théoriquement, les prix de vente des produits pétroliers (y compris taxes à la consommation et TVA) sont fixés, ou réajustés par exemple à la suite d'augmentations des prix internationaux, en fonction de ce qui est « supportable » par les consommateurs, compte tenu des préoccupations liées aux impacts sociaux et à la compétitivité. Ensuite, la structure des prix est reconstituée en fonction des prix de vente, jusqu'au prix de reprise. Celui-ci est fixé en fonction de ce qui est supportable par le budget de l'Etat.</p> <p>Depuis les augmentations des prix du pétrole à la fin de l'année 2004, les prix HT de tous les produits pétroliers sont fortement compensés, malgré 3 à 4 réajustements annuels faits par l'Etat.</p> <p>Les compensations pèsent lourdement sur le budget de l'Etat, bien que celui-ci bénéficie de certaines marges de manœuvre, puisqu'il dispose de ressources fiscales non négligeables provenant notamment de ses participations dans la majorité des champs pétroliers/gaziers, en plus des diverses redevances dont il bénéficie (exemple : redevance de passage du gazoduc Algéro-italien).</p>	<p>L'Etat devra systématiser les réajustements de prix, en fonction des fluctuations des prix internationaux.</p> <p>Le but est de parvenir à refléter la « vérité » des prix, afin de réduire la pression sur le budget de l'Etat.</p> <p>Toutefois, on ne dispose pas encore de planning précis pour parvenir à cette vérité des prix.</p>

	<p>La compensation des produits pétroliers par l'Etat correspond donc en quelque sorte à un partage de la « rente » sur le pétrole avec les consommateurs, afin de préserver les équilibres économiques et sociaux.</p> <p>Toutefois, ces compensations deviennent de moins en moins supportables, et affectent les capacités d'intervention de l'Etat pour les programmes de développement, en plus du fait qu'ils transmettent des signaux erronés aux consommateurs, compliquant les actions de maîtrise de l'énergie.</p>	
Prix du gaz naturel	<p>Le Tunisie dispose de ressources nationales en gaz naturel, sous forme d'un gisement principal (MISKAR) et de petits gisements totalisant une production annuelle de plus de 2 Mtep. Il faudra leur ajouter la redevance de passage du gazoduc algéro-italien, qui totalise autour de 1 Mtep annuellement. Bien évidemment, l'Etat tunisien prélève des redevances sur les champs de gaz, à côté des revenus fiscaux découlant de toutes les activités des champs.</p> <p>Globalement le prix de revient du gaz naturel est donc assez faible en Tunisie, ce qui explique son usage intensif pour la production d'électricité, et l'application de tarifs de distribution du gaz très en deçà des niveaux de prix internationaux.</p> <p>Les prix du gaz sont doublement soutenus par l'Etat :</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'Etat a toujours cédé le gaz à la STEG à des prix assez faibles afin de maintenir les prix de l'électricité à des niveaux abordables par les consommateurs. - Par ailleurs, la STEG redistribue le gaz aux consommateurs à des prix comprenant une nouvelle subvention variant de 50 DT à 70 DT/tep selon les pressions. <p>Ainsi, le gaz est distribué à des prix variant de 176 DT/tep PCI (Haute pression) à 226 DT/tep PCI (Basse pression) ; soit respectivement l'équivalent de 101 € à 129 €/tep.</p> <p>Les tarifs du gaz aux consommateurs sont maintenus bas dans le cadre de la politique de diversification des sources d'énergie, et d'indépendance par rapport aux marchés pétroliers. Cette politique se justifie aussi par la disponibilité de ressources nationales en gaz, les faibles prix d'accès au gaz, et le souhait de baisser les coûts de transport et de distribution.</p> <p>On ne peut parler de subvention du gaz dans un tel contexte, mais plutôt de manque à gagner pour l'Etat, s'il devait céder ce gaz sur le marché européen. Il</p>	

	<p>s'agit d'une distribution de rente que l'Etat est en train de consentir, au profit des consommateurs.</p> <p>Généralement, comme pour les produits pétroliers, les prix du gaz rendent les actions de maîtrise de l'énergie moins attractives, ce qui complique le processus et empêche donc toute possibilité de changement d'échelle dans la mise en place d'actions de maîtrise de l'énergie, à moins de bonifier les mécanismes de soutien.</p>	
Stratégies	<p>La Tunisie s'est dotée d'une stratégie volontariste de promotion de la maîtrise de l'énergie, qu'elle est en train d'accélérer depuis 2005 (cf. dispositions réglementaires ci-dessus). Deux études stratégiques, l'une sur l'EE et l'autre sur les ER, ont été élaborées. Une étude stratégique sur la substitution est en cours d'élaboration. Une autre étude portant sur un changement d'échelle de la maîtrise de l'énergie a été aussi entamée avec l'appui d'ESMAP-Banque Mondiale. Cette étude traitera inévitablement les aspects réglementaires relatifs à la cogénération et à l'éolien, et couvrira également les prix et la sécurité de d'approvisionnement et de stockage.</p> <p>Les conditions de rachat de l'énergie autoproduite, provenant notamment de la cogénération, sont peu incitatives.</p> <p>Concernant les énergies renouvelables, l'étude stratégique ER met l'accent prioritairement sur deux principales filières : l'éolien et le solaire thermique ; dans une moindre mesure, le développement de la filière biogaz pour la production d'électricité, surtout à partir des décharges. Pour des raisons d'opportunité mais surtout stratégiques, le développement d'applications photovoltaïques pour le pompage et à des fins de connexion au réseau est également préconisé par l'étude stratégique ER.</p>	

3.1.2 Efficacité énergétique

Éléments de réformes et politiques	Situation Actuelle	Perspectives 2010-2012
Institutions responsables	Comme mentionné ci-dessus, c'est l'ANME qui est chargée de la conduite de la politique de l'Etat en matière d'Efficacité énergétique.	L'ANME devrait toujours être en charge de la politique d'efficacité énergétique de l'Etat.
Législation et réglementations	La Tunisie s'est dotée d'un arsenal réglementaire encourageant l'EE depuis 1985.	En principe, le contexte énergétique national et international pousse vers un renforcement et une diversification de la réglementation en matière d'efficacité énergétique.
Stratégies	<p>La Tunisie s'est dotée d'une stratégie volontariste d'efficacité énergétique depuis 1985. L'étude stratégique URE mentionne des objectifs quantitatifs d'économies d'énergie aux horizons 2010, 2020 et 2030.</p> <p>Ces objectifs ont été traduits, pour le court terme, sous forme d'un indicateur unique, en l'occurrence l'intensité énergétique globale.</p> <p>L'objectif de la Tunisie est de réduire l'intensité énergétique de 2% par an sur la période du 11^{ème} Plan (2007-2011), et de 3% par an sur la période du 12^{ème} Plan (2012-2016).</p> <p>Ces objectifs sont réalisables grâce à une panoplie de 11 actions principales, certaines sectorielles (ex. contrats-programmes d'efficacité énergétique ciblant les entreprises des secteurs industrie, tertiaire et transport), d'autres plus « technologiques » (ex. certification énergétique des appareils électroménagers, LBC, cogénération). Des actions horizontales (communication, sensibilisation, financement, formations, révisions réglementaires, recherche, etc.), sont également planifiées en continu, en soutien aux actions sectorielles, ou</p>	<p>Sur la période du 11^{ème} Plan, les objectifs cumulés (2007-2011) en termes d'économies d'énergie sont fixés à 2,7 Mtep, en comparaison de la situation de référence. En 2011, notamment, les économies s'élèveraient à 700 ktep ; représentant 8% de la consommation d'énergie primaire du scénario de référence.</p> <p>Il y a une cohérence certaine dans l'établissement de la stratégie tunisienne d'efficacité énergétique, même si sur certains sujets délicats, comme la cogénération ou le financement, les objectifs d'efficacité énergétique se heurtent parfois à des barrières liées à la politique de tarification de l'énergie, aux règles budgétaires (ex. difficultés d'élargir l'assiette du FNME), ou aux différentes situations de monopole (ex. secteur électrique).</p> <p>En définitive, les objectifs sont clairs et les pouvoirs publics sont fermement convaincus de la nécessité de changer d'échelle dans la politique d'EE, mais les moyens pour y parvenir passent par des décisions potentiellement « douloureuses » pour l'Etat.</p>

	technologiques.	
Financement au plan national et fiscalité	<p>La réglementation tunisienne comporte une panoplie de mesures incitatives.</p> <p>D'après le Décret n°2005-2234 du 22 août 2005, les actions d'efficacité énergétique peuvent bénéficier des avantages suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prime de 50% du coût des audits énergétiques, avec un plafond de 20.000 DT.⁴ - Prime de 50% du coût global des projets de démonstration avec un plafond de 100.000 DT. - Prime de 20% des coûts d'investissements d'Efficacité Energétique dans l'industrie, le transport et le tertiaire, traduits en contrats-programmes, avec un plafond de: <ul style="list-style-type: none"> ✓ 100.000 DT pour les établissements consommant moins de 4.000 tep par an. ✓ 200.000 DT pour les établissements consommant entre 4.000 et 7.000 tep par an. ✓ 250.000 DT pour les établissements consommant plus de 7.000 tep par an. - Exemption de la TVA pour les actions d'efficacité énergétique. - Paiement des droits de douane minimums à l'importation d'équipements rentrant dans le cadre des actions d'efficacité énergétique. - Prime de 20% des coûts d'investissements liés à l'installation de stations de diagnostic de véhicules à moteur, avec un plafond de 6.000 DT. - Les projets de cogénération peuvent passer par la voie de la mise à niveau de l'industrie, et donc bénéficier de primes s'élevant à 20% de la partie autofinancement et 10% de la partie crédit des 	<p>Le changement d'échelle souhaité nécessitera la mobilisation de ressources beaucoup plus importantes que celles mobilisées actuellement par le FNME (environ 10 MDT annuellement).</p> <p>La promulgation de nouveaux textes réglementaires, notamment pour l'isolation thermique du bâtiment, devra être accompagnée de nouveaux mécanismes incitatifs.</p> <p>Il sera donc nécessaire d'élargir l'assiette du FNME, et de diversifier ses ressources et ses modes d'intervention. Des réflexions sont actuellement menées sur ces sujets, et des dispositions nouvelles devraient très probablement voir le jour dans les quelques mois qui viennent.</p> <p>En outre, la mobilisation de diverses formes de financement (ex. fonds d'investissement dédiés, lignes de financement, etc.), sont également à l'ordre du jour.</p> <p>Les dispositions nouvelles devraient aussi couvrir des thèmes majeurs comme la cogénération et l'éolien individuel.</p> <p>Bref, un processus est en gestation actuellement, et devrait prendre forme dans les mois et les années à venir.</p>

⁴ DT : Dinar Tunisien. Taux de change actuel : 1 € = 1,75 dinar tunisien (DT) ; soit 1 DT pour 57 Cts d'€

	<p>investissements de cogénération.</p> <p>Dans le passé, l'ANME a toujours été capable de mobiliser les financements souhaités, principalement par le biais du budget de l'Etat, ou via des aides internationales.</p> <p>La création du Fonds National de Maîtrise de l'Energie (FNME) en 2005, transmet dorénavant des signaux clairs sur la motivation des pouvoirs publics de soutenir durablement l'efficacité énergétique. Le FNME s'alimente actuellement sur la base d'une taxe sur les climatiseurs et sur les véhicules automobiles.</p>	
Industrie	<p>L'EE dans l'industrie se focalise principalement sur deux thèmes : les contrats-programmes et la cogénération.</p> <p>Les bénéficiaires du FNME sont conditionnés par la signature de contrats-programmes, comportant une série d'actions identifiées généralement dans le cadre d'audits énergétiques. Ceux-ci sont obligatoires pour les établissements industriels consommant plus de 1.000 tep d'énergie primaire par an.</p> <p>Les contrats-programmes peuvent aussi être signés sur la base d'opérations ponctuelles désignées par « actions génériques », lancées par la task-force IGCE depuis 2005.</p> <p>La redynamisation de l'action d'EE dans l'industrie depuis 2005, avec la création, au sein de l'ANME, d'une unité dédiée à l'EE dans l'industrie, a permis de réaliser un premier changement d'échelle, avec la multiplication notoire des contrats-programmes. Ainsi, alors que 120 contrats-programmes seulement avaient pu être conclus entre 1987 et 2004, environ 80 contrats-programmes ont été signés entre 2005 et 2006, et l'ANME table actuellement sur 60 contrats-programmes par an sur la période 2007-2011, alors que les objectifs du 11^{ème} Plan prévoyaient 40 contrats-programmes annuellement.</p> <p>L'appui aux contrats-programmes dans l'industrie s'articule</p>	

	<p>autour de plusieurs initiatives.</p> <p>L'activité normale de l'Unité d'Efficacité énergétique de l'industrie (UEEI), de l'ANME, est appuyée notamment par un projet financé par le GEF-Banque Mondiale, intitulé PEEI. Doté d'un budget de 10 MUS\$, le PEEI propose trois types d'appuis:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Une prime de 10%, plafonnée à 100 000 US\$, est allouée aux entreprises signataires de contrats-programmes. Cette prime vient s'ajouter aux primes de 20% accordées dans le cadre du FNME, ou à celles de 10% à 20% du « Programme de Mise à Niveau Industriel ». - En cas de recours aux ESE (ou ESCO), les montants des investissements recourant au crédit bancaire bénéficient d'une couverture de 75% des risques de non recouvrement des crédits, avec un plafond de 200 000 dinars. Cette composante Fonds de garantie du projet, est gérée par le biais de la Société Tunisienne de Garantie (SOTUGAR). Cette incitation supplémentaire vise à encourager les industriels à s'orienter vers les ESE et à créer ainsi un marché pour ces nouveaux opérateurs. - Mise en place d'actions horizontales d'accompagnement et de soutien : <ul style="list-style-type: none"> o Procédures simplifiées d'octroi des primes du FNME et de celles du PEEI ; o Programme intensif de renforcement des capacités par le biais de formations ciblées (ESE, Bureaux d'Etudes, Consultants, Centres techniques, Institutions financières, Administration, Groupements Professionnels). o Programme intensif d'ateliers et séminaires de sensibilisation. 	
--	--	--

	<p>Le programme d'appui du PEEI a suscité la création de 5 ESE. A ce jour, une dizaine de contrats-ESE ont été recensés ; dont trois sont en cours d'exécution, trois viennent d'être signés, et quatre sont en cours de négociation.</p> <p>En dépit des conditions avantageuses du PEEI, la contribution actuelle des 5 ESE à l'investissement dans les 6 contrats-programmes signés, cités ci-dessus, ne dépasse pas les 25%. Ceci est imputable aux faibles moyens dont disposent les ESE actuellement, et aux craintes qu'elles ont de ne pas recouvrir leurs mises initiales dans des délais raisonnables. Certes, ce n'est qu'un début, mais il semble improbable que ce rythme s'accélère, et la contribution globale des ESE à l'investissement d'efficacité énergétique du secteur industriel resterait alors peu significatifs, en l'absence de mesures d'appui plus volontaristes.</p> <p>En outre, pour répondre aux multiples défis imposés, le Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des PME (MIEPME), a mis en place une task-force IGCE. Celle-ci a été totalement intégrée au sein de l'Unité Efficacité Énergétique dans l'Industrie (UEEI). La task-force IGCE s'est engagée dans une démarche de proximité avec les entreprises industrielles, et de partenariat avec les différents opérateurs selon les modes d'intervention suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Actions génériques : pour certaines branches industrielles, il est possible d'identifier des actions génériques faciles à mener par les entreprises et comportant le plus gros potentiel d'économie. - Audits énergétiques : toutes les entreprises industrielles assujetties à l'audit énergétique obligatoire et périodique, sont contactées, visitées et/ou assistées afin de les amener à déclencher 	<p>Depuis juin 2005, le Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des PME (MIEPME), a mis en place une Task-force cogénération destinée à promouvoir cette technologie, en réexaminant textes, en identifiant des entreprises disposées à installer des cogénérateurs, et en appuyant l'élaboration des études de faisabilité.</p> <p>Le travail initial d'identification des projets cogénération par la task-force, qui a duré plus d'un an, devait placer le processus sur la bonne trajectoire, dans le but de concrétiser les objectifs du 11ème Plan, qui préconise l'installation de 50 MW de cogénération d'ici 2008, et au moins 60 MW entre 2009 et 2011 ; soit un parc de 110 MW à l'horizon 2011.</p> <p>En quelques mois, la task-force cogénération a pu identifier un "portefeuille cogénération" comportant 25 entreprises souhaitant installer un cogénérateur, et totalisant un potentiel de 92 MWé. A ce titre, 25 études de préfaisabilité avaient pu être réalisées, permettant d'étudier les données et les caractéristiques des projets de cogénération.</p> <p>En outre, dans le cadre de leur appui aux projets MDP, la task-force MDP et l'ANME avaient pu lancer le processus de montage de 4 Notes d'Information de Projets (NIP), couvrant 15 projets cogénération à partir du portefeuille, et totalisant 37 MW.</p> <p>A ce jour, la majorité des projets sont encore dans les starting-blocks, en attendant la publication des dispositions de soutien.</p>
--	--	---

	<p>rapidement le processus devant les conduire à la réalisation de contrats-programmes d'efficacité énergétique.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Accompagnement des industriels par des experts-relais, pour la réalisation des programmes d'efficacité énergétique. - Organisation de séminaires et d'ateliers par branche industrielle, en vue de présenter des expériences concrètes réussies dans le domaine de l'efficacité énergétique dans les branches industrielles, ainsi que des bonnes pratiques en la matière. <p>Tout ce processus d'audits et de contrats-programmes, engagé depuis mi-2005 a effectivement généré des résultats très palpables, assimilables à un changement d'échelle en termes d'économies d'énergie. Toutefois, il reste beaucoup à faire, pour consolider et accélérer cette dynamique, et en tout cas il est indispensable de redoubler d'efforts pour mobiliser tout le potentiel identifié par les études stratégiques, et inscrit dans les objectifs du 11ème Plan</p> <p>S'agissant de la cogénération, une seule installation de 5 MW est aujourd'hui opérationnelle en Tunisie.</p>	
<p>Tertiaire</p>	<p>Dans le tertiaire, l'efficacité énergétique se focalise essentiellement sur les contrats-programmes.</p> <p>L'ANME a également lancé des études destinées à explorer les possibilités de conversion de la climatisation au gaz naturel.</p> <p>Comme pour l'industrie, le tertiaire peut bénéficier des avantages du FNME. L'accès aux primes de 20% du FNME est conditionné par la signature de contrats-programmes, signés généralement à l'issue d'audits</p>	<p>Le 11^{ème} Plan prévoit la conclusion de 15 contrats-programmes par an, à l'issue d'audits énergétiques, et 10 contrats-programmes à l'issue de consultations préalables.</p> <p>Le coût moyen d'investissement d'un contrat-programme tertiaire est estimé à 50.000 DT; soit autour de 28.000 € Les besoins d'investissement s'élèveraient à 3,65 MDT sur les 5 ans du 11^{ème} Plan ; soit 0,7 MDT/an.</p> <p>Pour les 50 consultations préalables projetées sur la période 2007-2011, les coûts d'investissement projetés seraient du</p>

	<p>énergétiques. Ceux-ci sont obligatoires pour les établissements tertiaires consommant plus de 500 tep d'énergie primaire par an. Des consultations préalables sont également obligatoires pour le gros tertiaire, et peuvent déboucher sur des contrats-programmes, et donc bénéficier des mêmes avantages.</p> <p>Le tertiaire a également bénéficié de la redynamisation du processus d'efficacité énergétique, avec la signature de 14 contrats-programmes en 2005 et de 25 contrats-programmes en 2006 ; ce qui représente 30% des contrats-programmes signés durant la période des 18 années précédentes (1987-2004).</p> <p>Les investissements pressentis par les contrats-programmes signés entre 2005 et 2006, s'élèvent à environ 2,7 MDT ; soit autour de 70.000 DT/contrat-programme.</p> <p>La cogénération est également envisagée dans le gros tertiaire (ex. hôtellerie), mais les dispositions réglementaires actuelles la rendent peu attrayante, et les cibles devraient plutôt s'orienter vers la trigénération, étant donné la structure de leurs besoins d'énergie. Or, aucune expérience n'a encore été tentée dans le domaine de la trigénération en Tunisie. Des études vont être lancées incessamment par l'ANME pour actualiser le potentiel de la cogénération, et surtout pour identifier le potentiel de la trigénération.</p>	<p>même ordre de grandeur ; soit 3,65 MDT sur les 5 années du 11^{ème} Plan ; soit 0,7 MDT annuellement.</p> <p>Ainsi, les besoins de financement pour la totalité des 125 contrats-programmes tertiaires seraient estimés à 7,3 MDT sur les 5 années du 11^{ème} Plan ; soit 1,5 MDT annuellement.</p> <p>L'étude des besoins de financement des actions prévues dans le cadre du 11^{ème} Plan, réalisée par ICE/ALCOR (décembre 2006), a estimé le besoin d'investissement à 12 MDT sur 5 ans. Ce montant reflète probablement l'inclusion d'actions d'EE liées au bâtiment sous la rubrique dédiée à cette composante contrats-programmes du 11^{ème} Plan.</p> <p>Si les études sur la trigénération et sur la climatisation au gaz dans le tertiaire sont concluantes, l'ANME pourrait envisager des programmes de diffusion pilotes puis d'envergure. Dans ce cas, des investissements importants pourraient être requis pour la réalisation de ces programmes, mais aucune estimation n'est aujourd'hui disponible.</p>
<p>Municipalités</p>	<p>Les Municipalités sont financées à travers les budgets alloués aux collectivités locales, via le Ministère de l'intérieur.</p> <p>Deux types d'actions d'efficacité énergétique peuvent être envisagés par les Municipalités :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Efficacité énergétique dans les bâtiments utilisés 	<p>Les principaux gisements d'économie d'énergie dans les Municipalités étant couverts, l'implication des Municipalités dans le domaine de l'EE consistera à consolider leurs investissements en éclairage public.</p>

	<p>par les municipalités</p> <ul style="list-style-type: none"> - Efficacité énergétique dans l'éclairage public <p>Deux types d'actions peuvent également être lancées dans le domaine du renouvelable (solaire thermique dans les centres sportifs notamment, et génération électrique sur les sites des décharges), mais seront détaillées ci-dessous, dans la rubrique ER.</p> <p>Bien que des circulaires aient rappelé aux Municipalités leur devoir d'économiser de l'énergie, et que des responsables énergie aient été désignés systématiquement, les Municipalités restent non assujetties à l'audit énergétique, en raison de la faiblesse des besoins d'énergie (largement moins des 500 tep par an du niveau d'assujettissement à l'audit).</p> <p>Par contre, en ce qui concerne l'éclairage urbain, une circulaire du Premier Ministre avait été diffusée aux Collectivités locales, en 2005, portant obligation d'acquérir des lampes à sodium (SHP) au lieu des lampes habituelles à mercure (HPL) pour tous les nouveaux réseaux d'éclairage public, ainsi que pour toutes les opérations de renouvellement des lampes.</p> <p>Cette circulaire avait été consolidée par un Arrêté publié en février 2006, rendant aussi l'équipement obligatoire des nouveaux réseaux d'éclairage public en variateurs de tension.</p> <p>L'application de l'Arrêté sur les SHP s'est faite de manière effective, et on estime les économies annuelles à environ 9 ktep d'énergie primaire. De même, autour de 780 variateurs de tension avaient pu être acquis durant les années 2003-2005, dans le cadre d'une opération pilote, permettant des économies annuelles de l'ordre de 3 ktep primaires.</p> <p>Un grand projet a été initié en 2006 par la Caisse des Prêts et de Soutien aux collectivités Locales ; qui est le principal</p>	
--	--	--

	<p>pourvoyeur de financement pour les investissements engagés par les collectivités locales, prévoyant la généralisation des variateurs de tension sur tout le réseau d'éclairage public tunisien ; soit environ 6500 variateurs. Le projet devait se mettre progressivement dès début 2007, et devrait générer en régime de croisière autour de 30 ktep primaires d'économies annuelles.</p>	
<p>Bâtiments neufs</p>	<p>Le parc de logements a enregistré une croissance forte durant les trois dernières décennies, passant de 1 million de logements en 1975 à 2,5 millions de logements en 2004 ; soit une multiplication par un facteur 2,5 en 30 ans. Malgré une relative saturation du taux de croissance du nombre de logement, le nombre de nouveaux logements a atteint 64.000/an sur la période 1994-2004, dont 51.000 logements par an en milieu urbain.</p> <p>Par ailleurs, le bâtiment tertiaire a progressé à un rythme soutenu, à la faveur de la tertiarisation de l'économie tunisienne. Lors des deux prochaines décennies, 70.000 m² de locaux tertiaires seraient construits annuellement. Allié à la croissance des besoins de confort, spécialement pour le chauffage et la climatisation, le développement du parc tertiaire induira une croissance continue des besoins énergétiques du secteur.</p> <p>Les secteurs verront leur consommation doubler à l'horizon 2020 par rapport à leur consommation de l'an 2000, essentiellement du fait d'un quasi doublement des besoins de chauffage et d'un triplement des besoins de chauffage de l'eau et d'électricité spécifique, dans le secteur résidentiel, et d'une multiplication par 2,5 des besoins thermiques dans le secteur tertiaire.</p> <p>L'efficacité énergétique dans le bâtiment est donc une des voies les plus prometteuses d'économie d'énergie en</p>	<p>Le bâtiment se caractérise par une grande inertie des pratiques de construction, et un surcoût que le propriétaire n'est généralement pas prêt à consentir. C'est aussi un secteur difficilement maîtrisable, étant donné la multitude des intervenants, et les capacités techniques et financières souvent limitées de ce secteur, ce qui rend difficile les mesures d'amélioration, type réglementation thermique ou isolation.</p> <p>Toute action réglementaire devra donc être soutenue par des mesures d'accompagnement : communication, sensibilisation, renforcement des capacités, instruments de financement, supervision et contrôle.</p> <p>Dans le cadre du projet GEF/FFEM, une proposition de mécanismes de financement est en train d'être élaborée.</p> <p>Cette proposition préconisera trois principales incitations :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Des subventions et primes destinées à réduire l'impact des surcoûts imputables à l'amélioration des performances thermiques des bâtiments. - Réaménagement des règles de plafonnement des crédits (en termes de montant et de quotité), ainsi que des annuités (montant des remboursements par rapport au revenu). - Montage d'un projet MDP pour tous les bâtiments qui seraient en surclassement par rapport aux

⁵ Bâtiments construits par l'Etat, les Collectivités Locales ou tout établissement ou entreprise public.

	<p>Tunisie.</p> <p>Dans le cadre d'un partenariat Maghrébin (projet RTMB), et avec l'appui financier de l'Union Européenne, la Tunisie avait rejoint, en 1991, une initiative visant à mettre les premières bases de l'amélioration des comportements thermiques des bâtiments résidentiels et tertiaires, par l'élaboration d'une réglementation thermique adaptée aux contextes climatiques de la région.</p> <p>Un nouveau projet a été lancé avec l'appui du GEF et du FFEM en 1997, dans le but de lever les barrières allant à l'encontre de l'adoption de pratiques plus efficaces en matière de construction. Le projet a engagé quatre types d'actions:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Etablissement d'un Label Confort et Performance Energétique et élaboration de guides sur les techniques et mesures d'efficacité énergétique. - Mise en place du processus de validation expérimentale et de démonstration, à travers l'identification et la conception, la construction et le suivi de projets de démonstration d'efficacité énergétique dans les bâtiments. - Mobilisation et renforcement des capacités des acteurs à travers des actions de renforcement institutionnel, de formation et de communication. - Evaluation et publication des résultats du travail accompli dans le cadre du projet afin de convaincre les différents acteurs de la nécessité d'adopter un code d'efficacité optimale des bâtiments pour les nouvelles constructions en Tunisie. <p>D'après le projet, l'établissement d'une réglementation optimale permettrait de faire économiser 62% de l'énergie habituellement consommée dans les logements, soit</p>	<p>exigences réglementaires.</p> <p>Cinq principales actions seraient éligibles aux mécanismes qui seront proposés :</p> <ul style="list-style-type: none"> - isolation des toitures ; - isolation des parois ; - double vitrage ; - calorifugeage des tuyauteries du chauffage central ; - calorifugeage de la tuyauterie de l'eau chaude sanitaire. <p>La proposition est actuellement en cours de finalisation, mais les premières estimations tablent sur un programme pouvant couvrir 40.000 logements sur la période 2007-2011, ce qui ne représentera que 15% des logements devant être construits en milieu urbain. Il serait évidemment recommandé d'aller plus loin, mais cela nécessiterait une mobilisation beaucoup plus forte, aussi bien au niveau du financement qu'au niveau de la sensibilisation et du contrôle.</p> <p>Les surcoûts engendrés par les actions d'isolation se rapportant à ces 40.000 logements atteindraient les 96 MDT ; soit 2.400 DT par logement en moyenne.</p> <p>La proposition de mécanisme intègre également une composante MDP, pouvant soutenir les logements qui viseraient des objectifs supérieurs aux exigences réglementaires.</p>
--	---	---

	<p>environ 0,228 tep par logement par an. Quand au secteur tertiaire, une telle réglementation permettrait de faire passer la consommation de 0,163 tep/m² à 0,111 tep/m², soit une économie de 0,052 tep par m²/an, représentant 32% de la consommation de base par m².</p> <p>Le projet a parcouru des étapes déterminantes pour l'amélioration de l'efficacité énergétique du bâtiment. Ainsi, l'ANME se prépare à faire publier un texte d'Arrêté assujettissant les nouveaux bâtiments publics⁵ (ou extensions d'anciens bâtiments) à usage de bureaux et assimilés à réaliser des bâtiments dont les performances thermiques des bâtiments les situeraient dans la classe 3, sur une échelle comportant 8 classes ; la classe 1 étant la plus performante.</p> <p>Le niveau 3 correspond à des bâtiments ayant des besoins énergétiques annuels liés au confort thermique (BECth) variant de 85 à 95 kWh/m².an.</p> <p>De même, l'ANME se prépare à faire publier deux autres textes d'Arrêté, du même type, l'un préconisant la fixation de spécifications techniques minimales de niveau 5, assujettissant les nouveaux bâtiments privés (ou extensions d'anciens bâtiments) à usage de bureaux et assimilés, et l'autre comportant les mêmes préconisations pour les bâtiments hôteliers.</p> <p>Enfin, d'autres textes suivront et couvriront les autres types de bâtiments, et plus particulièrement les bâtiments résidentiels.</p> <p>Compte tenu de l'inertie du secteur des bâtiments, et du poids des traditions, il sera évidemment indispensable, à côté de ces textes, d'instituer des mesures incitatives réellement attrayantes pour les promoteurs immobiliers et les constructeurs individuels, afin de les pousser à adopter les mesures réglementaires préconisées.</p>	
--	--	--

<p>Bâtiments existants</p>	<p>Une part non négligeable du potentiel d'économie du secteur bâtiment est encore inexploitée. En effet, une proportion non négligeable des 2,5 millions de logements du parc actuel (40%-50%) pourrait faire l'objet d'actions d'amélioration de l'isolation des toitures et éventuellement des murs. D'autres actions pourraient également cibler la qualité des vitrages, l'amélioration de l'étanchéité des portes et fenêtres, voire la modernisation du parc d'équipements (notamment appareils de chauffage).</p> <p>A ce stade, une étude d'opportunité de l'efficacité énergétique ciblant le bâtiment existant a été réalisée. L'étude évoque un programme désigné par « pilote », et devant couvrir 8.500 logements. La désignation par pilote a été suggérée, compte tenu de la faiblesse de la population ciblée par rapport au parc de logements existants, et étant donné que l'opération se focaliserait, dans un premier temps, sur l'isolation de la toiture seulement ; avec un objectif de 1 million de m² à isoler dans le cadre de cette proposition de projet. Le coût d'investissement total de ce projet atteindrait les 12 MDT. Les temps de retour pour les bénéficiaires sont estimés à 7 ans. Cette valeur est probablement sous-estimée, car la consommation d'énergie pour le chauffage et la climatisation est un peu surestimée, car basée sur une villa-type haut standing.</p> <p>L'étude suggère un mécanisme de financement basé sur une prime de 20% du FNME, et un système de bonification totale des intérêts. Le projet nécessiterait donc que ce genre d'opération fasse l'objet d'un Arrêté pour l'ajouter aux interventions du FNME.</p> <p>Au total, le projet aurait besoin de 2,4 MDT de primes à mobiliser sur le FNME, et 9,6 MDT sur des crédits bancaires. Ceux-ci pourraient nécessiter la mise en place de lignes de financement dédiées à ce projet, ou en</p>	<p>La proposition est en cours de réflexion, mais elle a été intégrée dans l'évaluation des besoins de financement du 11^{ème} Plan, ayant fait l'objet d'une étude aussi.</p> <p>Il est probable que la proposition fera son chemin d'ici les mois à venir, très probablement en combinaison avec celle se rapportant aux bâtiments nouveaux.</p>
-----------------------------------	--	--

	<p>combinaison avec le programme portant sur les bâtiments nouveaux.</p> <p>L'étude suggère aussi une enveloppe de l'ordre de 2,6 MDT correspondant à une bonification totale des intérêts se rapportant aux opérations ayant eu recours à des crédits bancaires.</p>	
<p>Équipements des ménages</p>	<p>C'est en 1996-97 qu'a eu lieu la première tentative sérieuse d'amélioration des connaissances et de préparation des actions permettant d'enclencher le processus de certification énergétique des appareils électroménagers.</p> <p>Bien évidemment, c'est d'abord sur les appareils de froid domestique que cette étude s'était focalisée, puisque le froid domestique était le premier poste de consommation d'électricité des ménages. Ainsi, la consommation de l'usage réfrigération domestique a atteint environ 1.150 GWh en 2004, soit 41% de la consommation domestique d'électricité et autour de 11% de la consommation électrique totale en Tunisie.</p> <p>L'ANME avait mis en place un projet de certification énergétique des appareils de froid domestique avec l'appui du GEF, entre 2000 et 2004. Ce projet avait pour objectif de mettre en place un cadre réglementaire portant obligation d'étiquetage énergétique et de seuils minimums de performance "MEPS" des appareils de froid domestique. En appui à un tel cadre, le projet a également établi des procédures de test et d'essai des appareils de froid domestique et appuyé la mise en place de l'infrastructure nécessaire pour ces tests.</p> <p>Le projet a pu déboucher sur le Décret n°2004-2145 du 2 septembre 2004, instituant l'obligation d'étiquetage énergétique des principaux équipements électroménagers. L'Arrêté du 10 septembre 2004 soumet, quant à lui, à l'obligation d'affichage des performances énergétiques les</p>	<p>Un programme d'étiquetage des appareils consommateurs d'énergie, commençant par les appareils ménagers, va être mis en place.</p> <p>Des normes techniques, labels et programmes de certification seront progressivement introduits pour tout équipement consommant de l'énergie.</p>

	<p>réfrigérateurs, les congélateurs et les appareils combinés.</p> <p>De même, l'Arrêté du 24 octobre 2005 apporte un nouveau jalon au programme de certification énergétique des appareils électroménagers, en instituant des niveaux progressifs de MEPS. Ce texte, interdit, à partir 1er juillet 2006, la commercialisation d'appareils de froid dont la classe de performances énergétiques serait supérieure à 7. Il interdit également la commercialisation d'appareils de froid domestique des classes 5 et 6, à partir du premier juillet 2007.</p> <p>En ce qui concerne la certification énergétique des climatiseurs individuels, l'ANME est également en train de préparer la mise en place d'un programme de certification énergétique similaire à celui de la réfrigération. Notons que la climatisation est devenue en quelques années l'une des principales sources de préoccupation pour les planificateurs de la STEG, dans la mesure où elle a déplacé la pointe électrique maximale vers les mois d'été.</p> <p>La poursuite, voire l'accélération de la croissance de l'usage climatisation, donne également des arguments supplémentaires pour l'exploration rapide d'autres voies de traitement de cette problématique de la climatisation. Parmi ces voies, l'une des plus prometteuses pourrait être la climatisation utilisant du gaz naturel. Une étude menée actuellement par l'ANME sur la climatisation au gaz, devrait déboucher ; si les conclusions sont positives, sur la mise en place d'un programme de développement d'envergure de cette technologie, susceptible « d'effacer » une partie de la pointe électrique, et donc d'engendrer de substantielles économies d'énergie.</p> <p>Concrètement, on peut dire que l'initiative certification a démarré effectivement avec l'entrée en vigueur de l'obligation d'affichage en 2005. Toutefois, sur le plan</p>	
--	---	--

	pratique, quelques fabricants tunisiens avaient déjà commencé à mettre leurs produits à niveau déjà dès 2001-2002.	
Transports	<p>Dans le domaine des transports, l'EE énergétique s'articule principalement autour de quatre types d'actions :</p> <ul style="list-style-type: none"> - les contrats-programmes ; - la promotion des centrales de fret ; - la mise en place des PDU (Plans de Déplacement urbains) - La promotion des Stations de diagnostic <p>Les entreprises de transport (passagers ou marchandises) sont assujetties à l'audit énergétique dès que leur consommation atteint les 500 tep par an. Elles sont aussi éligibles à la prime de 20% du FNME, dès lors qu'elles signent un contrat-programme, généralement à l'issue de l'audit énergétique.</p> <p>Le transport a également bénéficié de la redynamisation du processus d'efficacité énergétique, avec la conclusion de 12 contrats-programmes en 2006 ; ce qui représente le même nombre de contrats-programmes signés dans ce secteur sur toute la période 1998-2005.</p> <p>Les centrales de fret virtuelles, mais surtout physiques permettent de créer un lien entre les offres de transport des véhicules retournant à vide, et des demandes de transport de marchandises, et donc de faire des économies d'énergie substantielles. Une centrale de fret virtuelle opère depuis deux années en Tunisie, mais aucune évaluation de son activité n'a été faite à ce jour. L'étude stratégique URE a projeté la création de 6 centrales de fret durant la période 2007-2011.</p> <p>Les plans directeurs urbains de transport sont destinés à optimiser la gestion du trafic urbain et de véhicules automobiles, afin d'améliorer les conditions de</p>	<p>Les investissements pressentis pour les 50 contrats-programmes projetés pour le secteur transport sur la période 2007-2011, s'élèveraient à 4 MDT ; soit 0,8 MDT annuellement.</p> <p>Le programme Centrale de fret n'a pas fait l'objet d'une estimation des besoins d'investissement, dans la mesure où il n'est pas listé dans les interventions éligibles au FNME.</p> <p>Il en est de même des PDU, qui doivent, en principe être élaborés par les Municipalités. Les actions qui seraient préconisées par les PDU devraient cependant être examinées et évaluées en terme d'investissements, comme c'est notamment le cas pour le PDU de Tunis. Le plus souvent, il s'agit, cependant, de rubriques budgétaires intégrées dans le secteur transport, et non pas sous la rubrique maîtrise de l'énergie.</p> <p>En ce qui concerne le programme d'installation de 220 stations de diagnostic, le coût total d'investissement serait de l'ordre de 6,6 MDT sur la période 2007-2011 ; soit 1,3 MDT par an.</p>

	<p>déplacements et réduire les pertes de temps ainsi que les émissions polluantes. Une telle action peut avoir une incidence importante sur la consommation d'énergie.</p> <p>Un premier Plan de circulation de la ville de Tunis a été élaboré en 1999. Un accent particulier avait alors été mis sur l'intégration de la variable énergétique dans l'étude du plan directeur des transports du grand Tunis à l'horizon 2020.</p> <p>Toutefois, il est à noter que les recommandations du Plan PDU de Tunis n'ont eu que des applications partielles, en raison des contraintes de diverses natures liées aux obstacles de financement et aux motivations souvent divergentes des divers acteurs du secteur transport dans les villes.</p> <p>L'étude stratégique URE a proposé l'actualisation du PDU de la ville de Tunis, et la préparation et la concrétisation des PDU des villes de Sousse, Sfax, Bizerte et Gabès.</p> <p>Actuellement, un grand programme d'optimisation des déplacements urbains du Grand Tunis est en cours mise en place par le Ministère des Transports. Ce programme comprend cinq principales composantes:</p> <ul style="list-style-type: none">- Mise en place d'un Réseau Ferré Rapide (RFR), comportant cinq lignes totalisant 85 km, et desservant les cinq principaux pôles résidentiels de la ville de Tunis.- Extension du réseau de métro léger.- Mise en place d'un réseau de bus en site protégé, assurant une parfaite jonction entre les réseaux RFR-Métro-Bus.- Mise en place de stations de rabattement périphériques.- Construction de parkings de dissuasion pour les	
--	---	--

	<p>véhicules individuels.</p> <p>Une partie de la première composante a été développée sous la forme d'une Note d'Information sur les Projets, devant faire l'objet ensuite d'un projet MDP.</p> <p>L'étude stratégique URE a recommandé la mise en place d'une nouvelle réglementation obligeant les automobilistes à faire un diagnostic moteur, préalablement à la visite technique périodique. Les textes s'y rapportant doivent être publiés incessamment.</p> <p>Les stations de diagnostic de véhicules à moteur permettent la réalisation d'un diagnostic complet des performances des moteurs des véhicules de transport (allumage, carburation, injection, analyse des gaz d'échappement) et d'en déduire les mesures pouvant améliorer la performance du véhicule diagnostiqué.</p> <p>L'action stations de diagnostic propose de généraliser la diffusion de stations de diagnostic sur tout le territoire, aussi bien auprès des opérateurs privés, qu'auprès des ateliers des ministères et des établissements publics. Ainsi, il est suggéré de développer un réseau national d'environ 220 stations de diagnostic sur la période 2007-2011.</p> <p>Le Décret n°2005-2234 du 22 août 2005 rend les stations de diagnostic éligible à une Prime du FNME de 20% des coûts des stations de diagnostic avec un plafond de 6.000 DT.</p> <p>Le gouvernement tunisien envisage également la mise en place d'opérations pilotes pour l'utilisation du GNV dans les transports public.</p>	
<p>Actions sur la production d'équipements</p>	<p>Les actions réalisées jusqu'ici ont contribué au développement de solides compétences dans différents domaines ; notamment audits et études énergétiques, où la</p>	<p>Les actions futures devront permettre de capitaliser les connaissances au plan régional, et devront favoriser une intégration commerciale et industrielle / des partenariats,</p>

	<p>Tunisie dispose d'au moins une dizaine de spécialistes opérationnels par secteur (industrie, tertiaire, transport, etc.). Des compétences tunisiennes ont également capitalisé beaucoup d'expérience dans les domaines de la certification des équipements électroménagers, de l'efficacité énergétique dans le bâtiment, ainsi que des mécanismes de financement.</p> <p>Les fabricants d'appareils électroménagers sont également en train d'intégrer les dernières nouveautés destinées à l'amélioration des performances énergétiques de équipements de froid.</p> <p>Plus récemment, on sent un frémissement de l'activité « Isolation » du bâtiment. Plusieurs importateurs commencent à bien se positionner sur le marché, et même des capacités de production sont en train de se monter, en partenariat avec des firmes européennes spécialisées.</p>	<p>notamment dans le domaine de l'expertise, des matériaux de construction, de l'électroménager, etc.</p>
--	---	---

3.1.3 Énergies Renouvelables

Éléments de réformes et politiques	Situation Actuelle	Perspectives 2010-2012
Institutions responsables	Comme mentionné ci-dessus, c'est l'ANME qui est chargée de la conduite de la politique de l'Etat en matière d'énergies renouvelables	L'ANME devrait toujours être en charge de la politique d'encouragement des ER de l'Etat.
Législation et réglementations	La Tunisie s'est dotée d'un arsenal réglementaire encourageant les ER depuis 1985.	En principe, le contexte énergétique national et international pousse vers un renforcement et une diversification de la réglementation en matière d'ER
Stratégies	<p>L'étude stratégique ER mentionne des objectifs quantitatifs d'installations et d'économies d'énergie aux horizons 2010, 2020 et 2030. Quatre principales filières font l'objet de véritables propositions de développement dans le futur : l'éolien, le solaire thermique, le solaire photovoltaïque, et le biogaz.</p> <p>Le 11^{ème} Plan s'est fixé des objectifs légèrement différents des propositions de l'étude stratégique.</p> <p>Les objectifs du 11^{ème} Plan couvrent essentiellement quatre composantes, pour l'ensemble de la période 2007-2011, sans mentionner spécifiquement le biogaz pour la génération électrique :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Diffusion de 540.000 m2 de capteurs solaires sur la période - Installation de 155 MW éoliens centralisés - Electrification de 500 ménages au moyen de cellules photovoltaïques - Développement de la filière biocarburants 	<p>Dans le domaine du solaire thermique, Le gouvernement tunisien espère réaliser les objectifs du 11^{ème} Plan grâce à la consolidation de PROSOL résidentiel et au lancement de PROSOL.</p> <p>Dans le domaine de l'éolien, c'est à la STEG qu'échoit la responsabilité de la concrétisation des objectifs du 11^{ème} Plan.</p> <p>En ce qui concerne la filière PV, l'ANME ne devrait pas éprouver des difficultés pour concrétiser les objectifs du 11^{ème} Plan. Le projet sera même en mesure de viser des objectifs 3 fois supérieurs.</p> <p>Enfin, les objectifs quantitatifs relatifs aux biocarburants (39.000 tep sur la période 2007-2011) seraient basés sur l'implantation de diverses cultures ; notamment de colza et de Jatropha. La réflexion n'a cependant pas encore abouti, sur la stratégie à adopter dans ce domaine, compte tenu du coût de production des biocarburants et des multiples interactions que les cultures de biocarburants pourraient avoir avec les besoins alimentaires.</p> <p>Des projets électriques à partir de biogaz (surtout sur des sites de décharge) pourraient également émerger vers 2009-2010, même si leur programmation n'a pas été fixée sur l'agenda</p>

		<p>d'intervention de l'ANME. Mais le démarrage de deux projets MDP de torchage sur la décharge de Tunis, et sur 9 autres décharges régionales pourraient susciter des initiatives de génération électrique.</p>
<p>Financement au plan national</p>	<p>Le financement du développement des filières mentionnées ci-dessus devrait se faire de diverses manières, selon la filière.</p> <p>Pour ce qui est du solaire, PROSOL résidentiel se poursuit toujours avec le même système de recouvrement des crédits via la STEG, alors que les crédits sont dorénavant octroyés par une seule banque de la place (en l'occurrence ; Attijari Bank du Maroc qui a racheté une banque tunisienne existante), à des taux largement plus attractifs que les taux habituels du marché. Notons que les chauffe-eau solaires sont subventionnés à raison de 20% ; avec un plafond de 100 DT par m2. La suite de PROSOL résidentiel constituera un véritable changement d'échelle du marché, et est en train de faire l'objet d'une application MDP.</p> <p>PROSOL tertiaire sera également financé par le réseau bancaire, et recevra, le même taux de prime du FNME. En outre, une contribution du PNUE (financement Ministère italien de l'environnement) accompagnera également PROSOL tertiaire. Cette contribution sera servie sous forme de bonification des intérêts, d'une part, et de contribution partielle aux coûts d'entretien des systèmes solaires, pendant 4 ans, d'autre part. Le projet fera l'objet également d'une application MDP.</p> <p>Le programme éolien de la STEG devrait être financé via des lignes de financement extérieures (notamment espagnoles), au moins pour la première tranche de 35 MW.</p> <p>Pour ce qui est du projet PV ; ils seront soutenus financièrement par les coopérations japonaise et espagnole.</p> <p>Pour les biocarburants, les modes de financement ne sont pas encore arrêtés, mais un projet privé de récupération des huiles</p>	<p>Il est probable qu'un projet PROSOL Industrie soit envisagé par l'ANME. Dans ce cas, il devrait bénéficier d'un mécanisme ad-hoc, similaire à ce qui s'est fait pour PROSOL tertiaire.</p> <p>Très probablement, des projets éventuels de production de biocarburants et d'électricité à partir des décharges pourraient aussi faire l'objet d'initiatives de montage de mécanismes de financement.</p> <p>L'éligibilité de tels projets aux primes du FNME pourrait notamment être envisagée. Mais la réflexion ne devrait être engagée que si des promoteurs avancent plus concrètement sur de tels projets.</p> <p>De même, des initiatives pour l'autoproduction d'électricité à partir de l'énergie éolienne dans les IGCE pourraient voir le jour, ce qui nécessiterait la mise en cohérence des incitations auxquelles ce genre de projets serait en droit de demander (notamment FODEC et FNME).</p>

	usagées est en cours de lancement.	
Éolien	<p>La Tunisie dispose d'un parc éolien opérationnel de 19,3 MW, installé sur le site de Sidi Daoud, au nord-est de la Tunisie, dans la région du Cap-Bon.</p> <p>A la suite des décisions politiques d'accélération de l'extension du parc éolien, la STEG a décidé, dans une première étape, d'installer 35 MW supplémentaires sur le site de Sidi Daoud. Ces capacités supplémentaires devraient entrer en service en 2008, produisant autour de 105 GWh annuellement. Cette opération fera l'objet d'une application MDP.</p> <p>D'après le 11ème Plan, la STEG devrait également installer 120 MW supplémentaires dès 2010, produisant autour de 360 GWh annuellement. Cette opération fera aussi l'objet d'une application MDP.</p> <p>A côté du parc éolien STEG, il se pourrait également que des auto-producteurs (principalement quelques IGCE, à l'instar de quelques cimenteries, dont les sites seraient bien dotés en ressources éoliennes), optent pour l'énergie éolienne pour satisfaire une partie de leurs besoins électriques. Ces projets seraient portés dans le cadre d'applications MDP, Aux dernières estimations, 40 à 50 MW pourraient être mis en exploitation d'ici 2010.</p> <p>Il est peu probable que d'autres applications éoliennes soient envisagées d'ici 2010 en Tunisie, les pouvoirs publics ayant exclu l'ouverture de la production d'énergie éolienne à des producteurs indépendants. Cette décision était essentiellement justifiée par l'impossibilité technique, pour la STEG, d'absorber des quantités supérieures d'une telle énergie, dont les apports sont jugés trop aléatoires.</p> <p>Ces résultats restent donc en deçà des propositions de l'étude stratégique sur le développement des énergies renouvelables en Tunisie, dont le scénario prudent tablait sur une puissance installée de 310 MW à l'horizon 2010, 1090 MW à l'horizon 2020, et 1800 MW à l'horizon 2030.</p>	<p>A l'horizon 2011, la Tunisie aurait un parc éolien de 175 MW, détenus par la STEG, auxquels on ajouterait 40 à 50 MW détenus potentiellement par des auto-producteurs.</p> <p>En l'absence de révision majeure de la position tunisienne en matière d'ouverture de l'éolien, tant IPP qu'en autoproduction, il est difficile d'espérer dépasser de tels chiffres.</p> <p>De toute évidence, les tarifs actuels de rachat de l'électricité à partir de l'éolien (maximum 50 millimes/kWh), et l'absence de soutien de la part du FNME ou du FODEC, il sera difficile que des investisseurs tunisiens ou étrangers s'intéressent à la destination Tunisie en matière d'éolien.</p> <p>Pour les projets en autoproduction, la réflexion est actuellement menée via le montage d'opérations MDP, et la mise en place de mâts de mesure. Les entreprises concernées s'avancent assez lentement, en attendant plus de visibilité de la part des pouvoirs publics. Un éventuel frémissement du marché du carbone pourrait susciter quelques avancées de la part de quelques entreprises, surtout celles liées à des groupes internationaux éventuellement concernés par des obligations de réductions des GES en Europe. Des mécanismes de financement ad-hoc, nationaux ou internationaux, pourraient donc avoir un bon effet catalyseur sur l'éolien en autoproduction.</p>

<p>Solaire</p>	<p>Apparu sur le marché tunisien depuis le début des années 80, le marché du chauffe-eau solaire était resté, pendant longtemps, insignifiant. Le lancement en 1995, du projet de l'ANME, avec l'appui financier du GEF et du Royaume de Belgique, a permis de dynamiser de marché.</p> <p>En réalité, ce n'est qu'à partir de 1997 que le marché des chauffe-eau solaires a décollé, suite principalement à l'octroi d'une subvention de 35% sur le prix d'achat du chauffe-eau solaire, dans le cadre de ce projet du GEF. Malgré cette reprise fulgurante du marché, le parc installé en 2000 atteignait à peine les 50.000 m2. L'épuisement de ce don, en début 2002, et donc l'arrêt de la subvention, a marqué l'arrêt de la progression du marché, et même un déclin notable; passant de 17.000 m2 en 2001, à 7.000 m2 en 2004.</p> <p>Le programme PROSOL Tunisie, lancé à l'initiative du Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Petites et Moyennes Entreprises, de l'ANME, avec l'appui du programme MEDREP du PNUE, est venu à point nommé pour relancer le marché sur des bases plus solides. Le programme PROSOL a bénéficié d'une série d'appuis institutionnels et financiers, originaux, servant d'effets de levier pour le développement du marché. Ces appuis s'articulent autour de trois composantes essentielles :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Un mécanisme de crédit aux acheteurs,⁶ sur les acquisitions de CES, octroyé sur une durée de 5 ans, le recouvrement étant assuré à travers la facture de la STEG. - Une subvention sur chaque achat de CES, servie par l'Etat tunisien,⁷ avec un complément du Fonds MEDREC. - Une bonification des taux d'intérêt de ces crédits, pour l'année 2005, par l'intermédiaire du fonds MEDREP. <p>Grâce à PROSOL, le marché s'est emballé. En 2005, les ventes ont atteint le chiffre record de 23.000 m2 en seulement 9 mois.</p>	<p>D'après les projections du 11^{ème} Plan, le marché devrait atteindre les chiffres très ambitieux de 80 à 120.000 m2 diffusés par an ; soit 540.000 m2 à diffuser Sur la période 2007-2011.</p> <p>Avec un parc actuel estimé à 130-150.000 m2, et les programmes en cours, le parc de chauffe-eau solaires devrait atteindre les 700.000 m2 à fin 2011.</p>
-----------------------	--	---

⁶ 950 DT pour les CES de 300 litres (4 m2) et 750 DT pour les CES de 200 litres (2 m2).

⁷ Au total, la subvention atteint 400 DT pour les CES de 300 litres et 200 DT pour les CES de 200 litres.

	<p>L'envolée du marché s'est poursuivie en 2006, avec 35.000 m2 commercialisés.</p> <p>Indéniablement, le recouvrement des crédits à travers la facture STEG aura été le facteur déterminant de relance du marché, dans la mesure où ça a permis de sécuriser totalement l'opération de crédit, ce qui a facilité l'adhésion du système bancaire, étant donné la confiance des banques vis-à-vis de la STEG en tant "qu'intermédiaire" de recouvrement. De plus, l'apport du PNUE-MEDREP et l'implication de la STEG auront permis de faire accepter aux banques, l'application d'un taux d'intérêt assez faible (7%), du fait de la quasi absence de risques inhérents à cette opération. La bonification de 7% du PNUE-MEDREP aura, enfin, donné l'effet de levier ultime pour le développement du marché solaire en Tunisie.</p> <p>L'autre aspect fondamental de ce programme, est d'avoir aussi impliqué les opérateurs bancaires, qui n'avaient pas joué un rôle significatif, jusqu'à présent, pour soutenir le marché des CES, et dont l'implication dans le programme PROSOL devrait contribuer à assurer l'autonomie et la durabilité de ce marché.</p> <p>La Tunisie a décidé de prolonger PROSOL résidentiel, selon la même approche de recouvrement par la STEG. Il n'y aura cependant pas de bonification des intérêts, dans la mesure où le budget PNUE a été épuisé. Sur un autre plan, Attijari Bank a remporté l'appel d'offres lancé par la STEG auprès du secteur bancaire pour l'octroi des crédits aux acheteurs résidentiels pour toute la période 2007-2011.</p> <p>On assiste également au lancement imminent de PROSOL tertiaire (probablement juin 2007). Le projet bénéficiera d'une contribution du PNUE de l'ordre de 1 M€, qui seront consacrés à une bonification partielle des intérêts, et à une contribution aux coûts de maintenance et d'entretien des systèmes solaires, pendant 4 ans, afin de mieux garantir leur bon fonctionnement, et donc l'apport énergétique solaire.</p>	
<p>Biomasse / déchets</p>	<p>Consciente de l'impact de l'utilisation du bois-énergie sur les ressources forestières, dans le nord de la Tunisie, l'ANME avait lancé, dès 1990, dans la région du Kef, et avec l'appui de la</p>	<p>Le biogaz et les biocarburants pourraient avoir un potentiel significatif en Tunisie, mais ces deux filières, ainsi que leur potentiel, restent encore méconnus.</p>

	<p>coopération allemande, un projet pilote de diffusion de technologies visant la réduction ou la substitution de la consommation du bois pour la préparation du pain.</p> <p>Ce fût la « tabouna améliorée », une sorte de dôme de terre servant à la préparation du pain tabouna, chapeauté par un couvercle métallique, qui avait été adoptée pour une diffusion commerciale. La tabouna améliorée permet de réduire d'environ de moitié la consommation du bois destinée à la préparation du pain tabouna, soit en moyenne une réduction de 15% de la consommation totale de bois chez un ménage.</p> <p>L'ANME avait ensuite tenté d'instaurer des mécanismes de marché, préalablement appuyés par la formation d'un réseau de 12 artisans dans la région du Nord Ouest, des actions de sensibilisation et de vulgarisation en zones rurales, et l'identification et l'implication des boutiques de commerçants en zones rurales pour assurer le relais local de la diffusion. Toutefois, les mécanismes de marché n'ont pas pu fonctionner, faute d'écoulement satisfaisant des tabounas améliorées.</p> <p>L'ANME avait abandonné cette approche de diffusion commerciale et a assuré par ses propres moyens, la distribution porte à porte des couvercles. Le prix de vente du couvercle avait été fixé à 3 DT, alors que le couvercle coûtait 9 DT ; soit une subvention accordée par l'ANME de l'ordre de 6 DT par unité.</p> <p>Là encore, compte tenu des moyens humains et logistiques limités de l'ANME, la portée de la diffusion des tabounas améliorées était restée modeste, ne dépassant pas 1000 ménages par an.</p> <p>A l'issue de cette expérience, depuis 2000, l'ANME a adopté une nouvelle stratégie basée sur les ONGs comme relais local de diffusion. Les couvercles sont alors fournis gratuitement aux ONGs sur la base d'une convention signée entre ces dernières et l'ANME. Jusqu'aujourd'hui, l'ANME a signé des conventions avec une dizaine d'ONGs intervenant principalement dans la zone du Nord Ouest.</p> <p>Sur le plan quantitatif, les réalisations restent cependant faibles eu</p>	<p>Concernant le biogaz, l'étude stratégique de développement des énergies renouvelables a considéré un scénario volontariste; projetant l'installation de 28 MW de générateurs électriques à partir de biogaz à l'horizon 2010.</p> <p>Cet objectif paraît aujourd'hui difficilement tenable, mais une réflexion pourrait s'engager, et le montage d'opérations de génération électrique à partir des décharges, pourrait être sérieusement envisagé à l'horizon 2009-2010.</p> <p>Des projets pourraient notamment voir le jour, à la suite du montage des deux opérations MDP déjà enregistrées par le Conseil Exécutif : le projet relatif à la décharge de Djebel Chekir, et celui regroupant 9 décharges régionales. Ces 10 décharges reçoivent 80% des déchets ménagers générés annuellement par la Tunisie. Les projets envisagent actuellement le torchage simple du gaz, mais l'adjonction de générateurs électriques pourrait éventuellement être envisagée. En première approximation, 5 à 10 MW pourraient être envisagés pour Djebel Chékir, et autour de 10 MW pour le second projet de 9 décharges. Ces projets n'ont cependant fait l'objet d'aucune décision formelle de la part des pouvoirs publics, ni d'approche de recherche de financement à ce jour.</p> <p>Par ailleurs, trois nouvelles décharges de petite taille ont fait récemment l'objet de la préparation d'une Note d'Information de Projet (NIP) en vue d'une application MDP. Le projet a considéré la récupération et l'utilisation du méthane à des fins de production d'électricité, pour une capacité estimée à 1,3 MW.</p> <p>Le 11^{ème} Plan, a quant à lui projeté un potentiel mobilisable de l'ordre de 10 MW à l'horizon 2011, pour un volume d'investissement de 10 MDT.</p> <p>Le second potentiel d'utilisation de la biomasse concerne les biocarburants.</p> <p>L'idée d'implanter des cultures énergétiques en Tunisie est</p>
--	--	---

	<p>égard à la « demande potentielle » de tabouna en Tunisie, estimé à environ 200.000. En effet, à fin 2002, le programme a permis la diffusion d'environ 12.000 couvercles, ce qui ne couvre que 6% du potentiel. Toutefois, la stratégie adoptée par l'ANME depuis 2000, en se basant sur les ONGs comme vecteur de diffusion, semble donner de bons résultats. On a assisté de plus en plus à une demande réelle exprimée par ces ONGs.</p> <p>Dans le domaine du biogaz, un projet pilote de production industrielle de biogaz a été réalisé en 2000 dans la région de Hammam Sousse. Ce projet consiste en la valorisation de fientes de volaille dans une unité industrielle de production avicole. Le digesteur est d'un volume de 300 m³ et est capable de traiter environ 4 tonnes par jour. La capacité de production des installations est estimée à 120 m³ de biogaz par jour. La majeure partie du gaz produit est utilisée pour la production d'électricité grâce à deux générateurs de 24 kVA chacun, fonctionnant en alternance. L'installation a rencontré beaucoup de problèmes de fonctionnement, en raison notamment de problèmes d'approvisionnement en fientes, dus essentiellement à la baisse d'activité de la ferme pendant le printemps et l'été, et de la baisse de température durant les mois d'hiver ce qui ne permettait pas une production optimale au niveau des digesteurs.</p> <p>Les autres expériences de valorisation du biogaz ont été menées par l'Office National d'Assainissement (ONAS), dans quatre de ses stations d'épuration (Charguia, Choutrana, Nabeul et Monastir). Ces expériences, ont eu, cependant des résultats peu probants ; en raison de défaillances techniques diverses ; et notamment le manque d'expérience dans la conduite des dispositifs de récupération du biogaz et de génération électrique, la surcharge en sable, la forte corrosion causée par le H₂S, le manque de maintenance des groupes électrogènes, etc.</p>	<p>en train de faire son chemin. Trois principales pistes sont envisagées :</p> <ul style="list-style-type: none"> - la récupération des huiles usagées de cuisine : un projet est actuellement en cours de montage par un promoteur privé. Les huiles recyclées viendraient, cependant, en complément à des biocarburants, notamment à base de colza, qui seraient importés. - la culture de la Jatropha : cette option est sérieusement explorée dans la mesure où la jatropha est une culture peu exigeante, et qui pourrait apparemment bien s'adapter sur des terres dégradées, dans le centre et le sud de la Tunisie. La culture de la Jatropha constituerait, par ailleurs, un débouché intéressant pour la réutilisation des eaux de traitement des eaux usées. De plus, un projet Jatropha serait éligible au MDP, ce qui constituerait un plus dans la rentabilité du projet. - la culture de colza : cette option est aussi envisagée, mais contrairement à la Jatropha, cette culture nécessite des terres fertiles et aussi d'importantes quantités d'eau, ce qui peut poser la question de la compétition avec les cultures alimentaires. <p>Le 11^{ème} Plan a projeté un volume global d'investissement, dans la filière biocarburants, de l'ordre de 31 MDT sur la période 2007-2011. Mais il n'a pas prévu aucune contribution du FNME ou du budget de l'Etat pour le développement de cette filière.</p>
<p>Électrification Rurale / Décentralisée</p>	<p>La Tunisie a réalisé des performances remarquables en matière d'électrification rurale durant les trois dernières décennies. Ainsi, le taux d'électrification rurale est de l'ordre de 96% aujourd'hui. Il ne reste guère plus de 30.000 ménages non électrifiés par le</p>	<p>L'électrification rurale engagée par la STEG se poursuit au même rythme, mais elle répond dorénavant plus à la croissance du nombre de ménages ruraux, qu'elle ne branche des ménages existants. Des programmes de</p>

	réseau, dont probablement le 1/3 dispose d'installations photovoltaïques de base.	renforcement des systèmes PV existants et de diffusion de systèmes additionnels ; notamment via le programme 26-26, et avec l'appui des coopérations espagnole et japonaise, vont être lancés incessamment. Ces initiatives feront l'objet d'applications MDP.
Hydroélectricité	<p>Le réseau hydroélectrique tunisien regroupe 5 centrales, totalisant 61 MW de puissance nominale.</p> <p>La production électrique d'origine hydraulique reste tributaire des apports pluviométriques et de l'importance des besoins des autres usages hydrauliques prioritaires telle que l'agriculture. EN 2005, la production hydroélectrique avait atteint 145 GWh, soit autour de 1,1% de la production électrique nationale.</p>	La Tunisie dispose d'un potentiel hydroélectrique additionnel relativement limité; estimé à 8 MW, susceptible de générer 16 GWh. Selon les études de prospection effectuées par la STEG en 1995, les sites potentiels les plus intéressants sont ceux de Barbara (6 MW) et de Sidi Saad (2 MW).
Actions sur la production d'équipements	<p>La Tunisie dispose d'importantes capacités de montage et de fabrication de chauffe-eau solaires. Plus de 5 unités de production sont déjà opérationnelles, et plusieurs sont en cours de montage. Par ailleurs, plus de 5 entreprises importent des chauffe-eau solaires, et les diffusent sur le marché tunisien.</p> <p>Pour les autres filières, l'expérience tunisienne reste encore limitée. Des essais de production de cellules PV, et de petites éoliennes de pompage avaient été notamment tentés, mais sans résultats probants à ce jour.</p>	<p>Pour les chauffe-eau solaires, la visibilité donnée par les récents programmes d'appui au marché du solaire thermique ont permis de susciter des initiatives industrielles tunisiennes, et aussi de faire émerger des opérations de partenariat.</p> <p>L'encouragement aux ER doit donc s'accompagner de programmes de R&D, mais surtout du déclenchement d'opérations de partenariats avec des équipementiers étrangers, dans le but de systématiser l'intégration de l'optique industrielle dans les programmes de développement des ER. C'est en répondant à la préoccupation énergétique et en favorisant l'aspect industriel que les ER peuvent devenir un véritable déterminant du développement durable.</p> <p>La Tunisie a capitalisé des compétences industrielles dans plusieurs domaines comme la mécanique, l'électricité, les composants électroniques, les composants automobiles, etc. Le contexte technologique et industriel tunisien se prête donc, tout à fait bien, à des opérations-types de partenariat entre des promoteurs tunisiens et des constructeurs étrangers, notamment dans les domaines de l'éolien et du biogaz.</p>

3.1.4 Revue des programmes et instruments de financement soutenus par des IFIs et BdF bilatéraux

Il existe plusieurs fonds dédiés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables :

Fonds de Développement de la Compétitivité Industrielle (FODEC)

Ce fonds a été créé par la Loi n° 94-127 du 26 décembre 1994, en vue de soutenir la mise à niveau des entreprises du secteur industriel, en préparation à l'établissement de la zone de libre échange avec l'Union Européenne. Ce fonds est appuyé par l'Union Européenne et l'État Tunisien, et intègre l'efficacité énergétique comme une composante éligible.

En plus des primes à l'investissement (à hauteur de 10% des investissements réalisés à crédit et 20% des investissements en autofinancement), le FODEC a été enrichi ces dernières années de nouveaux types d'interventions, et notamment :

- Une prime dans la limite de 50% du coût des équipements à caractère prioritaire, avec un plafond de 100.000 dinars.
- Une prime dans la limite des études de diagnostic.
- Une prime à hauteur de 70% des investissements immatériels couverts par les programmes de mise à niveau, ou sur des opérations ponctuelles.

Tous les programmes d'efficacité énergétique, et en particulier la cogénération peuvent passer par cette voie désignée par « Mise à niveau ».

Fonds de Dépollution FODEP

Le FODEP a été créé par la loi 92-122 du 29 décembre 1992, avec pour objectif d'encourager la protection de l'environnement contre la pollution industrielle, aider à la création d'unités de collecte et de recyclage des déchets et inciter à l'utilisation des technologies propres et non polluantes. Le fonds a été financé essentiellement par les dotations du budget de l'Etat tunisien et les dons et crédits octroyés par la KfW.

Le FODEP intervient par l'octroi de primes à hauteur de 20% des coûts d'investissement, plafonnées à 800 000 dinars.

En ce qui concerne, la nature des actions, le concours du FODEP contribue notamment au financement de projets d'utilisation de technologies propres visant à réduire la pollution à la source. Les projets de récupération de déchets organiques, et de génération d'électricité, pourraient notamment y être éligibles.

En outre, les entreprises investissant dans des opérations éligibles au FODEP, peuvent bénéficier d'un crédit bancaire bonifié (FOCRED) pouvant couvrir 50% de l'investissement de dépollution, remboursable sur une durée de 10 ans, avec un délai de grâce de 3 ans, au taux d'intérêt TMM-1, majoré d'une commission de gestion de la banque commerciale.

Mécanismes du PEEI

Le programme PEEI, soutenu conjointement par l'ANME et le GEF, soutient les investissements d'efficacité énergétique dans l'industrie, depuis 2005. Le PEEI intervient de deux manières :

- Octroi d'une surprime de 10% aux contrats programmes d'EE approuvés par l'ANME, avec un plafond de 100.000 US\$. Cette surprime vient en sus des primes du FNME ou du

FODEC, et est octroyée uniquement pour les actions à temps de retour inférieur ou égal à 3 ans. Cette partie du PEEI est dotée d'un budget de 2,5 MUS\$.

- Établissement d'un fonds de garantie au profit des contrats-programmes passant par la voie des ESCO. Le fonds de garantie couvre 75% des crédits octroyés aux ESCO ou aux entreprises recourant à des ESCO, avec un plafond de 200.000 US\$ par opération. Cette partie du PEEI est dotée d'un budget de 4 MUS\$.
- Assistance technique pour le renforcement des capacités des opérateurs du marché de l'efficacité énergétique. Cette composante du PEEI est dotée d'un budget de 2 MUS\$, et intervient notamment par :
 - ✓ La mise en place de procédures efficaces.
 - ✓ Le renforcement du cadre institutionnel et réglementaire.
 - ✓ La mise en place de programme de formations destinées aux bureaux d'études, ESCO, centres techniques, organismes de financement, etc.
 - ✓ Un travail de proximité et accompagnement des entreprises.

Mécánismes PROSOL Résidentiel et Tertiaire

Le mécanisme PROSOL Résidentiel a été mis en place par l'ANME, avec l'appui du PNUE, et le concours du Ministère italien de l'environnement. Il comporte plusieurs modes d'appui au marché résidentiel du chauffage solaire de l'eau :

- Une subvention sur chaque achat de CES, servie par l'Etat tunisien (20% avec un plafond de 100 DT par m2).
- Une subvention complémentaire sur chaque achat de CES, servie à travers le Fonds MEDREC du Ministère Italien de l'Environnement (80 DT par m2 pour les chauffe-eau de 300 litres, permettant de compenser la règle de plafonnement qui se fait aux détriments de ces chauffe-eau).
- Un mécanisme de crédit aux acheteurs, à 7% de taux d'intérêt, sur les acquisitions de CES, octroyé sur une durée de 5 ans, le recouvrement étant assuré à travers la facture de la STEG.
- La bonification de la totalité des taux d'intérêt de ces crédits, pour l'année 2005, par l'intermédiaire du fonds PNUE.

PROSOL Résidentiel va se poursuivre, avec toujours à la base, le recouvrement des crédits par la STEG. Mais il ne bénéficiera plus des apports du PNUE ou du Ministère Italien de l'Environnement.

Un autre programme, intitulé PROSOL tertiaire est en cours de montage, et utilisera une approche assez similaire, avec une surprime de 10% sur les investissements, une bonification des taux d'intérêt, et une participation dégressive aux coûts d'entretien et de maintenance des équipements solaires.

Enfin, l'AFD vient d'établir une ligne de financement de 40 M€ pour appuyer le financement des projets d'efficacité énergétique dans l'industrie. Les conditions d'accès à cette ligne de financement, rétrocédée à trois banques de la place, ainsi que les procédures devront être publiées incessamment.

3.2 Potentiels et besoins quantitatifs

3.2.1 Industrie

On peut recenser cinq principaux types d'actions de maîtrise de l'énergie dans le secteur industriel, pouvant faire appel à des financements extérieurs à l'entreprise :

- les contrats-programmes d'efficacité énergétique ;
- la cogénération ;
- l'éolien en autoproduction ;
- la substitution par le gaz naturel ;
- le solaire thermique, notamment dans les agro-industries.

Les contrats-programmes

Les contrats-programmes couvrent les principales actions d'efficacité énergétique dans l'industrie, et contiennent les plus gros potentiels d'économie d'énergie de tout le secteur industriel. Initialement, d'après le 11^{ème} Plan, 200 contrats-programmes étaient projetés pour les établissements industriels sur la période 2007-2011 ; soit une quarantaine de contrats-programmes par an. Toutefois, à la faveur des réalisations plus probantes en 2006, année au cours de laquelle plus de 60 contrats-programmes d'efficacité énergétique avaient pu être conclus, les objectifs avaient été finalement portés à 60 contrats-programmes par an ; soit 300 contrats-programmes sur la période du 11^{ème} Plan. Rappelons que tous les établissements industriels consommant plus de 1000 tep d'énergie primaire par an sont assujettis à l'audit énergétique. Il existe aujourd'hui environ 230 entreprises industrielles assujetties, mais un certain nombre d'établissements non assujettis exécutent volontairement des contrats-programmes, et sont donc éligibles aux primes du FNME.

D'après les estimations mentionnées dans le cadre du 11^{ème} Plan, les contrats-programmes dans l'industrie devraient permettre d'économiser 943 ktep sur toute la période 2007-2011 ; soit plus du 1/3 des économies projetées par tous les programmes d'efficacité énergétique. Ces économies couvrent, cependant, celles réalisables par des contrats-programmes déjà lancés (383 ktep), et celles découlant de contrats-programmes devant être lancées dès 2007 (560 ktep).

D'après les estimations du 11^{ème} Plan, les besoins d'investissements liés au nouveaux contrats-programmes seraient de l'ordre de 96,5 MDT ; soit 19,3 MDT en moyenne annuelle.

Vraisemblablement, une partie des 23 MDT des investissements projetés pour les 64 contrats-programmes de 2006 n'a pas dû être mobilisée, faute de financements attractifs disponibles. Il n'y a pas eu de suivi récent permettant d'évaluer les besoins de financements pour les contrats-programmes de 2006, mais on peut les déduire des approximations effectuées par l'UEEI en février 2007, et estimant les taux de réalisation à 60-70 %.

Au total, les besoins de financement pour les contrats-programmes dans l'industrie s'élèveraient à 105 MDT ; soit 60 M€ pour toute la durée du 11^{ème} Plan.

Tableau 3.2.1. Potentiels des actions d'efficacité énergétique à travers des contrats-programmes dans l'industrie en Tunisie

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL période 2007-2011
Nombre de contrats-programmes générant des économies d'énergie		144	204	258	300	300	
<i>Signés avant 2007</i>		84	84	78	60	0	
<i>Signés à partir de 2007</i>		60	120	180	240	300	
Economies d'énergie projetées (ktep)		164	194	190	205	190	943
<i>Contrats-programmes signés avant 2007</i>		124	124	80	55	0	383
<i>Contrats-programmes signés à partir de 2007</i>		40	70	110	150	190	560
Investissements projetés (MDT)	8,1	19,5	19,8	19,7	19,3	18,3	104,6

Les contrats-programmes sont éligibles à une prime de 20% du FNME, avec des plafonds définis en fonction de la consommation. En raison de ces plafonds, on estime la contribution du FNME aux contrats-programmes à 15%. On évalue également la contribution des entreprises dans le financement des contrats-programmes sur leurs ressources propres à 20%. Par conséquent, 65% des besoins de financement, soit **68 MDT** en 5 ans, devront être mobilisés via des ressources extérieures aux entreprises concernées par les contrats-programmes. Notons également que les primes du FNME sont servies après la réalisation des travaux, et sur présentation des factures. Cette prime ne doit donc pas être considérée dans le schéma de financement, puisque les entreprises industrielles devraient quand même les avancer pour pouvoir réaliser leurs projets. Les montants correspondants (**16 MDT** sur 5 ans) doivent donc être mobilisés via des ressources extérieures à l'entreprise (ex. crédits-fournisseurs, fonds-mezzanine, éventuellement avances-garanties par le FNME, etc.), pour des échéances maximales de 3 à 6 mois correspondant aux délais exigés pour les avances sur commande, et aux procédures d'accès aux primes du FNME.

La cogénération

Comme mentionné précédemment, le 11^{ème} Plan prévoit l'installation de 100 MW de cogénération dans le secteur industriel sur la période 2007-2011. De telles installations nécessiteraient environ 100 MDT d'investissements, d'après les estimations du 11^{ème} Plan. D'après les dernières études de pré-faisabilité portant sur 25 projets de cogénération, totalisant 92 MW, les besoins de financement semblent être supérieurs, compte tenu du renchérissement de cette technologie, et du glissement du dinar par rapport à l'Euro.

On estimerait donc les besoins de financement, pour 100 MW, plutôt à 118,5 MDT sur les 5 ans du 11^{ème} Plan ; soit 23,7 MDT par an, sachant que la réalisation des projets de cogénération serait conditionnée par une plus grande transparence réglementaire et institutionnelle, d'une part, et par la disponibilité de mécanismes de financement attractifs.

D'après des estimations basées sur la trentaine d'installations de cogénération qui seraient établies d'ici 2011, celles-ci généreraient 283 ktep d'économies d'énergie primaire, sur toute la période 2007-2011 (y compris l'installation de 5 MW actuellement en service).

Tableau 3.2.2. Potentiels des actions de cogénération dans l'industrie en Tunisie

	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
Parc cumulé (MW)	25	45	65	85	105	
Installations existantes (MW)	5					
<i>Installations (MW/an)</i>	20	20	20	20	20	100
Economies d'énergie projetées (ktep)	21,8	39,2	56,6	74,0	91,4	283
<i>Installation existantes</i>	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	22
<i>Installation nouvelles</i>	17	35	52	70	87	261
Investissements projetés (MDT)	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	118,5

Les contrats-programmes sont éligibles à une prime de 20% du FNME, avec des plafonds définis en fonction de la consommation.

Les projets cogénération sont éligibles aux primes du FODEC, s'élevant à 10 % des montants autofinancés, et 20% des montants mobilisés sur d'autres sources (essentiellement bancaires), sans plafonnement. En considérant que la part en autofinancement pour l'acquisition de cogénérateurs serait de 15%, la prime du FODEC atteindrait les 11,5%.

Par conséquent, 73,5% des besoins de financement ; soit **87 MDT** en 5 ans, devraient être mobilisés via des ressources extérieures aux entreprises concernées.

L'éolien pour l'autoproduction d'électricité

Dans l'immédiat, dans le cadre de son soutien au montage de projets MDP, l'ANME a pu identifier 7 projets, totalisant 49 MW, que les établissements industriels gros consommateurs d'énergie seraient disposés à porter, moyennant la mise en place de mécanismes de financement attractifs.

Tous ces projets sont au stade des études des sites, afin de valider les potentiels éoliens. D'après des estimations préliminaires, de tels projets nécessiteront la mobilisation de financements de l'ordre de 83 MDT ; soit **47 millions d'€**. Tous ces projets feraient l'objet d'applications MDP.

Les projets éoliens en autoproduction n'avaient pas été inclus dans le 11^{ème} Plan, dans la mesure où ils ont été identifiés, dans le cadre d'initiatives MDP, bien après la publication des données du 11^{ème} Plan.

L'autoproduction éolienne n'est pas nommément désignée dans la liste des projets éligibles au FNME. Théoriquement, elle serait éligible au FODEC, même si elle n'est pas non plus mentionnée explicitement. En considérant que la part en autofinancement pour l'acquisition d'aérogénérateurs, serait de 10%, la prime du FODEC atteindrait les 11%. Par conséquent, 79% des besoins de financement ; soit **66 MDT** en 5 ans, devraient être mobilisés via des ressources extérieures aux entreprises concernées. De tels financements seraient à mobiliser aux alentours des années 2010 à 2012.

La substitution par le gaz naturel

Les pouvoirs publics tunisiens ont décidé, depuis plusieurs années, de rééquilibrer le bilan énergétique en renforçant le recours au gaz naturel. Cette orientation a été dictée par le souci des pouvoirs publics de s'affranchir d'un marché pétrolier de plus en plus instable, et de rééquilibrer le budget de l'Etat, fortement mis à contribution par les subventions aux produits pétroliers, et en particulier le fuel. Par ailleurs, le gaz naturel est disponible, et les sources

d'approvisionnement sont assez variées (gaz national, redevance de passage du gazoduc algéro-italien, Algérie, Libye).

Le 11^{ème} Plan a projeté le branchement de 100 établissements industriels supplémentaires au gaz naturel sur la période 2007-2011. Le coût des investissements intra-muros (branchement interne et conversion des équipements) s'élèverait à 10 MDT pour l'ensemble des 100 établissements ; soit un coût d'investissement moyen de l'ordre de 100.000 DT. L'adoption du gaz naturel par les établissements industriels fait aussi l'objet de contrats-programmes, ce qui les fait bénéficier d'une prime du FNME de 20% ; avec un plafond de 400.000 DT.

En se basant sur la moyenne des investissements consentis dans les 12 contrats-programmes gaz conclus en 2006, et sur le ratio Investissement/Energie déplacée de ces contrats-programmes, les 100 contrats-programmes gaz projetés pour la période 2007-2011 devraient permettre de déplacer autour de 558 ktep sur toute la période.

En plus des primes du FNME, les entreprises industrielles bénéficient également de facilités de paiement de la part de la STEG. Ainsi, la STEG offre la possibilité de paiements échelonnés couvrant 70% du coût du raccordement. Le remboursement du crédit se fait sur la base de TMM +2, et sur une durée de :

- 12 mois pour les investissements de raccordement inférieurs à 10.000 DT ;
- 24 mois pour les investissements de raccordement compris entre 10.000 et 50.000 DT ;
- 36 mois pour les investissements de raccordement compris entre 50.000 et 400.000 DT.

Il est important de rappeler que la STEG a obtenu, elle-même, des lignes de financement lui permettant d'octroyer de tels crédits. Des systèmes similaires sont également proposés au secteur tertiaire et aux habitations.

De même, la STEG a mobilisé des lignes de financement, pour couvrir les coûts de réalisation des connexions primaires des zones ciblées par le gaz naturel. Il est important de noter que le gaz naturel fait l'objet d'une programmation très dynamique. Des investissements complémentaires sont souvent décidés d'une année à l'autre, de sorte que les besoins de financement s'avèreront bien supérieurs à ce qui était projeté par le 11^{ème} Plan.

Des programmes sont notamment envisagés, dans le cadre de projets MDP, et ciblant des zones qui n'étaient pas du tout programmées.

Globalement donc, le nombre d'entreprises adhérant au programme de substitution, et la quantité d'énergie déplacée devraient être supérieurs à ce qui était estimé par les projections du 11^{ème} Plan.

Le solaire thermique dans l'industrie

Il existe 5.500 entreprises industrielles employant plus de 10 personnes en Tunisie, parmi lesquelles 950 entreprises agro-alimentaires. L'ensemble de ces entreprises industrielles emploie autour de 450.000 personnes ; dont environ 60.000 personnes dans le secteur agro-alimentaire ; soit une moyenne supérieure à 60 employés par entreprise dans cette branche.

Le chauffage solaire de l'eau est une application pouvant se prêter parfaitement aux besoins industriels en Tunisie. Il s'agit cependant d'une piste encore non explorée à ce jour, même si elle a été abordée lors de réunions avec l'UEEI et le département PROSOL de l'ANME.

Le chauffage solaire de l'eau peut éventuellement être envisagé pour satisfaire deux principaux usages de l'eau chaude : douches dans les usines et eau chaude pour la production.

En considérant un taux d'équipement de 25% de l'ensemble des entreprises industrielles, pour les douches, le marché potentiel serait de l'ordre de 30.000 à 50.000 m².

En ce qui concerne l'eau chaude pour la production, on peut cibler, dans un premier temps la branche agro-alimentaire, qui consomme annuellement autour de 110.000 tep, dont 80.000 tep pour satisfaire des besoins thermiques. En supposant que 25% seulement de cette énergie sont consacrés au chauffage de l'eau, les besoins en énergie utile de la branche agroalimentaire pour cet usage seraient de l'ordre de 14.000 tep. Pour satisfaire un tel besoin, il faudrait au moins 250.000 m² de capteurs solaires.

Globalement, en étant conservateur, le marché potentiel du chauffe-eau solaire dans l'industrie serait de l'ordre de 300.000 m² ; ce qui représenterait un investissement global de l'ordre de 150 MDT.

Le solaire thermique dans l'industrie se heurtera, évidemment, à la problématique de l'opportunité d'investissement, puisque les temps de retour sont souvent supérieurs à 6-7 ans.

3.2.2 Secteur tertiaire

On peut recenser cinq principaux types d'actions de maîtrise de l'énergie pertinentes dans le tertiaire, et pouvant faire appel à des financements extérieurs à l'entreprise :

- les contrats-programmes d'efficacité énergétique ;
- la cogénération ;
- la substitution par le gaz naturel ;
- le solaire thermique ; principalement dans l'hôtellerie ;
- L'utilisation du gaz naturel pour la climatisation.

Les contrats-programmes

Les contrats-programmes couvrent les principales actions d'efficacité énergétique dans le gros tertiaire, et contiennent les potentiels les plus importants d'économie d'énergie dans le secteur tertiaire. D'après le 11^{ème} Plan, 125 contrats-programmes étaient projetés pour les établissements tertiaires sur la période 2007-2011 ; soit 25 contrats-programmes par an ; dont 10 se rapportant à des consultations préalables. Les établissements tertiaires concernés sont assujettis à l'audit énergétique, et consomment donc plus de 500 tep d'énergie primaire par an.

D'après des estimations actualisées, basées sur les projections du 11^{ème} Plan, les contrats-programmes dans le tertiaire devraient permettre d'économiser 88 ktep sur toute la période 2007-2011, dont environ 43 ktep réalisables par des contrats-programmes déjà lancés, et 45 ktep devant découler de contrats-programmes à lancer dès 2007.

D'après les projections du 11^{ème} Plan, les besoins d'investissement liés aux nouveaux contrats-programmes seraient de l'ordre de 7,3 MDT (4,2 M€) ; soit 1,5 MDT en moyenne annuelle.

Tableau 3.2.3. Potentiels des actions d'efficacité énergétique à travers des contrats-programmes dans le tertiaire en Tunisie

	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
Nombre de contrats-programmes générant des économies d'énergie	88	73	68	62	50	
<i>Signés avant 2007</i>	63	48	43	37	25	
<i>Signés à partir de 2007</i>	25	25	25	25	25	
Economies d'énergie projetées	15 395	15 125	17 701	19 842	19 919	87 982
<i>Contrats-programmes signés avant 2007</i>	12 395	9 125	8 701	7 842	4 919	42 982
<i>Contrats-programmes signés à partir de 2007</i>	3 000	6 000	9 000	12 000	15 000	45 000
Investissements projetés (MDT)		0,5	1,6	2,4	2,7	7,3

Comme pour l'industrie, les contrats-programmes tertiaires sont éligibles une prime de 20% du FNME, plafonnée généralement à 100.000 DT étant donné que la consommation d'énergie primaire des établissements tertiaires ne dépasse pas les 4000 tep par an. La règle du plafonnement de l'aide ne concerne pas, cependant, les établissements tertiaires dans la mesure où les investissements ne pourront pas atteindre les 500.000 DT. La prime moyenne du FNME sera donc de 20%. On évalue, également, la contribution des entreprises dans le financement des contrats-programmes, par leurs ressources propres à 20%. Par conséquent, 60% des besoins de financement, soit **4,3 MDT** en 5 ans, devront être mobilisés via des ressources extérieures aux entreprises concernées par les contrats-programmes. Étant donné que la prime du FNME est servie après la réalisation des travaux, et sur présentation des factures, elle ne doit donc pas être considérée dans le schéma de financement. Les montants s'y rapportant (**1,5 MDT** sur 5 ans) doivent, donc aussi être mobilisés via des ressources extérieures à l'entreprise, pour des échéances maximales de 3 à 6 mois correspondant aux délais exigés pour les avances sur commande, et aux procédures d'accès aux primes du FNME.

L'étude des besoins de financement des actions prévues dans le cadre du 11^{ème} Plan, réalisée par ICE/ALCOR (décembre 2006), a estimé 5 MDT de besoins d'investissement supplémentaires sur 5 ans. Ce montant reflète probablement l'inclusion d'actions d'EE liées au bâtiment sous la rubrique dédiée à cette composante contrats-programmes du 11^{ème} Plan. Il est certain que les actions sur le bâtiment tertiaire, découlant de consultations préalables, feront appel à des volumes d'investissement supérieurs à la moyenne des contrats-programmes habituels. Il faut donc, très certainement, prévoir un besoin annuel supplémentaire de **1 MDT** pour couvrir de tels besoins.

La cogénération

Le 11^{ème} Plan ne fait pas de projections séparées entre industrie et tertiaire dans le domaine de la cogénération. Dans la mesure où la cogénération ciblerait essentiellement les branches hôtelière et hospitalière, ce serait principalement la technologie de la trigénération qui serait visée par ces branches.

Comme mentionné ci-dessus, des études vont être lancées incessamment par l'ANME pour actualiser le potentiel de la cogénération, et surtout pour identifier le potentiel de la trigénération. Dans la mesure où des dispositions incitatives seraient établies pour encourager la cogénération/trigénération dans le tertiaire, on pourrait envisager un potentiel de 10 MW

vers 2009-2011, représentant un investissement global de l'ordre de 12 MDT, mobilisables sur la période 2010-2012.

D'après des estimations basées sur la trentaine d'installations de cogénération qui seraient établies d'ici 2011, celles –ci généreront 16 ktep d'économies d'énergie primaire, sur toute la période 2007-2011.

Tableau 3.2.4. Potentiels des actions de Cogénération/Trigénération dans le tertiaire en Tunisie

	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
Parc cumulé (MW)	0	0	2	6	10	
<i>Installations (MW/an)</i>			2	4	4	10
Economies d'énergie projetées (ktep)	0,0	0,0	1,7	5,2	8,7	16
Investissements projetés (MDT)	0,0	0,0	2,4	4,7	4,7	11,8

Bien qu'un programme de mise à niveau ciblant le secteur hôtelier ait été lancé, il n'est pas certain que ce programme offre des fenêtres de financement pour la cogénération. En outre, le FNME ne couvre pas la cogénération, et à moins qu'un arrêté soit publié dans ce sens, il ne faut pas compter sur une contribution de ce fonds pour le développement de la cogénération/trigénération dans le tertiaire.

En considérant que la part en autofinancement pour l'acquisition de cogénérateurs serait de 15%, les 85% restants ; soit **10 MDT** en 5 ans, devraient être mobilisés via des ressources extérieures aux entreprises concernées.

La substitution par le gaz naturel

Le 11^{ème} Plan n'a pas réellement traité de manière spécifique les programmes de substitution dans le tertiaire, quoiqu'ils bénéficient, en principe, comme pour l'industrie de la même prime du FNME de 20%.

En plus des primes du FNME, les entreprises du tertiaire bénéficient également de facilités de paiement de la part de la STEG, pouvant couvrir jusqu'à 80% des coûts de raccordement.

S'agissant de seulement quelques centaines de raccordements, les besoins de financement s'y rapportant paraissent assez faibles, de telle sorte qu'ils seraient largement couverts par les facilités de paiement de la STEG, complétés éventuellement par les mécanismes de financement habituels (autofinancement et secteur bancaire).

Le solaire thermique dans le tertiaire

Avec le succès de PROSOL résidentiel, l'ANME a décidé de lancer PROSOL tertiaire dès juin 2007. Le projet bénéficiera d'une contribution du PNUE de l'ordre de 1 M€ qui seront consacrés à une bonification partielle des intérêts, et à une contribution aux coûts de maintenance et d'entretien des systèmes solaires, pendant 4 ans.

D'après des estimations préliminaires, le projet devrait permettre la commercialisation de 61.000 m² de capteurs, en 5 ans ; d'une valeur approximative de 30 MDT.

Tableau 3.2.5. Potentiels des chauffe-eau solaires dans le tertiaire en Tunisie

	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
Parc cumulé (MW)	4	15	30	45	61	
Chauffe-eau solaires commercialisés (1000 m ² /an)	4,0	11,0	14,5	15,5	16,0	61
Economies d'énergie projetées (ktep)	0,3	1,2	2,4	3,6	4,9	12,4
Investissements projetés (MDT)	2,0	5,5	7,3	7,8	8,0	30,5

Le solaire bénéficie d'une prime de 20%, avec un plafond de 100 DT/m². On évalue, par ailleurs, la contribution des entreprises dans le financement des installations solaires, par leurs ressources propres à 15%. Par conséquent, 65% des besoins de financement ; soit **20 MDT** en 5 ans, devront être mobilisés via des ressources extérieures aux entreprises concernées par les contrats-programmes.

L'utilisation du gaz naturel pour la climatisation

A ce stade, il n'a pas été possible d'évaluer le nombre d'établissements susceptibles d'être concernés par la climatisation au gaz pour les 5 années à venir. L'étude menée actuellement par l'ANME, si elle débouche sur des conclusions positives pour la clim-gaz, devrait produire des évaluations de besoins de financement pour une éventuelle action pilote sur la période 2008-2009, ainsi que des potentiels d'investissement pour des actions d'envergure vers 2010-2011.

L'identification de telles actions d'envergure ne devant pas émerger avant 2008-2009, il sera difficile d'avoir des évaluations de besoins d'investissement avant cela.

3.2.3 Valorisation de la biomasse

Le biogaz et les biocarburants constituent les deux principales filières pouvant faire l'objet d'applications prometteuses en Tunisie.

Concernant le **biogaz**, l'étude stratégique de développement des énergies renouvelables a considéré un scénario volontariste; projetant l'installation de 28 MW de générateurs électriques à partir de biogaz à l'horizon 2010. Le 11^{ème} Plan a, quant à lui, projeté des objectifs moins ambitieux ; soit 10 MW, dont 5 MW en 2010 et 5 MW en 2011. Au total, les besoins d'investissement étaient estimés à 10 MDT.

Il est certain qu'entre l'évaluation de potentiel mentionnée dans l'étude stratégique, et les projections du 11^{ème} Plan, c'est cette dernière option qui semble potentiellement la plus « jouable », dans la mesure où elle est plus conforme aux prédispositions des autorités sur ce thème. Toutefois, les projections du 11^{ème} Plan ont été volontairement conservatrices plus en raison de la méconnaissance que de l'inexistence du potentiel.

En réalité, des projets pourraient notamment voir le jour, à la suite du montage des deux opérations MDP déjà enregistrées par le Conseil Exécutif : le projet relatif à la décharge de Djebel Chekir, et celui regroupant 9 décharges régionales. Les projets envisagent actuellement le torchage simple du gaz, mais l'adjonction de générateurs électriques pourrait éventuellement être envisagée. En première approximation, 5 à 10 MW pourraient être

envisagés pour Djebel Chékir,⁸ et autour de 10 MW pour le second projet de 9 décharges. Ces projets n'ont cependant fait l'objet d'aucune décision formelle de la part des pouvoirs publics, ni d'approche de recherche de financement à ce jour. Ils nécessiteront, par ailleurs, la préparation d'études de faisabilité.

Un troisième projet, regroupant trois nouvelles décharges de petite taille, ayant fait récemment l'objet d'une Note d'Information de Projet (NIP) en vue d'une application MDP, totalisant plus de 1 MW, figurerait également dans la liste des projets potentiels à engager vers 2010. Des idées de projets de génération électrique à partir du biogaz produit dans les stations de traitement des eaux usées seraient également à l'étude. En première approximation, il existerait au moins 5 MW de puissance électrique potentielle ; même si l'on reconnaît les défis liés à la production d'électricité dans les stations de traitement des eaux usées.

Globalement, on peut donc évaluer le potentiel de production d'électricité à partir de décharges, dans une fourchette de 16 à 21 MW, à l'horizon 2011. Le rythme d'installation dépendra de la « montée en puissance » des décharges en termes de génération de CH₄, et donc de biogaz. En rythme de croisière, de tels générateurs produiraient de 110 à 150 GWh en fonction de la puissance qui sera finalement installée.

Le volume d'investissement requis pour de tels projets se situerait dans la fourchette 12-16 M€

Le tableau suivant présente des estimations se rapportant à la fourchette basse mentionnée ci-dessus.

Tableau 3.2.6. Potentiels des actions de production d'électricité à partir des gaz de décharges en Tunisie

	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
Parc cumulé (MW)	0	0	3	8	16	
<i>Installations (MW/an)</i>			3	5	8	
Production électrique (GWh)	0	0	21	56	112	189
Economies d'énergie projetées (ktep)	0,0	0,0	5,3	14,0	28,0	47
Investissements projetés (MDT)	0,0	0,0	3,8	6,4	10,2	20,5

Les sites de tels projets dépendent en principe des collectivités locales. De tels projets seraient donc portés par des organismes publics, telles que l'Agence Nationale de Gestion des Déchets (ANGeD), qui est chargée de la mise en place de la politique de l'Etat en matière de gestion des déchets. Mais il n'est pas exclu que la gestion, voire le financement de la composante électrique des décharges soit confiés à des opérateurs privés.

Pour être conservateur, on ne considèrera pas, à ce stade, de générateurs électriques dans les stations de traitement des eaux usées.

En ce qui concerne les **biocarburants**, comme il a déjà été mentionné, trois principales pistes seraient susceptibles d'être envisagées : la récupération des huiles usagées de cuisine en mélange avec un biocombustible tel que le colza, la culture de la Jatropha, et la culture du colza.

⁸ La décharge de Djebel Chékir est opérationnelle depuis 1999. Elle n'a donc pas été gérée dans une optique de génération d'électricité, et le dimensionnement de la puissance électrique susceptible d'y être installée ne peut être fait qu'à l'issue de mesures et d'essais in-situ sur une période suffisamment longue. La phase de torchage, qui sera entamée incessamment dans le cadre du projet MDP, permettra justement de mieux estimer ce potentiel.

Sur ces trois filières, seules les deux premières ont déjà dépassé le stade de la réflexion, mais il reste encore beaucoup à faire avant de pouvoir passer aux applications réelles.

Si la récupération de l'huile de cuisine usagée, est évidemment une initiative très intéressante sur le plan environnemental, la question se pose de savoir à quel biocombustible elle devra être mélangée, et quel sera son mode d'acquisition (importation ou production locale). La dernière option posera inévitablement la question de la compétition énergie-alimentation, pour un pays dont l'autonomie alimentaire est aussi cruciale sinon encore plus vitale que l'indépendance énergétique.

La Jatropha est probablement parmi les options les plus pertinentes de production de biocarburants, à condition, bien évidemment, qu'elle s'adapte effectivement aux sols dégradés, et surtout aux conditions d'aridité des zones qui seraient pressenties. Appliquée de cette manière, la culture de la Jatropha à des fins énergétiques contribue d'autant plus au développement durable, qu'elle utilise de l'eau recyclée en provenance des stations de traitement des eaux usées ; option sérieusement envisagée dans le cas tunisien.

Le 11^{ème} a présenté des estimations de la production de biocarburants, s'élevant à 39.000 tonnes sur la période 2007-2011. Le volume global d'investissement, dans la filière biocarburants, est estimé à 31 MDT sur la même période. Apparemment, il n'a pas été prévu une quelconque contribution du FNME ou du budget de l'Etat pour cette filière, ce qui pourrait signifier que son développement serait à la charge du secteur privé.

Le tableau suivant reprend le potentiel de production et les volumes d'investissement projetés par le 11^{ème} Plan pour les projets biocarburants.

Tableau 3.2.7. Potentiels des actions de production de biocarburants en Tunisie

	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
Energie produite (ktep)	5	7	8	9	10	39
Investissements projetés (MDT)	4,0	6,0	6,0	7,0	8,0	31,0

Tableau 3.2.8. Récapitulation des potentiels des principales actions de maîtrise de l'énergie dans l'industrie, le grand tertiaire et la biomasse en Tunisie

	Nombre de "projets"	Potentiel physique	Unité	Energie économisée, produite ou déplacée (ktep)	Investissement total (M€)	Investissement par projet (1000 €)	Ressources extérieures à mobiliser (M€)
INDUSTRIE	2 434			1 504	266	109	186
Contrats-programmes dans l'industrie	300			560	60	199	38,8
Cogénération Industrie							
<i>Données de base</i>	27	100	MW	261	68	2 507	49,8
<i>Production électrique sur la période</i>		2 250	GWh				
Eolien autoproduction dans l'industrie	7	49	MW	68	48	6 800	37,6
Substitution gaz naturel dans l'industrie	100			558	6	57	4,0
PROSOL Industrie	2 000	300 000	m2	56	86	43	56
TERTIAIRE	908			160	28	31	20
Contrats-programmes dans le tertiaire	125			88	4	33	2,5
Cogénération tertiaire							
<i>Données de base</i>	20	10	MW	16	7	339	5,8
<i>Production électrique sur la période</i>		135	GWh				
Substitution gaz naturel dans le tertiaire	ND	ND		ND	ND	ND	ND
PROSOL tertiaire	763	61 000	m2	56	17	23	11
Biomasse	14	55		86	29	2 101	29
Electricité-Biogaz décharge	11	16	MW	47	11,7	1 064	11,7
Biocarburants	3	39	ktonne	39	18	5 905	17,7
TOTAL AGREGE	3 356			1 750	324	97	235

3.3 Analyse des investissements, des besoins de financement et des contraintes

3.3.1 Besoins sectoriels

Industrie

Typologie des entreprises

Il n'y a pas de définition formelle des Industries Grosses consommatrices d'énergie (IGCE) en Tunisie, mais les entreprises industrielles dont la consommation d'énergie primaire est supérieure à 1.000 tep sont assujetties à un audit énergétique tous les 5 ans.

Actuellement, 230 entreprises sont référencées comme assujetties à l'audit énergétique, dont une vingtaine d'entreprises publiques. Environ 30% de ces entreprises consomment plus de 5.000 tep primaires par an, représentant autour de 60% de la demande primaire d'énergie de tout le secteur industriel.

Le niveau de consommation reflète assez bien l'importance de ces établissements, qui sont généralement des entreprises leaders dans leurs secteurs respectifs. Les principales unités cimentières et autres entreprises du secteur du bâtiment ; comme les briqueteries, les unités de production de céramique, y sont fortement représentées. On y dénombre également les principales industries chimiques, papeteries, et industries agroalimentaires.*

Les établissements industriels assujettis comportent des formes assez diverses, mais on dénombre beaucoup de PME de structure familiale, à côté de SA et aussi de filiales de groupes étrangers, comme les cimenteries.

Pour les entreprises les plus énergétivores, comme celles des matériaux de construction, l'énergie peut représenter 20 à 40% des charges d'exploitation. Pour les autres, l'énergie pèse dans les 5 à 10% des charges d'exploitation.

Typologie des besoins de financement

❖ *Audits et contrats-programmes*

En général, les actions d'efficacité énergétique sont identifiées dans le cadre classique des audits énergétiques.

Des initiatives ponctuelles de l'UEEI⁹ consistent aussi à identifier des actions « génériques », qui sont des actions répétitives dans les principales branches industrielles (exemple : dans les briqueteries : réfection des fours, réfection des séchoirs, récupération d'air chaud, etc.). La constitution de « menus » d'actions génériques par branche, a permis d'aller directement aux gisements d'économie d'énergie, sans nécessairement attendre la réalisation des audits. Les choix définitifs des actions dans les menus, opérés par les établissements industriels, font

⁹ Unité d'Efficacité Energétique dans l'Industrie : Département de l'ANME, dédié à l'efficacité énergétique dans l'industrie.

ensuite l'objet de contrats-programmes, déclenchant le processus de mobilisation des primes du Fonds National de Maîtrise de l'Energie. Cette démarche a été largement plébiscitée, dans la mesure où elle a permis de simplifier le processus, et surtout de monter très vite les contrats-programmes.

Les 93 contrats-programmes signés entre 2005 et 2006 auront mobilisé autour de 36 millions de DT d'investissement.

Il serait évidemment intéressant d'explorer de manière plus fine les types et caractéristiques des actions contenues dans les contrats-programmes, dont le nombre varie de 4 à 7 par contrat-programme. Certes, ces informations sont disponibles au niveau de l'UEEI de l'ANME, mais un tel travail nécessiterait un effort important de compilation, dans la mesure où il s'agirait d'examiner presque 500 actions différentes.

Ce qui est cependant certain, c'est que dans la majorité des cas, les industriels optent plutôt pour des actions s'amortissant en moins de 3 ans, voire encore moins. De telles actions présentent l'avantage d'être relativement peu coûteuses et de s'amortir rapidement, ce qui permet d'éviter quelque peu la principale contrainte liée à la mobilisation des financements pour de telles actions.

Ainsi, le temps de retour brut (TRB) moyen des 18 contrats-programmes signés en 2005 a été de 2 ans, pour un investissement moyen de l'ordre de 650.000 DT par contrat-programme ; soit un investissement global mobilisé de l'ordre de 11 MDT.

Pour les 75 contrats programmes signés en 2006, le TRB moyen a été de 1,8 an, pour un investissement moyen de l'ordre de 325.000 DT par contrat-programme ; soit un investissement global mobilisé (ou en cours de mobilisation) de l'ordre de 25 MDT.

En tout état de cause, les actions identifiées soit dans les contrats-programmes, soit dans les menus d'actions génériques, ont généralement des temps de retour toujours inférieurs à 5 ans, puisque la prime de 20% du FNME n'est pas accordée aux investissements dont les temps de retour sont supérieurs à 5 ans.

Il est intéressant de noter que les industries très grosses consommatrices d'énergie, comme les cimenteries qui consomment souvent plus de 100.000 tep primaires par an, consentent volontiers des temps de retour sur investissement supérieurs à 3 ans, dans la mesure où ces investissements leur apportent aussi des économies de matières et donc des gains de rentabilité importants, qui contribuent aussi indirectement à l'efficacité énergétique. A titre illustratif, les 6 contrats-programmes, tous signés par des IGCE, en 2004, avaient un temps de retour moyen supérieur à 4 ans.

Il est probable que la démarche économiquement saine de sélectionner les actions à faible temps de retour, qui est largement suscitée par les obstacles de financement, laisse inaccessible une partie des gisements d'économie d'énergie. Mais il n'est pas possible d'évaluer de tels gisements à ce stade, et en tout cas cela nécessiterait des mécanismes de financement encore plus attractifs, et on changerait très probablement d'échelle au niveau des besoins des volumes de financement requis.

A ce stade, on peut supposer une typologie des investissements similaire à celle constatée en 2005 et 2006, qui pourrait finalement être assez représentative du contexte tunisien.

Pour les 93 contrats-programmes signés entre 2005 et 2006, le volume total de financement requis a été de l'ordre de 20 millions €; soit une moyenne de 218 000 € par contrat-programme. Rappelons que ces 93 contrats-programmes regroupent 11 contrats-programmes portant sur la substitution du fuel par le gaz naturel (connexion in-situ et conversion des équipements), qui bénéficient également d'une prime de 20% du FNME, plafonnée à 400.000 DT. Notons cependant que les investissements relatifs aux contrats-programmes substitution sont du même ordre de grandeur que les contrats-programmes d'efficacité énergétique.

Le tableau suivant reprend les données se rapportant à ces contrats-programmes, en les classant par niveau d'investissement :

On notera que les 4/5^{ème} des contrats-programmes coûteront plus de 50.000 € et mobiliseront 97 % des investissements requis.

En outre, environ le 1/3 des contrats-programmes coûtera plus de 250.000 € mobilisant les 2/3 des investissements requis.

Tableau 3.3.1. Investissements dans les contrats-programmes

Niveau d'investissement dans les contrats-programmes	Nombre de contrats-programmes	Investissement total (1000 €)	Investissement moyen (1000 €)
Moins de 50 000 €	20	629 351 €	31 468 €
50 000-100 000 €	17	1 153 041 €	67 826 €
100 000-250 000 €	28	4 677 782 €	167 064 €
250 000-500,000 €	15	5 461 829 €	364 122 €
500 000-750,000 €	13	8 365 434 €	643 495 €
TOTAL	93	20 287 437 €	218 144 €

En se basant sur les données des années 2005 et 2006, et en supposant un prolongement des mêmes tendances d'investissement, les 60 contrats-programmes projetés annuellement sur la période du 11^{ème} Plan (2007-2011) nécessiteraient la mobilisation de 23 MDT/an ; soit 13 millions d'€ annuellement. Les contrats-programmes conclus en 2005 et 2006 reflètent donc assez bien les ordres de grandeur des projections du 11^{ème} Plan, qui tablent sur un volume annuel des investissements de l'ordre de 21 MDT/an.

❖ *Cogénération*

Depuis juin 2005, le Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des PME (MIEPME) a mis en place une Task-Force cogénération destinée à promouvoir cette technologie, en apportant des modifications aux textes, en identifiant des entreprises disposées à installer des cogénérateurs, et en appuyant l'élaboration des études de faisabilité.

Le travail initial d'identification des projets cogénération par la task-force, qui a duré plus d'un an, devait placer le processus sur la bonne trajectoire, dans le but de concrétiser les objectifs du 11^{ème} Plan. En effet, 50 MW de cogénération devaient être opérationnels à l'horizon 2008, et au moins 100 MW à l'horizon 2011, d'après les projections du 11^{ème} Plan.

En quelques mois, la task-force cogénération a pu identifier un "portefeuille cogénération" comportant 25 entreprises souhaitant installer un cogénérateur, et totalisant un potentiel de 92 MWé. A ce titre, 25 études de préfaisabilité avaient pu être réalisées, permettant d'étudier les données et les caractéristiques des projets de cogénération.

En outre, dans le cadre de leur appui aux projets MDP, la task-force MDP et l'ANME avaient pu lancer le processus de montage de 4 Notes d'Information de Projets (NIP), couvrant 15 projets cogénération à partir du portefeuille, et totalisant 37 MW.

A ce jour, un seul cogénérateur est en cours d'installation (10 MW), et un autre est en cours de commande (2 MW). Quelques autres projets totalisant environ 6 MW sont encore dans les starting-blocks.

Malgré ces avancées « techniques » significatives réalisées par la Task-force cogénération, et l'inclusion de la cogénération dans la liste des projets éligibles à la prime de mise à niveau, donnant ainsi droit à une moyenne de 13% de subvention non plafonnée sur tous les investissements de cogénération, il semble peu probable d'atteindre les objectifs de mi-parcours du 11^{ème} Plan (50 MW opérationnels en 2008).

Plusieurs obstacles se dressent, encore, devant une telle technologie pour qu'elle puisse émerger :

- La révision des textes réglementaires, qui était une condition déterminante pour donner plus d'attractivité et surtout de visibilité aux promoteurs de projets de cogénération n'a pas encore abouti, et continue à achopper sur plusieurs éléments.
- Les coûts d'investissements dépassent les capacités de financement des opérateurs identifiés, et surtout se situent en dehors des priorités de leurs priorités.
- Les établissements concernés restent techniquement faiblement outillés en compétences et moyens humains pour intégrer la cogénération dans leur processus de production.

En supposant que tous les obstacles seront aplanis, d'après les études de préfaisabilité, la concrétisation des objectifs visés par le 11^{ème} Plan nécessiterait la mobilisation d'environ **130 MDT** d'investissements ; soit autour de **75 millions d'€**. Ce montant, qui est basé sur les estimations des études de faisabilité, est déjà 10% supérieur aux projections du 11^{ème} Plan (118 MDT), mais il devrait probablement être encore majoré pour tenir compte de la hausse des prix de la technologie.

❖ *Petits parcs éoliens pour l'autoproduction d'électricité*

Les projets éoliens en autoproduction n'avaient pas été inclus dans les projections du 11^{ème} Plan, mais plusieurs initiatives MDP éoliennes, appuyées par l'ANME, sont intervenues bien après la publication des données du 11^{ème} Plan.

Dans l'immédiat, 7 projets, totalisant 49 MW, ont été identifiés par les établissements industriels gros consommateurs d'énergie, mais l'absence de mécanismes de financement et de prix de reprise du kWh attractifs, il n'est pas certain que ces projets puissent être réalisés en totalité.

D'après des estimations préliminaires, de tels projets nécessiteront la mobilisation de financements de l'ordre de 83 MDT ; soit 47 millions d'€

Schéma de financement des programmes d'efficacité énergétique dans l'industrie

❖ *Proposition de schéma de financement*

En général, les industriels ont une approche assez différenciée selon les volumes d'investissement requis. Toutefois, le recours au crédit est quasiment systématique, avec des apports en autofinancement dégressifs à mesure que l'on se situe dans des paliers supérieurs d'investissement.

Le tableau suivant présente une proposition de schéma de financement, qui semble être le plus réaliste, compte tenu du contexte tunisien. Ce schéma comporte cinq principales sources de financement :

- Les primes du FODEC (20% de prime sur les autofinancements, et 10% de prime sur les montants d'investissement obtenus à partir de crédits) pourront être mobilisées pour les projets cogénération et éolien,¹⁰ mais la proportion de la prime dépendra de la proportion d'autofinancement mobilisé, dans le total de l'investissement. Les chiffres estimés dans le tableau suivants correspondent donc aux proportions d'autofinancement indiquées.
- Les primes du FNME de 20% seront servies aux projets d'efficacité énergétique. En raison des règles de plafonnement, il est estimé que la contribution du FNME ne dépassera pas la moyenne de 15%.
- Le fonds d'investissement contribuera pour des volumes de financement progressifs, en fonction des volumes de financement et de la surface financière des entreprises concernées ; soit 10% pour les contrats-programmes d'efficacité énergétique, 20% pour la cogénération, et 30% pour l'éolien. Mais des proportions différentes pourraient éventuellement être envisagées.
- Comme mentionné ci-dessus, l'autofinancement sera dégressif en fonction des volumes de financement requis ; soit 20% pour les contrats-programmes d'efficacité énergétique, 15% pour la cogénération, et 10% pour l'éolien.
- Le reste du financement, pour chaque composante, sera mobilisé via des lignes de financement à établir.

En outre, étant donné que les primes du FODEC et du FNME ne sont servies que sur présentation des factures d'acquisition/installation, il pourrait être nécessaire d'établir un fonds Mezzanine, pouvant prendre se charger d'avancer les montants en question, afin que les établissements puissent compter effectivement dessus, dans le schéma de financement.

Par ailleurs, s'agissant des projets de cogénération et d'éoliennes, il serait possible de monter des projets MDP, lesquels pourraient générer des revenus susceptibles d'être éventuellement intégrés dans les schémas de financement, notamment lors du montage des lignes de financement.¹¹

¹⁰ A ce stade, il n'est pas encore certain que les projets éoliens seraient éligibles au FODEC.

¹¹ En particulier, certains acheteurs de carbone pourraient octroyer des avances sur les CERs, ce qui réduirait d'autant les besoins de financement initiaux. En outre, les revenus des CERs pourraient cédés aux fournisseurs de ligne de financement, et en contrepartie être recyclés sous forme de bonification des taux d'intérêt.

Tableau 3.3.2. Schéma proposé pour le financement de l'EE et des ER dans l'industrie en Tunisie (%)

Schéma de financement (%)	Prime FODEC/FNME	Autofinancement	Fonds d'investissement	Lignes de financement bancaires
Contrats-programmes d'efficacité énergétique	15,0%	20%	10%	55%
Cogénération	11,5%	15%	20%	54%
Eolien	11,0%	10%	30%	49%

En se basant sur ce schéma de financement, les volumes de financement requis, par source de financement, en se référant aux estimations du 11^{ème} Plan (cf. section 3.2), s'établissent comme suit pour l'industrie :

Tableau 3.3.3. Répartition des financements de l'EE et des ER dans l'industrie en Tunisie par source de financement Période 2007-2011

Projets	Investissement total requis (MDT)	Prime FODEC/FNME (MDT)	Autofinancement (MDT)	Fonds d'investissement (MDT)	Lignes de financement bancaires (MDT)
Contrats-programmes d'efficacité énergétique	104,6	16	21	10	58
Cogénération	118,5	14	18	24	63
Eolien	83	9	8	25	41
TOTAL	306	38	47	59	162
Répartition moyenne (%)		13%	15%	19%	53%
<i>Moyenne annuelle (MDT)</i>	61	8	9	12	32
<i>Moyenne annuelle (M€)</i>	35	4	5	7	18

Globalement, sur les 306 MDT requis, plus de la moitié seraient à mobiliser par des lignes de financement ; soit 162 MDT au total, représentant une moyenne annuelle de 32 MDT. Ceci équivaut à environ 90 M€ de lignes de financement à mobiliser en 5 ans ; d'où une moyenne annuelle de 18 M€

En outre, 59 MDT seraient à mobiliser sous forme de Fonds d'investissement en 5 ans, soit environ 34 M€. Annuellement cela ferait 12 MDT de financements à mobiliser en moyenne via des fonds d'investissement ; soit autour de 7 M€/an.

Le reste des financements, soit 38 MDT et 47 MDT sur 5 ans, seront mobilisables respectivement via les primes FODEC/FNME et les autofinancements ; représentant respectivement 8 et 10 MDT de montants annuels moyens.

Tertiaire

Typologie des entreprises :

Le plus gros potentiel d'efficacité énergétique dans le secteur tertiaire concerne les établissements hôteliers et hospitaliers, ainsi que les bâtiments administratifs. On peut y ajouter les stations de traitement des eaux usées, dont les consommations d'énergie atteignent souvent plusieurs centaines de tep primaires, et certaines peuvent dépasser les 500 tep par an.

En outre, le 11^{ème} Plan prévoit une dizaine de consultations préalables annuellement. Les consultations préalables représentent des sortes d'audits énergétiques « sur plan », que les

promoteurs de bâtiments transmettent à l'ANME pour avis. Ces consultations préalables concernent particulièrement les mesures d'isolation thermique.

A ce jour, plus de 80 établissements tertiaires sont référencés comme assujettis à l'audit énergétique, dont une forte proportion d'hôtels (90%) et d'hôpitaux/cliniques (7-8%).

Pour avoir une meilleure appréciation des potentiels, on peut y ajouter une vingtaine d'établissements comportant des bâtiments administratifs (publics ou privés), stations de traitement des eaux usées, centres sportifs, etc., pas nécessairement assujettis aux audits énergétiques, mais comportant un potentiel intéressant d'économie d'énergie.

Globalement, la consommation moyenne d'énergie de tels établissements serait de l'ordre de 700 tep primaires par an.

Typologie des besoins de financement

❖ *Audits et contrats-programmes*

En général, les actions d'efficacité énergétique sont identifiées dans le cadre classique des audits énergétiques, ou de consultations préalables au montage de projets (ex. construction d'un hôtel, ou d'un bâtiment d'habitation ou tertiaire). Il s'agit principalement d'actions techniques comme la gestion de l'énergie (compteurs divisionnaires), l'amélioration du fonctionnement des équipements de chauffage, la production et la distribution de l'eau chaude sanitaire, l'éclairage, la Gestion Technique Centralisée (GTC), le fonctionnement des équipements de climatisation, etc.

Si l'on se réfère aux 18 contrats-programmes signés en 2004 et 2005, ils auront mobilisé en moyenne 70.000 DT d'investissement par contrat-programme ; soit l'équivalent de 40.000 € par contrat-programme. C'est cet ordre de grandeur qui aura été adopté pour les projections du 11^{ème} Plan.

Les temps de retour oscillent entre 4 et 5 ans, avec une moyenne de l'ordre de 4,5 ans par contrat-programme. Ainsi, les 25 contrats-programmes projetés annuellement sur la période du 11^{ème} Plan (2007-2011) nécessiteraient la mobilisation de 1,8 MDT/an ; soit autour de 1 millions d'€ annuellement.

❖ *Cogénération*

En supposant que tous les obstacles, notamment d'ordre réglementaire, soient aplanis, on pourrait envisager un objectif de 10 MW de cogénération dans le secteur tertiaire, pouvant être installés sur la période 2009-2011, dans 20 établissements tertiaires ; à raison de 0,5 MW par établissement. Un tel objectif nécessiterait la mobilisation d'environ **12 MDT** d'investissements ; soit autour de **7 millions d'€**

Schéma de financement des programmes d'efficacité énergétique dans l'industrie

❖ *Proposition de schéma de financement*

En général, le recours au crédit est quasiment systématique, avec des apports en autofinancement dégressifs à mesure que l'on se situe dans des paliers supérieurs d'investissement.

Le tableau suivant présente une proposition de schéma de financement qui semble être le plus réaliste, compte tenu du contexte tunisien. Ce schéma comporte cinq principales sources de financement :

- Les primes du FNME de 20% seront servies aux projets d'efficacité énergétique et au solaire.
- Le fonds d'investissement contribuera pour des niveaux de financement progressifs, en fonction des volumes d'investissement et de la surface financière des entreprises concernées ; soit 10% pour les contrats-programmes d'efficacité énergétique, 20% pour la cogénération, et 30% pour le chauffage solaire de l'eau. Mais des proportions différentes pourraient éventuellement être envisagées.
- Comme mentionné ci-dessus, l'autofinancement sera dégressif en fonction des volumes de financement requis ; soit 20% pour les contrats-programmes d'efficacité énergétique, et 15% pour les projets de cogénération et de chauffage solaire de l'eau.
- Le reste du financement, pour chaque composante, sera mobilisé via des lignes de financement à établir.

En outre, étant donné que les primes du FNME ne sont servies que sur présentation des factures d'acquisition/installation, il pourrait être nécessaire d'établir un fonds Mezzanine, pouvant se charger d'avancer les montants en question, afin que les établissements puissent compter effectivement dessus, dans le schéma de financement.

Tableau 3.3.4. Schéma proposé pour le financement de l'EE et des ER dans le tertiaire en Tunisie (%)

Schéma de financement (%)	Prime FNME	Autofinancement	Fonds d'investissement	Lignes de financement bancaires
Contrats-programmes d'efficacité énergétique	20%	20%	10%	50%
Cogénération	0,0%	15%	20%	65%
Chauffage-solaire de l'eau	20%	15%	30%	35%

En se basant sur ce schéma de financement, les volumes de financement requis, par source de financement, en se référant aux estimations du 11^{ème} Plan, s'établissent comme suit pour le tertiaire :

**Tableau 3.3.5. Répartition des financements de l'EE et des ER dans le tertiaire en Tunisie par source de financement
Période 2007-2011**

Projets	Investissement total requis (MDT)	Prime FNME (MDT)	Autofinancement (MDT)	Fonds d'investissement (MDT)	Lignes de financement bancaires (MDT)
Contrats-programmes d'efficacité énergétique	9,0	1,8	1,8	0,9	4,5
Cogénération	11,8		1,8	2,4	7,7
Chauffage-solaire de l'eau	30,5	6,1	4,6	9,2	10,7
TOTAL	51,4	7,9	8,2	12,4	22,9
Répartition moyenne (%)		15%	16%	24%	45%
<i>Moyenne annuelle (MDT)</i>	10,3	1,6	1,6	2,5	4,6
<i>Moyenne annuelle (M€)</i>	5,9	0,9	0,9	1,4	2,6

Globalement, sur les 50 MDT requis, 45% seraient à mobiliser par des lignes de financement ; soit 23 MDT au total, représentant une moyenne de 4,6 MDT par an. Ceci équivaut à environ 13 M€ de lignes de financement à mobiliser en 5 ans ; d'où une moyenne annuelle de 2,6 M€

En outre, 12 MDT seraient à mobiliser sous forme de Fonds d'investissement en 5 ans, soit environ 7 M€. Annuellement cela ferait 2,5 MDT de financements à mobiliser en moyenne via des fonds d'investissement ; soit autour de 1,4 M€/an.

Le reste des financements, soit 16 MDT sur 5 ans, seront mobilisables respectivement via les primes FNME (8 MDT) et les autofinancements (8 MDT) ; soit 1,6 MDT annuellement pour chacune de ces sources de financement.

Municipalités

Les Municipalités peuvent contribuer à l'effort d'efficacité énergétique à travers deux principaux types d'actions :

- Amélioration de l'efficacité de l'éclairage urbain (lampes à sodium, variateurs de tension).
- Actions d'efficacité énergétique dans les bâtiments appartenant aux communes (LBC, isolation, climatisation, chauffage).

Deux types d'actions peuvent également être lancées dans le domaine du renouvelable :

- Solaire thermique dans les centres sportifs notamment.
- Génération électrique sur les sites des décharges.

Les Municipalités sont financées à travers les budgets alloués aux collectivités locales, via le Ministère de l'intérieur. Pour toutes les actions d'investissement, les Communes passent par la Caisse des Prêts et de Soutien aux Collectivités Locales (CPSCL), qui fait office de banque.

L'acquisition des lampes SHP a été rendue obligatoire depuis 2005 par circulaire, ainsi que les variateurs de tension pour tous les nouveaux réseaux d'éclairage urbains.

En outre, la CPSCL a lancé une ligne de crédit pour un projet d'envergure, consistant à généraliser les variateurs de tension sur tout le réseau d'éclairage public tunisien. Pour les Communes, les schémas de financement sont donc totalement bouclés par la CPSCL, laquelle a la possibilité de faire appel à des lignes de financement ; comme celle relative aux projets variateurs de tension.

S'agissant de la gestion des décharges, bien que celles-ci appartiennent aux communes, elles sont plutôt gérées par l'Agence Nationale de Gestion des Déchets (ANGed) : laquelle les attribue à des opérateurs privés par appel d'offres.

Les besoins d'investissement estimés en générateurs électriques sur les sites des décharges, ne dépassent pas les 10 MDT, d'après le 11^{ème} Plan, mais ils pourraient atteindre les 20 MDT si le potentiel estimé (20 MW) est concrétisé. A ce stade, aucune initiative technique n'a été encore lancée pour concrétiser de tels projets.

Les modes de financement dépendraient de l'approche de concession des systèmes de génération électrique sur les sites des décharges, qui serait adoptée. S'il s'agit de l'ANGeD ou des Communes, elles pourraient avoir recours à des lignes de financement ; ces dernières passant nécessairement par la CPSCL. Si les projets de génération électrique sont concédés au privé, ceux-ci devraient mobiliser eux-mêmes les financements.

Notons que ces projets feraient certainement l'objet d'applications MDP.

Besoins d'investissements éoliens

La Tunisie s'est lancée dans la production d'électricité éolienne depuis 2000. Elle dispose aujourd'hui d'un parc éolien d'une capacité de 19 MW, situé dans le Nord-Est sur le site de Sidi-Daoud, détenu à la STEG, la compagnie électrique. La STEG compte développer sur le même site, une capacité supplémentaire de 34 MW, qui entrera en opération vers 2008-2009.

La STEG a également programmé la réalisation d'un champ éolien de 120 MW, dans la région de Bizerte, dans l'extrême Nord de la Tunisie. Ce champ devrait entrer en production vers 2010-2011.

L'optique tunisienne actuelle est donc de confier le développement de l'éolien pour la production d'électricité, pour le réseau, exclusivement à la STEG. Cependant, il n'est pas exclu que surviennent des décisions d'ouverture vers le secteur privé, dans la mesure où la Tunisie dispose d'un potentiel éolien non négligeable. En attendant, il faut s'en tenir aujourd'hui à la version officielle de développement de l'éolien, pour le réseau, uniquement par le biais de la STEG, pendant le 11^{ème} Plan (2007-2011), et pour une capacité de 154 MW. D'après le 11^{ème} Plan, un tel programme coûterait 201,5 MDT ; soit 115 M€ Ce montant devrait probablement être relevé, à la faveur du renchérissement de la technologie éolienne. La recherche de financements avantageux est bien engagée aujourd'hui pour les 34 MW. La STEG est actuellement à la recherche de financements pour la mise en place de la deuxième tranche de 120 MW. Elle a, à ce titre, lancé un appel d'offres pour la construction de cette centrale.

Les deux projets feront l'objet d'applications MDP, et devraient apporter des revenus supplémentaires, pour des réductions de GES de l'ordre de 90.000-100.000 téCO2 annuellement.

Comme on peut le constater, l'énergie éolienne est encore à ses premiers balbutiements en Tunisie, et les projets programmés sont sans commune mesure avec ce qui est affiché par le Maroc ou l'Égypte, par exemple, et en tout cas très en deçà du potentiel éolien tunisien.

En outre, sept unités industrielles grosses consommatrices d'énergie ont initié, dans le cadre d'un programme de développement de projets MDP, appuyé par l'ANME, des études préliminaires sur la faisabilité de la production d'électricité éolienne, pour leurs propres besoins (autoconsommation). L'ensemble de ces projets totalise une capacité d'environ 50 MW ; pour un investissement total estimé à 83 MDT ; soit 47 M€

Ces projets devraient apporter des revenus supplémentaires, pour des réductions de GES de l'ordre de 30.000-35.000 téCO2 annuellement.

A ce stade, il est difficile de faire des projections sur les chances de réalisation de ces projets, dans la mesure où les conditions d'accès au réseau électrique (réglementaires et tarifaires) ne sont pas encore connues, pour la technologie éolienne, détenue par les auto-producteurs. Les mêmes incertitudes persistent également pour les modes de financement. Cependant, il est possible de faire les hypothèses suivantes sur la manière dont les porteurs de projets envisageraient le financement de leurs projets éoliens.

**Tableau 3.3.6. Répartition des financements éolien en Tunisie par source de financement
Période 2007-2011**

Projets	Investissement total requis (MDT)	Prime FODEC/FNME (MDT)	Autofinancement (MDT)	Fonds d'investissement (MDT)	Lignes de financement bancaires (MDT)
Eolien réseau - STEG	201,5	0	0	0	201,5
Eolien	83,3	9,2	8,3	25,0	40,8
TOTAL	284,8	9,2	8,3	25,0	242,3
Répartition moyenne (%)		3%	3%	9%	85%
<i>Moyenne annuelle (MDT)</i>	57,0	1,8	1,7	5,0	48,5
<i>Moyenne annuelle (M€)</i>	32,5	1,0	1,0	2,9	27,7

Solaire thermique

Bien que le chauffe-eau solaire soit apparu sur le marché tunisien depuis le début des années 80, sa part de marché était, pendant longtemps, restée insignifiante, jusqu'à l'avènement du projet appuyé par le Fonds de l'Environnement Mondial (GEF) et par le Royaume de Belgique.

Le marché des chauffe-eau solaires a décollé en 1997, suite à l'octroi d'une subvention de 35% sur le prix d'achat du chauffe-eau solaire, dans le cadre de ce projet du GEF. Malgré cette reprise fulgurante du marché, le parc installé en 2000 atteignait à peine les 50.000 m²; soit autour de 5 m² par 1000 d'habitants.

L'épuisement de ce don, en début 2002, a marqué l'arrêt de la progression du marché, qui a enregistré un déclin notable; passant de 17.000 m² en 2001, à 7.000 m² en 2004, en l'absence de "stratégie de retrait" et en raison de la brutalité de l'arrêt de la subvention, alliées à des prix de l'énergie assez bas sur la période 2002-2003, prouvant qu'un soutien significatif, notamment au niveau du financement des installations solaires, était encore nécessaire pour garantir la pérennité du marché.

Le programme PROSOL résidentiel, lancé à l'initiative du Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Petites et Moyennes Entreprises, de l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie, avec l'appui du programme MEDREP du PNUE, est venu à point nommé pour relancer le marché sur des bases plus solides. PROSOL résidentiel a bénéficié d'une série d'appuis institutionnels et financiers, originaux, servant d'effets de levier pour le développement du marché. Ces appuis s'articulent autour de trois composantes essentielles :

- Un mécanisme de crédit aux acheteurs,¹² sur les acquisitions de CES, octroyé sur une durée de 5 ans, le recouvrement étant assuré à travers la facture de la STEG.
- Une subvention sur chaque achat de CES, servie par l'Etat tunisien,¹³ avec un complément du Fonds MEDREC.

¹² 950 DT pour les CES de 300 litres (4 m²) et 750 DT pour les CES de 200 litres (2 m²).

¹³ Au total, la subvention atteint 400 DT pour les CES de 300 litres et 200 DT pour les CES de 200 litres.

- Une bonification des taux d'intérêt de ces crédits, pour l'année 2005, par l'intermédiaire du fonds MEDREP.¹⁴

Grâce à PROSOL, et en l'espace de quelques mois, le marché du chauffe-eau solaire s'est emballé; et a atteint le chiffre record de 23.000 m² commercialisés sur la période avril-décembre 2005; soit, en seulement 9 mois, 35% de plus que la meilleure année GEF. L'envolée du marché s'est prolongée l'année suivante, avec autour de 35.000 m² commercialisés en 2006.

Indéniablement, le recouvrement des crédits à travers la facture STEG aura été le facteur déterminant de relance du marché. En effet, l'implication de la STEG a permis de sécuriser totalement l'opération de crédit, ce qui a facilité l'adhésion du système bancaire, étant donné la confiance des banques vis-à-vis de la STEG en tant "qu'intermédiaire" de recouvrement. De plus, l'apport du PNUE-MEDREP et l'implication de la STEG auront permis de faire accepter aux banques, l'application d'un taux d'intérêt assez faible (7%), du fait de la quasi absence de risques inhérents à cette opération.¹⁵ La bonification de 7% du PNUE-MEDREP aura, enfin, donné l'effet de levier ultime pour le développement du marché solaire en Tunisie.

L'autre aspect fondamental de ce programme, est d'avoir aussi impliqué les opérateurs bancaires, qui n'avaient pas joué un rôle significatif, jusqu'à présent, pour soutenir le marché des CES, et dont l'implication dans le programme PROSOL devrait contribuer à assurer l'autonomie et la durabilité de ce marché.

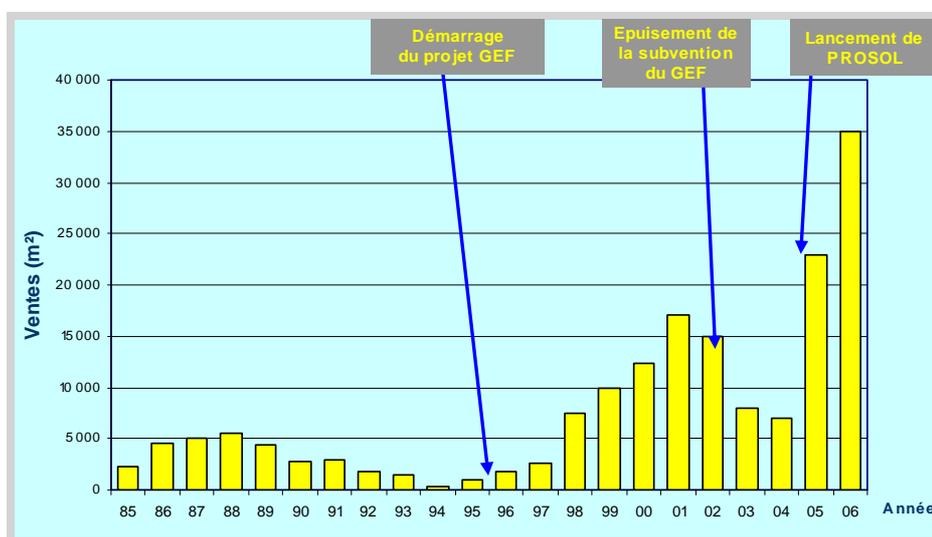


Figure 3.3.7. Evolution du marché du CES en Tunisie sur la période 1985-2004

¹⁴ Bonification de la totalité du taux d'intérêt du crédit, faisant passer ce taux de 7% à 0%.

¹⁵ Avec un taux d'intérêt moyen de l'ordre de 12 à 13%, l'option crédit à la consommation aurait restreint le marché du fait du nombre limités de consommateurs bancarisés et ayant la capacité de remboursement exigée, et alourdi la facture pour les acquéreurs de chauffe-eau solaires.

La décision de l'Etat de passer à un 2^{ème} changement d'échelle ne pouvait pas être concrétisée dans l'état actuel de PROSOL. Ceci a poussé l'Etat à prolonger PROSOL, qui devient PROSOL II – Résidentiel, et qui propose des modalités de crédit légèrement différentes, contournant la problématique d'endettement des fournisseurs de chauffe-eau solaires. Dorénavant PROSOL II adopte une approche directe banques-acheteurs finaux, tout en profitant du rôle de la STEG en tant qu'organisme de recouvrement ; et dont l'implication sécurise les crédits bancaires octroyés et contribue à baisser les taux d'intérêt des crédits (TMM+1).

En outre, toujours dans une optique de changement d'échelle, l'ANME va lancer incessamment, avec l'appui du programme de MEDREP-PNUE, le programme PROSOL Tertiaire. A côté de la prime de 20% à l'investissement provenant du FNME, le mécanisme se propose d'octroyer :

- Une surprime à l'investissement de 10%, provenant du PNUE-MEDREP ;
- Une prime de presque 40% à 90% des coûts d'entretien/maintenance des systèmes solaires, provenant du PNUE-MEDREP pendant 4 ans. Le montage d'un projet MDP permettra, à son tour, de générer des revenus à même de prendre le relais à la prime PNUE-MEDREP ; et couvrant donc 40% des coûts annuels d'entretien/maintenance.
- Une bonification des taux d'intérêt de 2%, sur les crédits contractés par les établissements tertiaires pour l'acquisition de systèmes de chauffage solaire de l'eau.

Les projections du 11^{ème} Plan tablent sur des ventes cumulées atteignant les 540.000 m² sur la période 2007-2011 ; ce qui donnerait un parc installé dépassant les 700.000 m² à fin 2011.

Avec PROSOL II – Résidentiel, et PROSOL Tertiaire, le soutien au marché solaire thermique, nécessaire pour « corriger » les distorsions des prix de l'énergie, devrait pouvoir entraîner un véritable changement d'échelle du marché.

On devrait même y adjoindre un PROSOL Industrie, laquelle recèle apparemment d'un potentiel non négligeable, surtout dans l'agroalimentaire. PROSOL Industrie n'a cependant pas encore été identifié en tant que tel, et à ce stade il existe seulement quelques réflexions préliminaires à son sujet.

Même si les établissements bancaires semblent disposer de ressources financières suffisantes pour soutenir les instruments de promotion mis en place, et l'exemple de PROSOL Résidentiel II le prouve, avec un taux d'intérêt de TMM+1, rien n'indique que de tels efforts de la part du réseau bancaire se prolongeraient sur longue période. L'obstacle qui pourrait se révéler dissuasif aujourd'hui pour les acheteurs et donc affecter le marché serait le coût des crédits. Pour contourner cette contrainte, il serait important de mettre en place des lignes de financement extérieures à des conditions concessionnelles, permettant de baisser le coût des crédits.

Par ailleurs, l'intégration des installations de chauffage solaire de l'eau dans les projets de construction développés par la promotion immobilière devrait être promue via des systèmes incitatifs.

Enfin, l'obligation d'équipements en CES dans les établissements publics devra être appliquée de manière encore plus stricte, et on devrait même envisager l'application d'une telle obligation dans le résidentiel progressivement à partir de 2010.

S'agissant de PROSOL Résidentiel II, il est actuellement en opération, et le PDD pour le MDP est actuellement en cours de préparation. PROSOL Tertiaire va être lancé incessamment (juillet 2007), et une application MDP est également en cours de préparation.

Enfin, l'identification formelle de PROSOL Industrie pourrait intervenir durant les mois qui viennent, dans la mesure où un intervenant dans le domaine du renouvelable en Tunisie ou bailleur de fonds s'intéresserait au montage d'un tel projet.

Il est possible de faire les hypothèses suivantes sur la manière dont les porteurs de projets envisageraient le financement de leurs projets éoliens.

Tableau 3.3.8. Schéma proposé pour le financement du solaire thermique en Tunisie (%)

Schéma de financement (%)	FNME	SURPRIME (PNUE)	Autofinancement	Fonds d'investissement	Lignes de financement/réseau bancaire classique
PROSOL Résidentiel II	20%		10%		70%
PROSOL Tertiaire	20%	2,6%	10%	10%	57%
PROSOL Industrie	20%		10%	10%	60%

En se basant sur ce schéma de financement, les volumes de financement requis, par source de financement, s'établiraient comme suit pour le CES :

**Tableau 3.3.9. Répartition des financements du chauffage solaire de l'eau en Tunisie par source de financement
Période 2007-2011**

Projets	Investissement total requis (MDT)	FNME (MDT)	SURPRIME (PNUE)	Autofinancement (MDT)	Fonds d'investissement (MDT)	Lignes de financement bancaires (MDT)
PROSOL Résidentiel II	201,5	40,3		20,2	0	141,1
PROSOL Tertiaire	30,5	6,1	0,8	3,1	3,1	17,5
PROSOL Industrie	150,0	30,0		15,0	15,0	90,0
TOTAL	382,0	76,4	0,8	38,2	18,1	248,6
Répartition moyenne (%)		20%	0%	10%	5%	65%
<i>Moyenne annuelle (MDT)</i>	76,4	15,3	0,2	7,6	3,6	49,7
<i>Moyenne annuelle (M€)</i>	43,7	8,7	0,1	4,4	2,1	28,4

Sur les 382 MDT requis en 5 ans, 76 MDT, seraient fournis par le FNME, et 38 MDT par autofinancement ; soit respectivement 15,3 MDT et 7,6 MDT annuellement pour chacune de ces sources de financement.

En outre, 65% des 382 MDT requis seraient à mobiliser par des lignes de financement (ou le réseau bancaire classique) ; soit 250 MDT au total, représentant une moyenne de 40 MDT par an. Ceci équivaut à environ 140 M€ en 5 ans ; d'où une moyenne annuelle de 28 M€

Enfin, 18 MDT seraient à mobiliser sous forme de Fonds d'investissement en 5 ans, soit environ 10 M€ Annuellement cela ferait 3,6 MDT de financements à mobiliser en moyenne via des fonds d'investissement ; soit autour de 2,1 M€/an.

En ce qui concerne le PNUE, il contribuerait par une surprime de 10%, ciblant 16.000 des 61.000 m² devant être diffusés par PROSOL Tertiaire ; ce qui représente 0,8 MDT. Le PNUE contribuera également par une bonification des intérêts de 2% et une contribution aux coûts d'entretien/maintenance des équipements solaires tertiaires visant la même cible. Au total, le PNUE contribuerait pour 1,75 MDT (1 M€), mais seuls 0,8 MDT font réellement partie du schéma de financement de l'investissement, et ont donc été reportés sur le tableau précédent.

Hydroélectricité

La puissance hydroélectrique installée en Tunisie s'élève actuellement à 63 MW répartis sur 6 centrales, gérés en totalité par la STEG.

Compte tenu de ses caractéristiques hydrologiques, le facteur de charge des installations existantes est le plus souvent assez faible (12-15%), et n'atteint des valeurs significatives (25-30%) que lors des années pluviométriques exceptionnelles.

Par ailleurs, le gisement hydroélectrique additionnel mobilisable est limité, estimé à 8 MW. Dans la perspective d'une mobilisation de ce potentiel, ce serait la STEG qui serait chargée des investissements s'y rapportant.

3.3.2 Facilités de financement ; facteurs favorables et contraintes

Facteurs favorables

Le cadre réglementaire

La Tunisie a été un des premiers pays à avoir mis en place un cadre réglementaire incitatif pour la maîtrise de l'énergie, dès 1985. La Tunisie, a, dès le départ, basé sa politique de maîtrise de l'énergie, sur trois piliers essentiels :

- Un **cadre réglementaire**, basé sur une impressionnante batterie de mesures promouvant des pratiques moins énergivores et encourageant les énergies renouvelables.
- des **mesures incitatives d'ordre financier**, s'articulant autour de subventions aux audits énergétiques et aux investissements de maîtrise de l'énergie, d'une part, et de mesures fiscales ou de détaxation, d'autre part.
- Un **cadre institutionnel** dédié à l'efficacité énergétique, avec l'Agence de Maîtrise de l'énergie (AME) comme chef de file, devenue Agence Nationale des Energies Renouvelables (ANER) depuis 1998, puis rebaptisée Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie depuis 2004.

Sur le plan réglementaire, c'est le 31 décembre 1984, que référence fût faite, pour la première fois dans les textes, à l'utilisation rationnelle de l'énergie, avec la parution de la Loi de finances de l'année 1985, laquelle, dans son article 79, avait institué le Fonds spécial des hydrocarbures et de la maîtrise de l'Energie, alimenté sur la base d'une taxe sur les hydrocarbures. Ce Fonds n'a, cependant, pas eu le temps de faire ses preuves, puisqu'il fut supprimé en 1987, dans le cadre de la politique générale tunisienne d'élimination des fonds spéciaux.

Le Décret-loi n°85-8 relatif à la maîtrise de l'Energie, par lequel a été mis en place le cadre institutionnel idoine pour appuyer la politique tunisienne de maîtrise de l'énergie, par la création de l'Agence de Maîtrise de l'Energie (AME), a été le second pilier de la politique tunisienne d'efficacité énergétique.

Le même Décret avait également promulgué, à travers plusieurs actions, les premières dispositions réglementaires encourageant le développement de la maîtrise de l'énergie, et notamment les aides aux études préalables à l'investissement, les aides à l'expérimentation de procédés énergétiquement performants, les aides à la réalisation des audits, la suspension des droits de douane et de taxes diverses sur les équipements et produits économiseurs énergie importés, l'amortissement fiscal sur 4 ans des investissements concernés, le financement par

des crédits bonifiés par la BCT, comportant une réduction de 1 à 2 points par rapport au taux d'intérêt du marché monétaire, etc.

Depuis 1985, le schéma de promotion de la maîtrise de l'énergie a connu beaucoup de mutations, évoluant au gré des changements de contexte du secteur de l'énergie.

Depuis 2001, plusieurs événements déterminants sont venus marquer le paysage de la maîtrise de l'énergie en Tunisie. Ces événements sont venus replacer le processus d'utilisation rationnelle de l'énergie dans un cadre plus cohérent, et un sens plus conforme aux aspirations économiques de la Tunisie, et au contexte mondial du marché du pétrole.

Ainsi furent démarrés, en 2001, les travaux de la Commission Nationale de Maîtrise de l'énergie. Ses travaux ont débouché sur une batterie de propositions, dont 20 mesures prioritaires, ont été sanctionnées par des décisions présidentielles en mai 2001.

Depuis 2004, et à la faveur de l'amplification du déficit énergétique, les événements se sont accélérés. Ainsi, la nouvelle loi sur la maîtrise de l'énergie, a été promulguée en août 2004, ouvrant la voie à la publication de Décrets-lois spécifiques, fortement attendus puisque déclenchant des processus importants, en attente depuis plusieurs mois, telle que la certification énergétique des appareils électroménagers.

Le Décret n°2004-2144 du 2 septembre 2004, est venu actualiser les conditions d'assujettissement à l'audit énergétique, décrivant le contenu et la périodicité de l'audit, et désignant les catégories de projets consommateurs d'énergie assujettis à la consultation préalable ainsi que les modalités de son application. Les articles marquants de ce Décret concernent particulièrement la baisse du seuil de l'assujettissement à l'audit énergétique de 2000 tep à 1000 tep pour le secteur industrie ; et de 1000 tep à 500 tep pour le secteur des transports.¹⁶

Par ailleurs, un Système de Maîtrise de l'Energie (SME) ayant pour but l'appui à toutes les actions de maîtrise de l'énergie a été créé par la loi n° 2005-82 du 15 août 2005. Un tel système a constitué un signal de la part des pouvoirs publics de son engagement à appuyer la maîtrise de l'énergie d'une manière sûre et durable.

Les taux et les montants des primes relatives aux actions concernées par ce système ainsi que les conditions et les modalités de leur octroi son fixés par le décret n° 2005-2234 du 22 août 2005. Les principales composantes de ce système concernent le renforcement de l'efficacité énergétique dans les différents secteurs économiques notamment à travers les audits énergétiques et les contrats - programmes, le développement de l'utilisation du gaz naturel dans les secteurs de l'industrie et du résidentiel ainsi que la promotion de l'utilisation des chauffe-eau solaires dans le secteur résidentiel et des établissements privés.

Ainsi, les avantages accordés dans le domaine de l'efficacité énergétique ont été rendus beaucoup plus attractifs:

- Subvention de 50% du coût des audits énergétiques, avec un plafond de 20.000 dinars, à servir à l'issue des audits et de la signature des contrats-programmes.
- Subvention de 50% du coût global des projets de démonstration avec un plafond de 100.000 dinars.
- Subvention directe de 20%, aux actions d'Efficacité Energétique, avec un plafond de:
 - ✓ 100.000 dinars pour les établissements consommant moins de 4.000 tep par

¹⁶ Le seuil d'assujettissement du secteur tertiaire avait été maintenu à 500 tep.

- an.
- ✓ 200.000 dinars pour les établissements consommant entre 4.000 et 7.000 tep par an.
- ✓ 250.000 dinars pour les établissements consommant plus de 7.000 tep par an.
- Re conduite de l'exemption de la TVA pour les actions d'efficacité énergétique.
- Re conduite de l'avantage du paiement des droits de douane minimums à l'importation d'équipements, n'ayant pas de similaires fabriqués localement, à utiliser dans des actions d'efficacité énergétique.

D'autres textes fondamentaux sont également venus enrichir la panoplie réglementaire de la maîtrise de l'énergie en Tunisie depuis août 2005. Ainsi, l'Arrêté du 15 septembre 2005 est venu fixer les conditions d'exercice de la profession d'établissements de services énergétiques, et définir les éléments du dossier d'accréditation à présenter à l'ANME, tout en insistant sur la remise des polices d'assurance portant couverture des risques liés à la non réalisation des économies d'énergies garanties.

Un autre texte; en l'occurrence la Loi des Finances n° 2005-106 du 19 décembre 2005, relative à la création du fonds national de maîtrise de l'énergie, est enfin venu entériner la Loi constitutive du SME (n°2005-82), en instituant dans son article 12 le fonds national de maîtrise de l'énergie. Cette loi ouvre de nouvelles opportunités à ce fonds, qui, outre les deux ressources déjà mentionnées dans la Loi n°2005-82 peut dorénavant être financé par des ressources provenant de ses propres interventions, des dons et subventions des personnes physiques et morales, et toutes autres ressources pouvant être affectées au fonds.

La période 2004-2006 a donc été très active sur le plan réglementaire, démontrant la volonté des pouvoirs publics d'engager une nouvelle dynamique. Comme décrit ci-dessus, plusieurs textes (Lois, Décrets et Arrêtés) auront été promulgués, en plus d'autres textes plus spécifiques (ex. certification des appareils électroménagers, cahier des charges des auditeurs énergétiques, cogénération, éclairage public, etc.).

D'autres textes sont également imminents, notamment en ce qui concerne la réglementation thermique du bâtiment.

Professionnels

Depuis l'avènement de la maîtrise de l'énergie en Tunisie, en 1987, l'ANME a beaucoup misé sur le renforcement des compétences, et le recours à l'expertise indépendante nationale.

Ainsi, un réseau de plusieurs dizaines d'auditeurs énergétiques a été constitué, dont une vingtaine est aujourd'hui très engagée dans les différents programmes d'efficacité énergétique dans l'industrie, le tertiaire et les transports. L'ANME a également constitué un réseau d'experts-relais, sur lesquels elle fonde une bonne partie de ses interventions auprès des opérateurs économiques.

En outre, un réseau de bureaux d'études nationaux, ingénieurs-conseils, architectes, opère aujourd'hui sur les différentes questions de la maîtrise de l'énergie : études stratégiques, mécanismes de financement, développement du solaire, développement de l'efficacité énergétique dans le bâtiment, etc.

On peut aussi mentionner l'émergence de professionnels de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables ; comme les fabricants et importateurs d'isolants, l'industrie du solaire, etc.

Aspects financiers

La construction du processus de maîtrise de l'énergie s'est focalisée, au départ, sur les aspects réglementaires et techniques. La question du financement n'a commencé réellement à se poser qu'à l'issue de constats de blocage au niveau de la concrétisation des programmes de maîtrise de l'énergie.

Une étude fondatrice sur le financement a été justement conduite par l'ANME en 2000-2001, et a démontré le caractère déterminant de la levée des obstacles de financement, pour pouvoir changer d'échelle au niveau de la concrétisation des programmes de maîtrise de l'énergie.

Plusieurs autres études ont été ensuite menées, et ont permis de créer des mécanismes spécifiques (ex. PROSOL Résidentiel), et de proposer d'autres mécanismes qui sont actuellement en cours d'examen (PROSOL tertiaire, mécanismes de financement pour le bâtiment, élargissement du FNME, mécanismes spécifiques pour l'industrie et la cogénération, mécanismes dédiés aux programmes du 11^{ème} Plan, etc.)

Le marché bancaire tunisien se caractérise cependant par une surabondance de liquidités, et le secteur bancaire préférera, évidemment, utiliser ses propres disponibilités, à moins que les lignes de financement ne proposent des conditions plus avantageuses, ou lui ouvre de nouveaux horizons, notamment à travers un bon positionnement sur les nouveaux créneaux de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables.

Le TMM est actuellement à 5,25 %, et les taux d'intérêt accordés aux entreprises sont totalement libres, mais restent relativement élevés, ce qui explique en partie l'abondance de liquidités.

Les taux d'intérêt varient en fonction des secteurs (ex. 6,25 à 9% dans le bâtiment, 7-10 % dans l'industrie, 12-16% pour les crédits à la consommation, 10-13% pour le Leasing, etc.), des volumes de crédits demandés, des niveaux de garantie fournis, de la qualité des clients, etc.

Récemment, l'AFD a mis en place une ligne de financement dotée de 40 M€ pour la promotion de l'efficacité énergétique dans l'industrie (particulièrement contrats-programmes et cogénération), et s'intéresserait au montage d'une ligne de financement pour le bâtiment.

Les lignes de crédits dédiées au secteur privé et rétrocédées aux banques commerciales, sont généralement remboursables en €. Ceci pose le problème de la garantie contre les risques de change, fixée par l'Etat à 3%. Un tel taux renchérit significativement de telles lignes, ce qui les rend peu pertinentes pour les banques, d'autant plus qu'elles disposent de beaucoup de liquidités, et que l'utilisation de leurs ressources propres leur coûtera finalement moins cher.

Les Fonds d'investissement à capital risque (SICAR) sont en pleine expansion en Tunisie, mais contribuent surtout pour à l'appui aux investissements de création d'entreprises,

En Tunisie, les sociétés d'investissement à capital risque (SICAR) ont pour objet la participation au renforcement des fonds propres des entreprises, pour leur propre compte ou pour le compte de tiers et en vue d'une rétrocession, dont les délais sont fixés par une convention entre la SICAR et l'établissement bénéficiaire. Les participations des SICAR ciblent essentiellement :

- Les nouveaux promoteurs tels que définis par le code d'incitations aux investissements.
- Les établissements implantés dans les zones de développement régional, lesquelles sont définies par le même code.

- La participation dans des entreprises engagées dans des opérations de mise à niveau ou rencontrant des difficultés économiques et bénéficiant de mesures de redressement conformément à la législation en vigueur.
- La participation dans les entreprises qui réalisent des investissements permettant de promouvoir les technologies ou l'innovation dans tous les secteurs économiques.

Les SICAR interviennent au moyen de la souscription ou de l'acquisition d'actions ordinaires, d'obligations convertibles en actions, de parts sociales, ou de toute autre catégorie assimilée à des fonds propres.

Au même titre que les autres associés, les SICAR peuvent aussi avancer des ressources financières sous forme de comptes courants associés.

En principe, les SICAR octroient des crédits sans garantie ni intérêts, et avec un délai de grâce de remboursement suffisant pour que l'entreprise puisse atteindre l'objectif escompté.

Les ressources des SICAR peuvent comporter des fonds propres, des ressources mises à leur disposition, à gérer pour le compte de tiers, ou des dotations provenant du budget de l'Etat, gérées en vertu d'une convention à conclure avec l'Etat.

Afin de promouvoir les SICAR, et leur permettre de lever des capitaux, la loi tunisienne prévoit des incitations fiscales en faveur leur SICAR, et notamment l'exonération de l'impôt sur les plus values si 50% des ressources sont investies dans le champ d'application des SICAR, dans un délai ne dépassant pas 4 ans, et le dégrèvement fiscal des souscripteurs au capital de SICAR, si la participation est bloquée pendant 5 ans et si 30% au moins des ressources de la SICAR sont investies par exemple dans les zones de développement régional.

Le mode de fonctionnement des SICAR se prête apparemment très bien à des opérations-types efficacité énergétique et énergies renouvelables, surtout celles nécessitant d'importants investissements comme la cogénération, l'éolien en autoproduction, voire les programmes d'efficacité énergétique dépassant les 1-2 MDT (exemples dans les briqueteries : changement de fours, changement de séchoirs, rénovation des wagons, etc.), ou les projets dont les temps de retour dépassent les 4-5 ans, et qui sont habituellement non attractifs pour les opérateurs économiques.

Pour changer d'échelle au niveau des programmes de maîtrise de l'énergie, il paraîtrait assez judicieux d'inclure par exemple la maîtrise de l'énergie dans les champs d'intervention prioritaires des SICAR ; et de lui faire profiter au moins des mêmes avantages. Le FNME pourrait également apporter des contributions (remboursables ou non) aux interventions des SICAR qui créeraient des départements dédiés à la maîtrise de l'énergie, voire même pour la création de SICAR spécialisées dans la maîtrise de l'énergie.

Grâce aux incitations créées par le projet PEEI, et notamment le système de garantie, cinq ESCO ont vu le jour en 2006, dont une ESCO filiale de la STEG. La contribution actuelle des ESCO au financement de la maîtrise de l'énergie reste faible, en raison de leurs moyens limités. L'appui de l'ANME, via le PEEI, et la présence des ESCO en tant qu'auditeurs dans plusieurs opérations dans le secteur industriel, leur permettront de mieux se positionner sur le marché de la maîtrise de l'énergie.

Contraintes

Cadre fiscal, politique et réglementaire

En général, le cadre réglementaire de la maîtrise de l'énergie en Tunisie est assez avantageux, et évolue constamment pour intégrer de nouveaux aspects/thèmes. Toutefois, dans certains cas, les textes se sont révélés inappropriés, et les révisions tardent à être engagées. Par exemple, le Décret n°2002-3232 pour la cogénération n'a débouché sur aucune installation. Par ailleurs, il n'existe aucun texte incitatif pour l'éolien en IPP ou en autoproduction. Les conditions d'accès au réseau électrique restent encore peu encourageantes, et les tarifs de rachat de l'électricité par la cogénération par la STEG sont loin de refléter les coûts réels évités par la collectivité, et ne sont donc pas du tout attractifs. Il en est de même pour l'électricité éolienne, qui n'est pas mentionnée par le Décret n°2005-2234 fixant le régime des primes, et n'est donc théoriquement pas éligible au FNME. Le tarif de reprise du kWh éolien n'est, par ailleurs, pas fixé.

Enfin, l'alimentation du FNME reste très limitative, et ne rapporte actuellement que 10 MDT par an. Elle ne permettra pas de changer d'échelle en matière de concrétisation des programmes de maîtrise de l'énergie. De plus, son seul mode d'intervention actuellement permis par les textes consiste à accorder des subventions, ce qui l'empêche d'intervenir sur des mécanismes originaux type-bonification des intérêts, ou de contribuer dans des opérations appuyées par les SICAR.

S'agissant de ces dernières, de nouveaux textes devraient être créés afin de leur permettre de s'engager massivement sur des opérations de maîtrise de l'énergie.

Comportements des entrepreneurs

Le facteur énergie représente un poste plus ou moins important des charges d'exploitation des entreprises. A l'exception des établissements industriels gros consommateurs, et des entreprises de transports, l'énergie ne pèse pas lourdement sur les charges d'exploitation des opérateurs économiques ; la moyenne ne dépassant pas les 5-10%.

Malgré les réajustements fréquents des prix de l'énergie, surtout depuis 2005, celle-ci ne figure pas réellement en première ligne des préoccupations stratégiques des entreprises. Ceci résulte de la méconnaissance, de la part des opérateurs économiques et des chefs d'entreprises des enjeux réels du facteur énergie dans l'activité de l'entreprise, et notamment de la contribution d'une bonne gestion de l'énergie à l'amélioration de la compétitivité de l'entreprise.

Le facteur production reste la première préoccupation des entreprises, et c'est sur celui-ci que se focalisent les décisions d'investissement ; que celles-ci fassent appel à de l'autofinancement ou à des financements bancaires. Les programmes de mise à niveau, dans lesquels se sont fortement engagées les entreprises industrielles depuis plus d'une décennie, dans la perspective de l'ouverture des marchés avec l'union Européenne en 2008, ont favorisé encore plus l'option « productiviste », avec un accent particulier sur le renforcement des capacités, l'amélioration de la qualité et la consolidation du positionnement sur les nouveaux marchés.

La progression du chiffre d'affaires paraît aux yeux d'entreprises, le plus souvent à structure familiale, beaucoup plus prioritaire que la réduction des charges ; surtout celles susceptibles d'être engendrées par des actions d'efficacité énergétique, qui restent malgré tout un concept non maîtrisé par les chefs d'entreprises.

Finalement, un programme d'efficacité énergétique pour une entreprise est perçu par ses décideurs comme un détournement de sa capacité de financement (et d'emprunt), aux dépens de ses activités de production.

Un projet de cogénération, pour une PME tunisienne, par exemple dans une entreprise de briques ou de céramique, coûtera dans les 3-4 MDT (autour 2 M€) ; soit l'équivalent de 30-40% de son chiffre d'affaires annuels. Cela représente également l'équivalent d'une chaîne de production ; voire même le montage d'un nouveau projet industriel.

Réduire la consommation d'énergie de 20% ; par exemple, ce qui est considérable, revient donc à réduire ses charges de 1 à 2% seulement. Les Résultats restent donc peu palpables, et en tout cas insuffisamment attractifs, pour que les décideurs d'entreprises les mettent franchement dans leurs plans d'investissement.

Le fait que l'énergie reste bon marché en Tunisie, puisque le plus souvent subventionnée par rapport aux prix internationaux, n'aide pas à changer de telles pratiques, malgré l'impressionnante armada de dispositions incitatives mises en place par les pouvoirs publics depuis plusieurs années, en faveur de la maîtrise de l'énergie.

Professionnels

Jusqu'à la fin 2004, les bureaux d'études spécialisés en efficacité énergétique n'avaient pas réellement bonne presse auprès des opérateurs économiques. Depuis 2005, leur image de marque s'est beaucoup améliorée, et il existe aujourd'hui un réseau de bons spécialistes dans le domaine de l'efficacité énergétique.

Certes, le créneau de l'efficacité énergétique s'est ouvert de nouveaux horizons, mais la majorité des ingénieurs-conseils disposent de meilleurs potentiels de marché sur d'autres thèmes, comme l'appui aux programmes de mise à niveau, ou le soutien aux infrastructures industrielles des entreprises. L'efficacité énergétique représente donc, pour eux, au mieux un tremplin, pour mieux se positionner auprès des entreprises, et ils se détournent facilement de l'efficacité énergétique dès qu'ils se positionnent sur des activités plus rémunératrices.

Ce comportement, somme toute naturel de la part des ingénieurs-conseils, freine la professionnalisation et la capitalisation de l'expertise dans le domaine de l'efficacité énergétique.

Financements

La problématique du financement reste le facteur bloquant le plus important pour la maîtrise de l'énergie.

Les taux bancaires sont généralement jugés trop élevés, et les garanties exigées par les banques sont dissuasives.

Malgré l'ouverture de l'ANME sur le secteur bancaire, celui-ci reste réticent à s'engager plus volontairement pour la maîtrise de l'énergie, dont il maîtrise mal les spécificités techniques. Culturellement, les banques s'engagent aussi, plus facilement pour des actions favorisant la production, et plus difficilement pour des actions de réduction des charges.

L'absence de véritables mécanismes de financement soutenant spécifiquement la maîtrise de l'énergie ne favorise pas non plus une meilleure adhésion du secteur financier.

A l'inverse, l'engagement très positif du secteur bancaire dans le programme PROSOL démontre justement qu'il serait prêt faire des sacrifices sur sa marge, lorsqu'un mécanisme de

soutien est initié par les pouvoirs publics, et lorsque ces mécanismes sécurisent convenablement leurs interventions.

ESCOs

Une ESCO, filiale de l'ESCO canadienne ECONOLER International avait été créée en Tunisie, à la fin des années 90, mais celle-ci avait évolué en l'absence de toute disposition réglementaire, ni incitation, et avait donc débouché sur un échec cuisant.

Malgré cet échec, des entretiens élargis avec plus de 200 industriels en 2005, ont montré qu'un 1/3 au moins d'entre eux seraient favorables au recours à des ESCO, surtout en tant que tiers-investisseurs.

En outre, il y a une reconnaissance de la part des pouvoirs publics, que les ESCO pourraient jouer un rôle déterminant dans la dynamisation de l'efficacité énergétique en Tunisie. Ainsi fut publié par Arrêté du 4 décembre 2004, le cahier des charges de la profession d'ESCO, complété par l'Arrêté du 15 septembre 2005, définissant les conditions d'exercice de la profession.

Ces textes auront coïncidé avec le lancement du PEEI, lequel comporte des dispositions incitatives pour les ESCO, dont notamment le bénéfice d'un fonds de garantie à hauteur de 75% des investissements consentis par les ESCO.

Grâce à ce projet, 5 ESCO ont été créées, dont une ESCO filiale de la STEG. Ces ESCO ont, à ce jour, fonctionné plutôt comme des bureaux d'études, ou ingénieurs-conseils, sans vraiment s'impliquer dans le financement des projets. A ce jour, à peine 6 contrats ont été officiellement conclus entre ces ESCO et des établissements industriels. Mais la contribution des ESCO aux investissements dans ces contrats ne dépasse pas les 25% ; et concernent essentiellement des ESCO dont les gérants sont très proches des entreprises bénéficiaires, pour des contrats articulés avec le concours de fournisseurs d'équipements.

Malgré les incitations du PEEI, et notamment le bénéfice du fonds de garantie, à hauteur de 75% des investissements consentis, les ESCO existantes restent donc frileuses quand il s'agit de participer aux investissements. Outre qu'elles ne disposent que de peu de ressources financières propres, les ESCO n'ont pas la surface financière suffisante pour être crédibles vis-à-vis des banques. Elles ne peuvent donc jouer significativement un véritable rôle de tiers-investisseurs.

Au-delà de l'apport du fonds de garantie, qui sécurise effectivement les investissements éventuels des ESCO, il existe des risques de non recouvrement des investissements/honoraires consentis ou de recouvrement très retardé, en l'absence de dispositions « spécifiques » de recouvrement rapide. De tels risques sont d'autant plus pris au sérieux par les ESCO, qu'elles ne disposent pas des moyens de recouvrement des organismes financiers, et que trois ou quatre défaillances de paiement, pour des raisons justifiées ou pas, risquent de les faire « couler » rapidement.

MDP

Il existe d'intéressantes possibilités de montage de projets MDP, sur des opérations de maîtrise de l'énergie impliquant les opérateurs économiques en Tunisie.

Dans la mesure où les actions classiques d'efficacité énergétique font déjà partie de la ligne de base, il est clair que les possibilités d'applications MDP concernent essentiellement les projets plutôt « difficiles », présentant des obstacles techniques, de financement, ou dont les temps de retour les rendent peu attractifs.

Sur ce créneau, le potentiel reste assez significatif. Ainsi, les projets de cogénération, d'autoproduction éolienne, d'utilisation du solaire, et certains projets de substitutions seraient éligibles au MDP. Plusieurs de ces projets ont déjà fait l'objet de Notes d'Information sur les projets (NIP), voire de PDD. A ce stade, le potentiel identifié atteint actuellement les 300-350.000 téCO₂ par an, sur des opérations impliquant des entreprises industrielles, sans parler des projets éoliens de la STEG, dont l'apport atteindrait les 230.000 téCO₂/an.

En outre, le secteur pétrolier et gazier recèlerait un important gisement de réductions des émissions, éligibles au MDP, estimé à 1,3 MtéCO₂/an.

D'autres idées de projets pourraient également émerger, dans le futur, aussi bien d'efficacité énergétique que d'énergies renouvelables. A ce titre, l'ANME a lancé une étude d'actualisation du portefeuille de projets MDP dans le domaine de l'énergie

3.4 Conclusions préliminaires sur les besoins

3.4.1. Les composantes du mécanisme de financier à établir

Le marché tunisien de la maîtrise de l'énergie est aujourd'hui suffisamment mûr. Mais il n'est pas possible d'envisager un changement d'échelle, comme espéré par les pouvoirs publics, si des mécanismes de financement attractifs ne sont pas mis en place.

En outre, en ce qui concerne la cogénération et l'éolien en autoproduction, qui seraient amenés à céder les excédents de production au réseau, l'accès à ce dernier doit être rendu plus souple (exemple : possibilité d'utiliser le réseau de transport, à un prix à convenir), et les prix de reprise par la STEG, plus alléchants et en tout cas reflétant l'économie faite par la collectivité sur la production d'électricité par les moyens classiques.

Là aussi, le différentiel de tarif devra être pris en général par un mécanisme de financement spécifique, ou existant, comme le FNME.

Le 11^{ème} Plan vise des objectifs quantitatifs de 3,2 Mtep d'économies d'énergie fossiles sur la période 2007-2011). Indéniablement, il est nécessaire d'associer des moyens considérables à tel objectif ambitieux, sans lesquels ceux-ci ne pourraient se réaliser. En l'occurrence, le paramètre crucial c'est le financement.

D'après les projections du 11^{ème} Plan, 1 milliard de dinars (570 M€) devraient être mobilisés en 5 ans, pour parvenir à réaliser les objectifs projetés. En réalité, la concrétisation des objectifs du 11^{ème} Plan « revu » nécessitera très probablement plus de ressources. Par exemple, les projets bâtiments (nouveaux et anciens), éoliennes pour l'autoproduction, et solaire pour l'industrie, nécessiteraient environ 350 MDT sur la période 2007-2011.

Au total, le besoin en investissements, nécessitant la mise en place de mécanismes appropriés, s'élèverait à 1,35 milliard de DT ; soit 770 M€ pour toute la durée du Plan (2007-2011). Une partie des financements prendrait les pistes habituelles de l'aide publique au développement (ex. éolien pour le réseau, éclairage public, photovoltaïque, etc.), et finalement environ 1,1 milliard DT devraient faire l'objet de mécanismes de financement dédiés ; soit autour de 620 M€

Le mécanisme de financement, à établir en Tunisie, avec l'appui de bailleurs de fonds extérieurs, devrait s'articuler autour de 4 principales composantes :

A/ une composante subvention aux investissements : Le Fonds National de Maîtrise de l'Énergie

Investir pour la maîtrise de l'énergie ne deviendra pas un réflexe naturel de la part des opérateurs économiques, même si la vérité des prix est appliquée. La maîtrise de l'énergie nécessitera donc une bonne dose de subvention afin de la rendre plus attractive.

C'est la base de toute la mécanique qui devra être mise en place en vue de changer totalement d'échelle en matière d'investissements de maîtrise de l'énergie. Sachant que le montant annuel du financement à mobiliser pour réaliser les objectifs est de 220 MDT, et compte tenu du niveau des primes du FNME (15-20% en fonction des règles de plafonnement), celui-ci devrait mobiliser annuellement dans les 40 MDT, si on inclut la cogénération et l'éolien pour l'autoproduction. Le premier est actuellement éligible au FODEC, et non pas au FNME, le second serait éligible au FNME, bien que le Décret n°2005-2234 ne le prévoit pas encore..

Actuellement, le FNME, qui taxe la commercialisation des climatiseurs et la première immatriculation de véhicules automobiles, collecte autour de 10 MDT/an, ce qui ne représenterait que le 1/4 des besoins, en rythme de croisière.

Le FNME devrait donc élargir son « assiette », de façon à augmenter ses capacités, et satisfaire les sollicitations qui ne vont pas manquer de venir, dès que les mécanismes de financement incitatifs se mettent en place. Il serait recommandé qu'une taxe maîtrise de l'énergie, sur l'électricité, les produits pétroliers et le gaz naturel soit instaurée, afin d'alimenter le FNME. Cette taxe aurait le triple avantage de ne pas solliciter le budget de l'Etat, d'être juste puisque ce sont les consommateurs eux-mêmes qui contribuent au financement de la maîtrise de l'énergie, et enfin d'être trop faible pour avoir un quelconque impact économique ou social négatif.

En outre, le FNME devrait élargir ses modes d'intervention, en incluant par exemple des contributions sous forme de bonification des taux d'intérêt, voire des prises de participation, via l'ANME par exemple, dans des SICAR spécialisées ou dans des ESCO.

B/ Des lignes de crédit dédiées, assorties d'appuis financiers complémentaires

Compte tenu de leur coût, les lignes de crédit dédiées à l'EE/ER peuvent difficilement concurrencer les ressources bancaires nationales, surtout dans un marché caractérisé par l'abondance de liquidités. Il est donc important de motiver les banques, pour les encourager à mobiliser ces lignes, en mettant en place des dispositions motivantes, comme par exemple :

- Des bonifications des taux d'intérêt, avec versement anticipé de ces derniers aux banques ; ce qui représente un premier palier de garantie pour les banques.
- Le bénéfice de délais de grâce pour le remboursement du principal de la ligne de financement ; ce qui permettra aux banques de faire tourner la ligne de financement, par exemple, au moins une fois par rapport au cycle d'octroi des crédits.

Par ailleurs, les bénéficiaires finaux des lignes de financement doivent également être motivés pour l'EE/ER, en bénéficiant de conditions attractives sous la même forme que celles octroyées aux banques (bonifications des intérêts, délais de grâce, etc.).

Des mécanismes de garantie spécifiques à l'EE/ER, à établir lors du lancement des lignes de financement, peuvent aussi se révéler très efficaces pour booster les investissements en EE/ER dans la mesure où ils permettront de mieux sécuriser les opérateurs bancaires, d'une part, et de permettre aux entreprises de dépasser leurs limites d'endettement.

Des incitations supplémentaires pourraient être fournies aux ESCO afin de leur permettre d'émerger, et donc de soutenir efficacement l'EE/ER (ex. facilitation des recours juridiques ou établissement de fonds d'avance en cas de défaillance de leurs clients, financement des assurances liées à la garantie des résultats), etc.

Il est également possible, pour des projets éligibles aux MDP, d'articuler les lignes de financement avec les mécanismes du MDP. Par exemple, les revenus de CERs pourraient être utilisés comme garantie par les banques, ou par le fonds de garantie, voire même par l'initiateur de la ligne de financement. Les charges supportées par les lignes de crédit au titre des risques de change pourraient être aussi garanties par les revenus de CERs, puisque ces derniers sont payés en devises.

Dès que le système soutenant la ligne de financement est mis en place, celle-ci devrait pouvoir se positionner à hauteur de 40% à 85% des besoins d'investissements en EE/ER. La contribution des lignes de financement ne dépasserait pas les 50% pour des projets à faible temps de retour (ex. contrats-programmes), et serait d'autant plus importante que les investissements sont élevés (ex. l'éolien pour l'autoproduction), ou aurait des temps de retour élevés (ex. chauffage solaire de l'eau).

C/ Un fonds d'investissement dédié à l'EE et ER

Une ligne de financement aura d'autant plus de chance d'être exploitée efficacement, qu'elle serait adossée à un fonds d'investissement dédié à l'EE/ER. Un tel fonds pourrait être créé avec l'appui de l'initiateur de la ligne de financement, et devrait impliquer par exemple des fonds d'investissement type SICAR, ou des associations de SICAR.

Le montage d'un fonds d'investissement dédié à l'EE/ER permettra de réduire le recours aux crédits bancaires, et donc de diminuer les besoins de garanties et hypothèques à fournir aux banques.

On peut estimer le niveau de contribution de tels fonds à 10-30% des investissements nécessaires pour l'EE/ER, en fonction des types d'action. Les prises de participation pour des projets « technologiques » (éolien, cogénération, solaire) pourraient par exemple s'élever à 20-30% au moins, alors que les contributions à des actions moins « corporelles » seraient dans les 10%.

En outre, les fonds d'investissement pourraient aussi prendre des participations dans des ESCO, voire dans le cadre de certaines opérations, prendre des participations simultanées dans les ESCO et auprès de les clients de ces dernières. Ceci permettra au fonds d'investissement de partager les risques.

D/ une composante assistance technique

Afin qu'un mécanisme de financement fonctionne correctement, et aboutit donc aux résultats espérés, il faut qu'il se rapproche de sa cible, en mettant en place un travail de proximité. Celui-ci comprendra, notamment :

- Des appuis techniques pour l'identification des actions, le montage technique ainsi que le bouclage des schémas de financement.
- L'accompagnement des bénéficiaires dans la réalisation de leurs actions.
- La communication, sensibilisation et formation.

- L'organisation d'événements dédiés (ex. foire cogénération, éolien, EE, solaire, etc.), ou l'appui à des délégations d'opérateurs économiques pour se rendre à des événements internationaux dans ces domaines.

3.4.2. Justification et recommandations complémentaires

Le succès d'un mécanisme de financement dépend de la cohérence et de la complémentarité des dispositifs mis en place, d'une part, et du niveau d'incitation proposé aux différents opérateurs concernés, d'autre part.

Un mécanisme incomplet ou qui n'aura pas tenu du contexte local ne pourra pas s'imposer. Il est toujours important de se mettre à la place des acteurs du système (entreprises, secteur financier, pouvoirs publics, ESCO, etc.) pour essayer de mieux comprendre ce qui le motive, et ce qui pourrait le faire « bouger » en faveur de l'EE/ER.

Par exemple, malgré la rentabilité des projets d'EE, les opérateurs économiques ne les intègrent pas suffisamment dans leurs priorités d'investissement. En plus d'essayer d'appréhender les raisons d'une telle défection, afin de mieux savoir les contourner, il est important de proposer une certaine dose d'incitation via des mécanismes originaux, type bonifications, délais de grâce, ou fonds de garantie.

Le mécanisme devra également s'appuyer sur les incitatifs mis en place par les pouvoirs publics (ex. FNME), et même proposer des préalables avant le lancement du mécanisme (ex. élargir l'assiette du FNME et en diversifier les interventions, établir des dispositions plus claires et plus incitatives pour la cogénération, l'éolien, etc.).

Enfin, les appuis techniques et la proximité avec les groupes cibles seront des facteurs déterminants de succès des mécanismes à mettre en place.

Bien évidemment, le mécanisme de financement devra être adossé à une équipe dynamique, disposant de toutes les compétences techniques et financières pour faire parvenir les projets jusqu'au bout du cycle de financement. Cette équipe aura la lourde tâche de mettre tout le système en branle, mais de façon bien articulée afin de profiter de toutes les synergies, et surtout de simplifier au maximum le système aux yeux des bénéficiaires.

4 PERSPECTIVES D'INVESTISSEMENT ET BESOINS DE FINANCEMENT EN JORDANIE

4.1 Contexte institutionnel, politique et réglementaire

4.1.1 Efficacité énergétique et énergies renouvelables, points communs

Éléments de réformes et politiques	Situation Actuelle	Perspectives 2010-2012
Institutions	<p>Plusieurs ministères interviennent sur les politiques et stratégies EE/ER :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Premier Ministre : coordination des politiques. • Ministère de l'Énergie et des Ressources Minérales (<i>Ministry of Energy and Mineral Resources – MEMR</i>), qui définit les politiques en la matière et supervise les différentes sociétés publiques de production, transport et distribution d'énergie. Ce Ministère comporte une direction des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. • Le <i>National Energy Research Center</i> (NERC) est un établissement public de recherche et développement rattaché à la <i>Royal Scientific Society</i> (RSS), dont la mission est principalement de fournir une expertise technique pour mettre en place des politiques en la matière. • Le Ministère de l'Environnement appuie les initiatives en faveur de l'amélioration de l'empreinte écologique de la production industrielle, via l'initiative Jordan Clean Production Programme. Par ailleurs, le Secrétariat Général du Ministère de l'Environnement constitue l'Autorité Nationale Désignée (AND) dans le cadre des mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto. L'AND est dans une phase de mise en 	

	<p>place et contribue à l'organisation d'appels d'offres pour les quelques projets MDP identifiés (essentiellement dans le secteur de la production électrique).</p> <p>Dans le secteur électrique, les principaux acteurs sont les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Commission de Régulation de l'Electricité (Electricity Sector Regulatory Commission - ERC), dont l'établissement date de 2001, suite à l'adoption de la loi générale sur l'électricité modifiée (n°113) en 1999, a pour responsabilité en particulier d'autoriser les organismes engagés dans la production, la transmission et la distribution d'électricité ; d'établir les méthodes de tarification, de régler les différends entre opérateurs, et de soutenir la libéralisation du secteur. • NEPCO (National Electric Power Company) est depuis la réforme du secteur l'opérateur du réseau, à la fois seul acheteur et seul revendeur aux distributeurs. Le processus de restructuration du secteur de l'électricité a été engagé dès 1996, avec la loi sur l'électricité (loi n°10 de 1996) et la mise en place de la <i>National Electric Power Company</i> (NEPCO) en remplacement de l'ancienne <i>Jordan Electricity Authority</i> (JEA), datant de 1967. • CEGCO (Central Electricity Generating Company) est de loin le principal producteur à l'heure actuelle, et représente environ 85% de la production. L'État possède 75% de CEGCO mais est en cours de cession de ses parts. Dubaï Capital pourrait ainsi racheter 51% de CEGCO. Le processus de privatisation en cours porte sur 51% de CEGCO, 100% d'IDECO, 100% de <i>Samra Electric Power Generation Company</i>, créée récemment pour exploiter la centrale de Samra (300 MW en cycle combine). • La distribution revient à trois sociétés : <i>Jordan Electric Power Company</i> (JEPCO), une entreprise privée, <i>Irbid District Electricity Company</i> (IDECO) et <i>Electricity Distribution Company</i> (EDCO). 	<p>La réforme du secteur électrique est amenée à se poursuivre avec la privatisation partielle de certaines entités (CEGCO), le recours croissant aux producteurs indépendants (IPPs) ainsi qu'avec la mise en place d'un opérateur indépendant du réseau, destiné à assurer l'équité des conditions d'accès au réseau, ainsi qu'un opérateur de la distribution, destiné à libéraliser le marché des particuliers.</p> <p>Des investissements significatifs seront nécessaires pour répondre à la demande croissante. Ces investissements pourraient être portés à l'avenir par des producteurs indépendants, permettant de réduire la concentration des actifs de production.</p>
--	---	---

	<p>La <i>Jordan Biogas Company</i> est une joint-venture entre CEGCO et la municipalité du Grand Amman (<i>Greater Amman Municipality</i>), destinée à exploiter le biogaz produit par la décharge de Ruseifeh.</p> <p>Dans le secteur des ressources minérales, on peut également citer mes institutions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La <i>Natural Resources Authority</i> (NRA), en charge de l'exploration des ressources géologiques et de délivrer les autorisations nécessaires à l'exploration et à l'exploitation de ces ressources. • La <i>National Petroleum Company</i> (NPC) conduit des activités d'exploration et d'exploitation de certains sites tels que celui de Risha (gaz naturel). • La <i>Jordan Petroleum Refining Company</i> (JPRC) dispose d'un monopole sur la majeure partie des activités d'importation, de raffinage et de distribution de produits pétroliers. Toutefois, le contrat de concession accordé pour le raffinage expire en 2008, ce qui pourrait donner lieu à une transformation importante de la raffinerie afin de correspondre à l'évolution de la demande. Par ailleurs, des investissements conséquents sont également nécessaires pour améliorer le système d'approvisionnement et de stockage dans le port d'Aqaba et en d'autres points stratégiques. • La commission de l'énergie atomique (<i>Atomic Energy Commission</i>) a été créée en 2001 afin d'identifier les potentialités offertes par l'énergie nucléaire et de favoriser le transfert des technologies de nucléaire civil. 	<p>La croissance du marché national et régional pourrait justifier l'extension et la rénovation de la raffinerie existante. La raffinerie s'était spécialisée sur la production de <i>heavy fuel oil</i> pour les besoins des centrales électriques, qui ont depuis effectué une conversion au gaz naturel pour plusieurs d'entre elles.</p> <p>Toutefois, les coûts de rénovation seraient très importants (environ 800 M€), et ce complexe souffre d'un problème structurel d'approvisionnement. En effet, la raffinerie était auparavant alimentée par pipeline (depuis l'Arabie Saoudite et depuis l'Irak), mais est désormais alimentée par camion-citerne suite à l'arrêt de ces pipelines.</p>
<p>Législation et réglementations</p>	<p>Il n'existe pas de loi spécifique de EE/ER à l'heure actuelle. Cependant, une telle loi est en projet et pourrait être publiée dès juillet 2007.</p> <p>Dans le secteur de l'électricité, le gouvernement jordanien souhaite encourager l'installation de producteurs indépendants (Independent Power Producers – IPP), notamment dans le cadre de contrats BOO, facilités par la loi sur la privatisation de 2000 (loi</p>	<p>Finalisation, adoption et mise en œuvre d'une loi sur l'EE et sur les ER, dans un délai de 3 ans (en incluant les délais nécessaires à l'élaboration et à l'adoption des textes d'application).</p>

	n° 25).	
Prix de l'électricité	<p>Les prix sont déterminés par le Gouvernement jordanien, et sont historiquement déconnectés du coût de revient. Cette politique de subvention était destinée en particulier à favoriser le développement de l'agriculture (en raison du pompage de l'eau) et de l'industrie. A titre d'exemple, l'électricité pour l'éclairage public était fournie gratuitement jusqu'en 1988.</p> <p>Cette politique de subvention a été un frein pour la mise en place de politiques d'efficacité énergétique, mais devrait évoluer avec la mise en place de l'ERC et avec l'ouverture à la concurrence dans le secteur de la distribution.</p> <p>Les tarifs actuels dépendent du secteur d'activité. A titre d'exemple, ils évoluent entre :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0,03 et 0,075 JD/kWh pour le secteur résidentiel, • 0,02 et 0,023 JD/kWh pour l'éclairage public et l'agriculture, • 0,03 et 0,06 JD/kWh pour les commerces et petites industries. <p>Les tarifs pour les gros consommateurs, notamment industriels, sont de 6,9 €/kWh en moyenne au Maroc, 3,9 €/kWh en moyenne en Tunisie, 3,8 à 5 €/kWh en Jordanie.</p> <p>Les tarifs résidentiels moyens sont de 9,5 à 18,1 €/kWh selon les tranches tarifaires au Maroc, 5,0 à 8,1 €/kWh en Tunisie, et 3,5 à 10,4 €/kWh en Jordanie (les tarifs moyens pondérés par les consommations sont plus proches de la tranche basse).</p>	<p>Certains ajustements tarifaires pourraient être nécessaires afin de couvrir les coûts d'approvisionnement et d'investissement dans de nouvelles capacités. Ces ajustements seront facilités par l'introduction de mécanismes de soutien ciblant les populations à faibles revenus.</p>
Prix des produits pétroliers	<p>Un plan de réforme des mécanismes de soutien aux prix pétroliers a été mis en place par le Gouvernement, conduisant à la mise en place d'un Comité des Prix en 2005. Ce comité a notamment la responsabilité de déterminer les prix au détail.</p>	<p>Les restrictions aux prix de détail seront supprimées à terme, probablement à horizon 2010.</p>
Prix du gaz naturel	<p>La part du gaz naturel dans la consommation d'énergie primaire est passée de 4% en 2002 à 30%, en raison de la mise en service en 2003 de l'Arab Gas Pipeline, permettant la fourniture de gaz à un prix compétitif.</p> <p>Les prix pour le secteur de la production d'électricité dépendent</p>	<p>Le développement du réseau de distribution pourrait nécessiter la fixation par l'ERC de prix pour les ménages et pour les petites industries. Toutefois, il n'est pas certain que ces catégories d'utilisateurs puissent disposer de gaz naturel, l'essentiel des quantités importées acheté par les</p>

	<p>des arrangements contractuels avec l’Egypte dans le cadre du <i>Arab Gas Pipeline</i> (environ 2\$/MBTU, en dessous du cours du marché).</p> <p>Le gaz naturel importé est fourni par la société Al Fajer, qui dispose d’une concession de 30 ans pour l’exploitation du pipeline et de 18 ans pour la fourniture de gaz.</p> <p>L’essentiel du gaz est consommé par les centrales électriques et par les sites industriels fortement consommateurs, connectés directement au réseau.</p>	consommateurs les plus importants.
Stratégies	<p>Un <i>Energy Master Plan</i>, établi 2004, définit les principaux éléments de la politique énergétique du pays.</p> <p>Ce plan est en cours de révision sous la direction d’une commission nationale sur l’énergie (Royal Committee on Energy and Renewable Energy), désignée le 29 janvier 2007 et présidée par le prince Hamza. La nouvelle stratégie sera probablement disponible en juillet 2007. Cette stratégie pourrait fixer les objectifs suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 8 à 10% de part d’énergies renouvelables à l’horizon 2020, • 15 à 20% d’économies d’énergies à l’horizon 2020 par rapport au scénario de référence. <p>Par ailleurs, la Jordanie poursuit avec certaines compagnies pétrolières (Shell notamment) des projets de R&D destinés à exploiter les ressources nationales en matière de schistes bitumineux (<i>oil shale</i>). Cette ressource pourrait permettre d’alimenter des installations de production d’électricité à hauteur de 500 MW selon certaines sources.</p>	Finalisation et mise en œuvre de la version révisée du <i>Energy Master Plan</i> , prévoyant probablement un renforcement des objectifs en matière de production d’énergie à partir de sources renouvelables et d’efficacité énergétique.
Financement au plan national (sans aide extérieure ou avec aide mesurée)	<p>L’<i>Energy Master Plan</i> de 2004 prévoyait à titre indicatif un besoin de financement global de plus de 3 milliards USD pour assurer le développement du secteur de l’énergie pour les 10 ans à venir, dont 450 M USD pour les énergies renouvelables.</p> <p>Le MEMR étudie la possibilité de mettre en place un fonds pour le développement des énergies renouvelables et de l’efficacité énergétique. Ce fonds, dont les modalités opérationnelles sont en</p>	Mise en place du fonds national pour les énergies renouvelables et l’efficacité énergétique, à partir de fin 2007.

	<p>cours d'étude (la fin de l'étude est prévue pour septembre 2007), pourrait bénéficier d'un don du GEF, ainsi que des recettes d'une taxe sur la vente d'électricité, destinée initialement à financer l'électrification des zones rurales. Dans le cadre du projet d'électrification rurale initié en 1992, il avait été prévu qu'un « fils » (soit 0,01 JD) -puis deux à partir de 1997- perçu sur chaque kWh vendu soit affecté à l'électrification des zones rurales. Il est généralement admis à l'heure actuelle que la majorité des régions ciblées sont désormais électrifiées pour l'essentiel.</p>	
--	--	--

4.1.2 Efficacité énergétique

Éléments de réformes et politiques	Situation Actuelle	Perspectives 2010-2012
Institutions responsables	<p>Il n'existe pas d'agence responsable de la maîtrise de l'énergie, toutefois le MEMR dispose d'une direction des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, responsable de la définition des politiques d'efficacité énergétique. Par ailleurs, le NERC identifie et met en œuvre des programmes d'efficacité énergétique, remplissant certaines fonctions d'une agence de maîtrise de l'énergie.</p>	<p>Possibilité de la mise en place d'une structure nationale en charge de l'efficacité énergétique.</p>
Législation et réglementations	<p>Il n'existe pas de loi spécifique sur l'efficacité énergétique. Un projet de loi sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables est en cours de préparation, mais reste très peu avancé.</p> <p>Par ailleurs, les autorités envisagent également la mise en place d'un « code » de l'efficacité énergétique.</p>	<p>Adoption et mise en œuvre de la future loi sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, en cours de préparation.</p>
Stratégies	<p>Une stratégie en faveur de l'efficacité énergétique a été mise en place en 2004, suivie par un comité de pilotage présidé par le MEMR. Cette stratégie vise à développer le potentiel d'efficacité énergétique, estimé dans l'industrie à environ 20%</p>	<p>Mise en place des mesures identifiées dans la stratégie de 2004 en vue de parvenir à l'objectif à horizon 2020 (sous réserve de la nouvelle stratégie nationale à paraître en juillet) d'économies d'énergie de 15 à 20% par rapport au</p>

	<p>en moyenne par une étude récente. L'objectif annoncé est de faire progresser l'efficacité énergétique de 3% par an.</p> <p>Les mesures envisagées par la stratégie portent sur les points suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tarification : réduction des subventions et transparence des prix de l'énergie, • Réglementation : incitations fiscales, normes techniques pour les équipements et bâtiments, • Sensibilisation et formation, • Financement : formation des institutions financières ; mise en place d'un fonds d'investissement dédié. 	scénario de référence.
<p>Financement au plan national et fiscalité</p>	<p>Par ailleurs, plusieurs fonds sont mis à disposition des entreprises pour des opérations d'efficacité énergétique :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fonds KfW pour des initiatives environnementales dans l'industrie (dans le cadre du FODEP), porté par l'Industrial Development Bank (subventions pour de l'assistance technique et prêts bonifiés pour l'investissement). • Fonds du « Higher Council for Science & Technology » (environ 500 000€) permet de subventionner des projets d'efficacité énergétique. • La « National Association for Enterprise Development » met à disposition une aide à la réalisation d'audits énergétiques. • Le programme « Jordan Upgrading and Modernization Programme » (JUMP) permet une des soutiens à la réalisation d'audits énergétiques. • Plusieurs fonds de mise à niveau (IJADA, soutenu par l'UE, par exemple) permettent de soutenir la réalisation d'audits énergétiques. <p>La société EMS, ainsi que certains installateurs d'équipements (type chauffe-eau solaire) ont développé des systèmes de tiers-investisseurs. Ces approches restent limitées à l'heure actuelle compte tenu des garanties exigées par les partenaires financiers.</p>	

Industrie	Plusieurs initiatives ont été mises en place pour favoriser le développement des audits énergétiques, à la suite de projets menés dans les années 1980 avec l'USAID et dans les années 1990 avec la GTZ. En particulier, une étude pilotée par le MEMR a mis en avant un potentiel d'économie d'énergie de 18% dans le secteur industriel. L'exploitation de ce potentiel est l'objectif de la stratégie en faveur de l'efficacité énergétique récemment mise en place (2004).	
Municipalités	Un potentiel important est également identifié dans le domaine de l'éclairage public et de l'irrigation.	
Bâtiments neufs	La mise en place d'un code pour la construction de bâtiments neufs est considérée comme une priorité, possiblement avec le soutien du PNUD.	Application d'un code de la construction intégrant des normes d'efficacité énergétique.
Bâtiments existants	Des mesures d'efficacité énergétique dans la rénovation sont envisagées.	
Équipements des ménages	Un projet UNDP/GEF vise à soutenir l'adoption de normes d'efficacité énergétique pour les équipements électro-ménagers.	Définition et application de normes.
Transports	Le renforcement de la gestion du trafic urbain est envisagé, de même que les contrôles sur les consommations de carburant et sur les normes d'émissions.	Renforcement des contrôles sur les véhicules. Possible mise en place d'un train ou tramway Amman/Zarqa.
Actions sur la production d'équipements	Les actions réalisées jusqu'ici ont contribué à l'émergence de quelques sociétés d'audits énergétiques (EMS pour l'essentiel) et à l'émergence d'une filière de fabricants et d'installateurs de CES. Plusieurs opérateurs hésitent à mettre en place des sites de production d'équipement en raison du prix élevé du crédit.	

4.1.3 Énergies Renouvelables

Éléments de réformes et politiques	Situation Actuelle	Perspectives 2010-2012
Institutions responsables	Le MEMR est responsable de la promotion des énergies renouvelables, et dispose d'une direction dédiée ainsi que de l'appui du NERC.	
Législation et réglementations	Une législation spécifique est en cours d'élaboration. Par ailleurs, la prochaine loi sur l'électricité pourrait également intégrer des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables.	Adoption et mise en œuvre de la future loi sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, en cours de préparation.
Stratégies	<p>La Jordanie a conduit plusieurs études sur le développement des énergies renouvelables depuis 15 ans. Les autorités ont récemment annoncé l'objectif d'atteindre 3 % d'énergie consommée à partir de sources d'énergies renouvelables à l'horizon 2015.</p> <p>Cet objectif, perçu comme étant ambitieux par la plupart des observateurs, pourra être atteint essentiellement grâce au développement de l'énergie éolienne. Les investissements nécessaires pourraient se monter à 450 M USD, d'après la stratégie nationale en matière d'énergie de 2004.</p> <p>La stratégie nationale est à l'heure actuelle en cours de révision par les autorités. Les objectifs de part de renouvelables pourraient être portés jusqu'à 10% à horizon 2020 dans le cadre de la nouvelle stratégie.</p> <p>Jusqu'à présent, la Jordanie a bénéficié d'un don de la Banque Mondiale (à partir d'un fonds japonais) d'environ 1 million USD pour réaliser quatre études sur le développement des énergies renouvelables, sur les aspects suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Potentiel de développement de l'énergie éolienne, • Potentiel géothermique, • Opportunités offertes par les énergies renouvelables dans l'industrie, • Étude des obstacles au développement des énergies renouvelables en Jordanie. 	Mise en place de mesures destinées à atteindre l'objectif de 10% d'énergie produite à partir de renouvelables à horizon 2020.

	<p>Cette dernière étude, conduite par le cabinet <i>Lahmeyer</i>, s'est achevée fin 2006. Elle doit en principe fournir des éléments constitutifs d'une possible loi sur les énergies renouvelables.</p> <p>Pour l'instant, une réflexion sur les moyens d'améliorer la compétitivité des énergies renouvelables a été engagée dans le cadre de ces travaux (les autorités nationales ayant écarté la possibilité de mettre en place un tarif de rachat garanti). Parmi les mesures envisagées par les autorités figurent notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> • mise à disposition du terrain par l'État (difficilement réalisable lorsque le terrain est privé), • aménagement de la durée d'amortissement, • prise en charge du raccordement au réseau par l'État, • octroi prêts bonifiés (cet aspect peut se heurter à des difficultés de mise en œuvre puisque l'État réserve généralement les prêts bonifiés aux programmes sociaux), • vente de crédits carbone. 	
Financement au plan national	<p>Le financement des projets d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique en Jordanie est assuré en partie par les bailleurs de fonds internationaux pour les projets innovants (biogaz de décharges, par exemple) et par les banques commerciales nationales.</p> <p>La possible mise en place d'un fonds dédié au développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique pourrait apporter un soutien financier aux projets ER, par exemple par la mise à disposition de prêts bonifiés, de subventions d'études ou d'autres soutiens.</p>	
Éolien	<p>Le pays a un fort potentiel éolien, en particulier dans le nord et à l'ouest du pays, où la vitesse annuelle moyenne du vent atteint 7m/s. Un atlas des vents de la Jordanie existe depuis 1988 et a été mis à jour en 1999. Deux parcs éoliens existent à l'heure actuelle en Jordanie : Al Ibrahimia (capacité de 4x80kW) crée en 1986 et Hofa (capacité de 5x225 kW) créée en 1996. Ces sites sont opérés par CEGCO.</p>	<p>Construction et mise en exploitation des sites de Fujaij et de Shobak (appels d'offres en projet ou en cours), contribuant à la mise en place de 100 à 160 MW. Il est estimé qu'environ 600 MW pourraient être installés à l'horizon 2020, et 300 d'ici 2015.</p>

	<p>Suite à la réalisation de ces deux parcs, le MEMR a annoncé en 2001 le lancement d'un appel d'offres international pour la construction d'un projet éolien d'une capacité de 75 à 80 MW sur le principe d'un BOO (Build, Own & Operate). Trois sites ont été retenus : Hofa/Irbid; Al-Fujaij/ Al-Shobak, et Wadi Araba/Aqaba.</p> <p>Entre deux propositions, MEMR a désigné un consultant international afin d'évaluer les offres techniques et financières des candidats et de l'assister dans les négociations. Le projet n'a finalement pas abouti pour du fait de la faillite de l'un des soumissionnaires et d'un échec des négociations avec l'autre. L'une des contraintes rencontrées était les tarifs de l'électricité proposés par les développeurs de ces parcs éoliens le prix proposé (environ 7 ct USD/kWh) étant peu compétitifs avec les prix de rachat de l'électricité pratiqués par NEPCO (de l'ordre de 4 USc/kWh). Les réflexions en cours au MEMR (voir section 5) visent à identifier les mesures permettant de diminuer le coût de production de l'énergie éolienne. Par ailleurs, un projet du GEF (financement GEF de 6 M USD) approuvé en août 2006, vise à favoriser le développement du marché de l'énergie éolienne en Jordanie.</p>	
Solaire - PV	<p>La production d'électricité photovoltaïque est relativement peu développée en Jordanie, et se limite aux zones isolées, et par exemple pour le pompage de l'eau (103 kW), des hôpitaux (7 kW), les équipements de communications (19 kW), les stations de police isolées (17 kW) ou d'autres utilisations (25 kW). Cette filière est considérée comme peu intéressante sur le plan économique, et ne figure pas parmi les priorités des autorités locales. La capacité totale installée est estimée à 0,5 MW en 2006. Pourtant, la Jordanie dispose d'un potentiel intéressant sur le plan de l'ensoleillement et de la disponibilité foncière.</p> <p>Un projet hybride de production d'énergie et de désalinisation</p>	<p>Les autorités envisagent la possibilité de favoriser l'installation d'une unité de fabrication de panneaux solaires dans le sud du pays.</p> <p>Des réflexions sont également à l'étude concernant la possibilité de développer des centrales solaires, pour atteindre 100 à 150 MW de capacité installée à horizon 2015.</p>

	<p>est en cours de mise en œuvre à Aqaba, avec le soutien de fonds de l'Union Européenne. Le projet, qui comprend notamment la mise en place de 35 000 m² de panneaux solaires doit permettre de produire 8,5 MW en électricité, 10 000 m³ d'eau désalinisée et 20 MW d'air conditionné. D'après les autorités nationales, le potentiel de cette technologie pourrait être très important, bien qu'il s'agisse à ce stade d'un projet expérimental.</p>	
<p>Solaire thermique</p>	<p>La technologie des chauffe-eau solaires s'est fortement développée au cours des années 1980 en Jordanie : environ 1 million de m² ont été installés, au point d'équiper de 20 à 25% du parc d'habitations. Ce pourcentage est estimé à 15 % à présent, sachant qu'un nombre significatif de CES installés ne sont plus opérationnels. Le dynamisme du marché a permis l'émergence de plusieurs fabricants locaux. Cette phase de croissance a connu un coup d'arrêt avec la dévaluation du Dinar Jordanien (JD) en 1989, qui a eu pour conséquence de fortement augmenter le prix des équipements (le prix moyen est passé de 200 à 400 JD), dont les composants sont en grande partie importés. Le marché actuel est estimé à environ 10 000 m² par an, pour l'essentiel couvert par les producteurs locaux, bien que concurrencés par des matériels d'importation. En l'absence d'un cadre incitatif, le marché ne parvient pas à se développer de manière significative.</p>	<p>Mise en place possible d'un dispositif de soutien aux CES avec l'appui des sociétés distributrices d'électricité.</p>
<p>Biomasse / déchets</p>	<p>Le projet de valorisation de biogaz à Russeifah, au nord d'Amman, est opérationnel depuis 2000. Il s'agit du seul projet de valorisation énergétique de biogaz de décharge en Jordanie. L'opérateur, la Jordan Biogas Company, a été mis en place dans le cadre du projet, sous la forme d'un joint-venture entre la Municipalité d'Amman (Greater Amman Municipality) et la société nationale de production d'électricité (CEGCO). Ce montage institutionnel permet à la municipalité de tirer parti des quelques 13 millions de tonnes de déchets ménagers enfouis sur le site de Russeifah, et à CEGCO de diversifier son parc d'installations. Le projet a bénéficié au départ (en 1998) d'un</p>	<p>Développement et exploitation du potentiel biomasse des autres décharges principales (dont le site de Ghabawi, à proximité d'Amman). Etude de faisabilité de l'exploitation de biogaz d'assainissement liquide, ou de valorisation de la biomasse issue de la filière agricole.</p> <p>Par ailleurs, des réflexions concernant la mise en place d'unité d'incinération des déchets (concernant la municipalité d'Amman) conduisent à envisager la production d'électricité à partir de valorisation des déchets. Le coût d'investissement et de fonctionnement (en</p>

	<p>don du GEF d'environ 2,5 M€ ainsi que d'un appui technique de la coopération danoise pour assurer la formation du personnel technique. Les installations réalisées comprennent d'une part des puits de captage du biogaz (12 au total), un générateur d'une puissance d'1 MW, ainsi qu'un digesteur produisant du biogaz à partir de déchets d'abattoirs, de déchets de restaurants et de lixiviats (capacité : 60 tonnes / jour). Le biogaz utilisé pour la production d'électricité provient donc à la fois de la décharge et du digesteur. En revanche, le compost produit par la digestion n'a pu être utilisé, sa teneur en sel (due aux déchets d'abattoir) étant trop élevée.</p> <p>Un projet d'extension est envisagé actuellement en ce qui concerne le captage du biogaz de la décharge (passage de 12 à 84 puits) et la capacité de production électrique (3,5 à 5 MW). Cette extension pourrait faire l'objet d'un projet CDM dont le potentiel de CERs (environ 250 000 teqCO₂ par an) sera attractif pour les acheteurs potentiels. Les revenus de la vente de crédits carbone s'ajouteraient alors aux recettes de la vente d'électricité, ce qui assurera l'équilibre économique du projet.</p>	comparaison des centres d'enfouissement techniques) constitue cependant une barrière importante pour la mise en de telles installations.
Électrification Rurale / Décentralisée	Le programme d'électrification rurale, initié en 1992, est désormais considéré comme achevé. Le solaire PV est utilisé pour l'électrification des sites isolés.	Electrification de sites isolés à partir de solaire PV.
Hydroélectricité	<p>Le potentiel hydroélectrique est très faible en Jordanie, si l'on exclut le projet « Mer Rouge – Mer Morte » (potentiel de 400 à 800 MW), pour lequel les conditions politiques et les possibilités de financement ne sont pas réunies à l'heure actuelle.</p> <p>Les deux installations existantes sont le barrage King Talal (capacité de 5 MW) et Aqaba (capacité également proche de 5 MW) et contribuent à moins de 1% de la production nationale d'électricité.</p>	
Géothermie	La géothermie n'est pas développée à l'heure actuelle en Jordanie, à l'exception de quelques installations touristiques ou	

	<p>agricole (serres). Une étude sur le potentiel en géothermie à été conduite en 2006 sous la supervision du MEMR. Les conclusions de l'étude indiqueraient que le potentiel de géothermie pourrait servir uniquement à des applications limitées (en agriculture par exemple).</p>	
--	---	--

4.2 Revue des programmes et instruments de financement soutenus par des IFIs et BdF bilatéraux

Plusieurs initiatives ont été engagées dans les dernières années dans le domaine de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, avec le soutien des principales IFIs (notamment : UE, USAID, GTZ, KfW, AFD/FFEM, GEF, PNUD et PNUE). Les initiatives emblématiques portent sur le soutien du GEF au projet de valorisation du biogaz sur le site de la décharge de Russeifah (2,5 M€). Le PNUD est actuellement impliqué dans la mise en place d'un programme de normes d'efficacité énergétique pour les équipements électro-ménagers. Par ailleurs, plusieurs études ont été financées avec l'aide des bailleurs de fonds.

Dans le cadre du FODEP, la KfW avait mis en place une ligne de crédit destinée aux initiatives environnementales dans l'industrie, porté par l'Industrial Development Bank. Ce dispositif proposait des subventions pour de l'assistance technique ainsi que des prêts bonifiés pour des investissements (5 M DM mis à disposition sur 5 ans en 1998). En fin de compte, seule une petite part du financement prévu a été utilisée.

Le gouvernement a mis en place plusieurs initiatives destinées au soutien de projets industriels visant à améliorer l'efficacité environnementale, tels que :

- Le fonds du « Higher Council for Science & Technology » permet de subventionner des projets d'efficacité énergétique (dans la limite d'un budget de 500 000 €).
- Le « Jordan Clean Production Programme », à l'initiative du Ministère de l'Environnement, qui ne dispose toutefois que de peu de moyens financiers à l'heure actuelle.

En complément, plusieurs fonds sont mis à disposition des entreprises dans le cadre de la mise à niveau de l'outil de production. Certains de ces dispositifs prévoient le financement d'audits énergétiques, et notamment :

- « National Association for Enterprise Development » met à disposition une aide à la réalisation d'audits énergétiques, grâce à un fonds japonais (environ 1 M€ par an).
- Le programme « Jordan Upgrading and Modernization Programme » (JUMP) permet des soutiens à la réalisation d'audits énergétiques (à hauteur de 50% du coût) et à la mise en place de projets d'EE ou de conversion au gaz naturel (possibilité d'une subvention de 30% du coût plafonné à 50 000 JD).
- Plusieurs fonds de mise à niveau (IJADA, soutenu par l'UE, par exemple) permettent de soutenir la réalisation d'audits énergétiques.

Dans le cadre de la stratégie nationale, le MEMR a initié une étude (avec le soutien de la Banque Mondiale) visant à définir les modalités de mise en place d'un fonds national pour l'EE et l'ER. L'étude est en cours de réalisation (le consortium retenu est Mercados Energeticos et Econergy) et doit faire l'objet d'un rapport pour septembre 2007. A ce stade, les modalités d'intervention (subventions, prêts bonifiés) ainsi que les secteurs ciblés (projets éoliens, EE dans l'industrie, etc.) du « Jordan Renewable Energy and Energy Efficiency Fund (JREEFF) » ne sont pas encore définis. Les BdF ont été approchés pour contribuer au financement de ce fonds.

Enfin, l'AFD souhaite mettre en place une ligne de crédit dédiée aux projets d'environnement et d'EE en Jordanie. Dans ce cadre, des études ont été conduites afin de définir le volume envisageable d'investissements dans les secteurs d'EE et de l'environnement (estimé à environ 40 à 50 M€ sur les 5 ans à venir, hors très gros projets).

Le principe d'intervention de la ligne de crédit serait le suivant :

- Ligne de crédit d'environ 40 M€ éventuellement accordée en USD afin de limiter les contraintes liées au risque de change ;
- Durée de 12 à 15 ans avec période de grâce de 5 ans ;
- Taux à fixer, a priori significativement inférieur au cours du marché ;
- Portage assuré par une ou plusieurs banques commerciales ;
- Cibles de clientèle : porteurs de projets (industries ou tertiaire) d'EE ou d'environnement ou de conversion au gaz naturel, éco-industries (producteurs, importateurs, installateurs, exploitants, ESCOs).

En complément de la mise en place de la ligne de crédit, l'AFD prévoit un dispositif d'appui aux opérations de sensibilisation et d'assistance technique destiné aux porteurs de projets, aux consultants locaux et aux intermédiaires financiers, probablement avec un financement FFEM.

L'AFD-FFEM finance aussi actuellement un programme de modernisation de l'éclairage public.

4.3 Potentiels et besoins quantitatifs

4.3.1 Efficacité énergétique

Industrie

L'attention croissante portée par les autorités à la protection de l'environnement mais surtout la forte augmentation des prix de l'énergie au cours des dernières années expliquent que les industriels envisagent de plus en plus de projets d'optimisation de leur consommation d'énergie, soit par la conversion au gaz naturel, soit en investissant dans des solutions d'EE ou d'ER.

Le secteur industriel doit être distingué entre les industries fortement consommatrices d'énergies et le reste du parc composé essentiellement de PME.

Dans l'ensemble, les grandes unités industrielles (notamment dans le cas de la production électrique, de la production d'engrais, du secteur cimentier) ont déjà identifié ou mis en œuvre des projets dans le domaine de la gestion de l'énergie. D'après certaines sources, les 10 plus importants consommateurs représenteraient plus du tiers des dépenses d'énergie. Ces projets sont généralement rentables et financés sur fonds propres ou avec l'appui de prêts commerciaux disponibles auprès des acteurs bancaires nationaux. Ces projets portent généralement sur les aspects suivants :

- conversion au gaz naturel (pour cette raison, la majeure partie du gaz fourni par le Arab Gas Pipeline sera consommée par ces utilisateurs principaux, au détriment des PME industrielles) ;

- cogénération : plusieurs projets destinés à de l'auto-consommation sont identifiés, les conditions de revente au réseau étant pour l'instant peu incitatives. Ces investissements peuvent être très importants mais également de taille plus réduite (1 à 5 M€) dans le cadre d'unités industrielles moyennes ou de sites tertiaires (complexes hôteliers, hôpitaux, etc.). A titre d'exemple, une société de production de mouchoirs a récemment mis en place une cogénération pour un montant d'environ 1 M€
- efficacité énergétique : les plus grandes entreprises, parfois filiales de groupes internationaux, sont en mesure d'identifier les opportunités de projets EE, de les financer (avec le soutien de financements corporate) et de les mettre en œuvre, si besoin avec l'appui de consultants internationaux.

Pour ce qui est des entreprises de taille petite et moyenne, qui constituent l'essentiel du tissu industriel, les opportunités de projets EE restent mal connues. Suite aux audits énergétiques conduits par NERC et par EMS ces dernières années, il est généralement considéré que :

- le potentiel d'efficacité énergétique atteint régulièrement 15 à 20%, avec une grande partie d'actions dont les temps de retour se situent entre 1 et 4 ans,
- la majeure partie des industriels n'ont pas identifié ce potentiel, et ne disposent pas des capacités pour élaborer et mettre en œuvre ces projets,
- le risque perçu par les industriels, concernant les bénéfices attendus ou la fiabilité de la société en charge de la mise en œuvre du projet, retardent ainsi la décision d'investissement,
- dans certains cas, le temps de retour est considéré comme encore trop long pour justifier l'investissement.

D'après les études disponibles, pour les projets EE dont les temps de retour sur investissement se situent entre 1 et 4 ans, le potentiel total d'investissements dans le secteur industriel (environ 500 entreprises) se situerait aux environs de 70 M€. Dans ces conditions, les besoins probables d'investissements dans les 5 années à venir pourraient se situer entre 25 et 40 M€

Secteur tertiaire

En se basant sur la même approche, les investissements potentiels en matière d'EE dans le secteur tertiaire se monteraient à environ 25 M€ pour les 5 années à venir. Par ailleurs, les projets à conduire dans ce domaine présentent davantage de potentiel de reproductibilité que dans le secteur industriel, s'agissant avant tout d'opérations portant sur l'éclairage, l'eau chaude sanitaire, le chauffage et la climatisation.

Secteur résidentiel

Le potentiel des CES reste élevé dans le secteur résidentiel, mais son développement est limité par le fait qu'un grand nombre de ménages ne sont pas en mesure de financer l'investissement initial (de 300 à 500 € environ). La mise en place d'un système de leasing (aujourd'hui limité à des courtes périodes) serait en mesure de favoriser le déploiement de ces systèmes. Les investissements en jeu pourraient atteindre 10 M€ environ sur 5 ans en prenant l'hypothèse de l'installation de 25 000 CES.

4.3.2 Énergies Renouvelables

Eolien

Dans le cadre de la stratégie nationale, le développement de l'éolien en Jordanie devrait se traduire par l'installation d'environ 200 MW à court terme, et de 400 MW supplémentaires à moyen terme. Dans ces conditions, les besoins en investissement dans les 5 ans à venir devraient se situer entre 200 et 300 M€

Par ailleurs, certains industriels (dans le secteur cimentier par exemple) envisagent la mise en place de fermes éoliennes, pour des projets représentant des investissements d'environ 10 M€. Ces initiatives restent limitées compte tenu du caractère peu incitatif des conditions de rachat par NEPCO.

Biomasse

A l'heure actuelle, la valorisation de la biomasse fait l'objet d'un nombre limité de projets à l'étude, principalement dans le domaine du biogaz de décharge. Les investissements induits restent faibles (généralement de 0,5 à 3 M€selon les sites).

Le tableau suivant présente les estimations disponibles pour les filières étudiées (hors grands projets).

Filière	Besoin d'investissement sur 5 ans (M€)	Moyenne annuelle (M€)
EE dans l'industrie, petites opérations	10	2
EE dans l'industrie, opérations moyennes	20	4
Cogénération	10	2
Conversion au gaz naturel	20	4
EE Tertiaire	25	5
EE résidentiel (CES)	10	2
Éolien	250	50
Biomasse	10	2
Total	355	71

A titre de comparaison, la stratégie nationale en matière d'énergie de 2004 prévoyait des investissements sur 10 ans (à horizon 2015) de 450 M USD dans le secteur des énergies renouvelables, dont près de la moitié pour l'éolien, et de 100 M USD en faveur de l'efficacité énergétique.

4.4 Analyse des besoins de financement et des options envisageables

4.4.1 Principales difficultés rencontrées dans le cadre du financement des projets EE/ER

A l'heure actuelle, les projets EE/ER disposent de peu d'alternatives de financement, à savoir :

- les ressources propres,
- le recours aux prêts commerciaux (corporate finance),
- les financements de bailleurs de fonds par dons pour certains projets démonstratifs (à l'instar de la Jordan Biogas Company) ou par prêts concessionnels.

Pour ce qui concerne les prêts commerciaux, le secteur bancaire jordanien est marqué par un excès de liquidité, se traduisant par une baisse des taux ces dernières années, qui restent néanmoins élevés (11% à 14%). Le secteur bancaire reste à ce jour peu sensibilisé aux problématiques des ER et de l'EE, n'étant pour l'instant que très rarement approché pour des demandes en ce sens, la majorité des dossiers portant sur l'extension ou la rénovation d'un site de production, avec dans certains cas une composante d'efficacité énergétique. Cette perception évolue avec l'apparition de demandes de financements pour des projets de cogénération, de conversion au gaz naturel ou d'unités de production centralisée de chaud et de froid. Toutefois, les représentants du secteur bancaire considèrent que le marché reste encore peu mature, puisqu'en dehors de quelques grandes entreprises, la plupart des entreprises nécessitent un appui technique pour identifier et mettre en œuvre des projets dans ce domaine.

Dans le contexte de surliquidités, les banques nationales ont l'objectif de placer leurs propres dépôts en priorité lorsque des projets rentables sont identifiés. La mise à disposition d'une ligne de crédit par un bailleur de fonds international poserait ainsi un problème d'attractivité pour le banquier et pour le bénéficiaire final. Ce problème serait d'autant plus marqué dans le cas d'une ligne de crédit en devises, les prêts en devises n'étant accessibles qu'aux seules entreprises exportatrices et posant un problème de surcoût en raison du risque de change. Enfin, les procédures d'octroi plus complexes entraînent souvent pour ce type d'instruments des délais significatifs qui ne sont pas toujours compatibles avec les décisions d'investissements.

Un petit nombre d'entreprises se sont positionnées en tant qu'importateurs et installateurs d'équipements d'EE ou d'ER. Certaines avaient envisagé de mettre en place une unité de production en Jordanie, mais ont renoncé en raison du coût élevé du financement (sauf pour des activités d'assemblage).

Plusieurs sociétés essayent de vendre des technologies de production d'électricité à partir de sources renouvelables à des industriels. Les clients restent difficiles à convaincre compte tenu du coût de l'investissement initial (200 à 500 000 €), de la durée du temps de retour sur investissement (3 à 7 ans) et de l'absence d'exemples de projets réussis.

Par ailleurs, la mise en place de « performance contracts » et de formules de tiers investisseurs reste très limitée en raison principalement de l'aversion au risque des partenaires financiers, exigeant des garanties collatérales importantes.

Bien que certains dispositifs de garantie existent (Jordan Loan Guarantee Corporation, IJADA) ils ne suffisent pas à apporter une solution aux problèmes auxquels font face les ESCOs ou installateurs de CES, vite limités dans le développement de leur activité en raison de l'insuffisance des actifs dont ils disposent.

4.4.2 Contraintes pour la mise en place d'un mécanisme de financement

La principale contrainte pour la mise en place d'un instrument de financement dédié porte sur le cadre législatif et réglementaire, jusqu'ici peu incitatif. Celui-ci devrait fortement évoluer avec la publication d'un projet de loi EE/ER au cours de l'été 2007. Compte tenu des délais de mise en place des textes d'application, ce cadre pourrait entrer en vigueur à l'horizon 2010 environ.

La sensibilisation des porteurs de projets, et notamment des entreprises, reste faible dans leur grande majorité, de même que leurs capacités à identifier et à exploiter un projet d'EE. Par ailleurs, si certains consultants locaux ont développé une expertise sur ces questions, ils restent peu nombreux à l'heure actuelle.

Au-delà de ces contraintes, le cas de la Jordanie est spécifique en raison des dispositifs qui sont actuellement à l'étude et pourraient être mis en place au cours des prochains mois, à savoir :

- la création d'un fonds national de soutien à l'EE et aux ER (JREEEF), dont les contours et les modalités d'intervention restent à définir,
- la mise en place d'une ligne de crédit dédiée aux projets d'environnement et d'efficacité énergétique par l'AFD.

4.4.3 Options envisageables pour la mise en place d'un dispositif de financement aux projets d'EE et d'ER

Parmi les options envisagées, il a été considéré qu'il n'était pas pertinent d'envisager la mise en place d'une ligne de crédit dédiée. En effet, un tel instrument déjà est en cours de mise en place ; or les conditions du marché local (surliquidités, clients peu sensibilisés, etc.) ne permettent probablement pas l'établissement d'un autre mécanisme similaire.

Les options qui nous apparaissent comme les plus faisables et les mieux à même de répondre aux besoins actuels sont présentées ci-dessous.

- **Option 1 : Contribution au JREEEF**

Cette option présente l'avantage de la facilité de mise en œuvre, et évite par ailleurs de multiplier des initiatives pouvant in fine brouiller la lisibilité des dispositifs de soutien aux EE et ER. Cette option, qui recueille le soutien du Gouvernement, permet également une mutualisation des efforts des bailleurs de fonds en faveur d'un dispositif unique. Toutefois, les principes et modalités d'intervention du « JREEEF » ne sont pas connus à

ce jour. Autre inconvénient, les délais de mise en place d'un tel instrument pourraient être longs, et s'étaler sur plusieurs mois.

- **Option 2 : Soutien au développement du marché**

Dans le contexte de prise en compte récente des questions d'EE et d'ER en Jordanie, une approche envisageable consisterait à soutenir des interventions de sensibilisation, de formation, d'études et d'audits énergétiques, dans le prolongement d'initiatives pré-existantes. Dans certains cas, le financement d'investissements pourrait être envisagé pour des projets démonstratifs, répondant à certains critères d'innovation, de reproductibilité et d'exemplarité. Cette approche pose toutefois la question de l'organisation institutionnelle : s'agirait-il de financer le détachement d'experts auprès de structures existantes (tels que le NERC ?), de financer certaines opérations de cette structure ? de contribuer à la mise en place d'une nouvelle agence de la maîtrise de l'énergie ?

- **Option 3 : Fonds d'investissement dédié**

Cette approche consisterait à établir un fonds d'investissement spécialisé dans le financement de projets d'EE ou d'ER de taille moyenne (entre 5 et 15 M€ environ) d'une part, et dans le financement d'ESCOs d'autre part. La mise en place d'un tel partenaire financier pourrait fournir l'assise financière nécessaire au développement d'approches de tiers-investisseur, qui restent aujourd'hui très limitée en Jordanie mais pourraient disposer d'un potentiel significatif. Compte tenu du manque d'informations précises sur les potentialités du marché et du nombre très restreint d'ESCOs présentes en Jordanie, la mise en oeuvre de cette option serait à conduire par étapes, avec la mise en place d'un premier fonds pilote (de 5 à 10 M€ par exemple). Le succès de l'opération dépendrait également de la mise à disposition d'un budget d'accompagnement permettant de mettre en oeuvre les éléments décrits en option 2.

Documentation Jordanie

- National Energy Efficiency Strategy, Ministry of Environment and Mineral Resources, 2004
- Credit line for Energy Efficiency and Environmental Improvements in Jordan, Market needs analysis, AETS, Agence Française de Développement, 2007
- Energy Sector Review in Jordan, Adel Mourtada, Agence Française de Développement, 2007
- Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region, German Aerospace Center (DLR), 2005
- TERNA Wind Energy Project, Feasibility Study for Aqaba Wind Park, Final Report, DECON, 2002
- Arab Union of Producers, Transporters and Distributors of Electricity, Statistical Bulletin, 2005
- Arab Union of Producers, Transporters and Distributors of Electricity, Electrical Power Stations in the Arab Countries, 2005
- Euro-Med Partnership, Country Strategy Paper 2002-2006 & National Indicative Programme 2004-2006 for Jordan, European Union

5 ANALYSE DES RÉSULTATS DE MÉCANISMES DE FINANCEMENT DANS DIFFÉRENTS PAYS

5.1 Liste des mécanismes examinés

Le Consultant a procédé à un examen de plusieurs mécanismes de financement et fonds dédiés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables mis en place, outre quelques pays sud- et est-Méditerranéens, dans l'Union Européenne, dans les pays d'Europe de l'Est et dans d'autres pays en développement.

Une fiche d'une demi page à une page a été préparée pour chacun de ces mécanismes de financement. Le Consultant s'est efforcé de porter dans cette "fiche" les informations suivantes :

- Dénomination du mécanisme, pays où il a été mis en place ;
- Principaux bailleurs / investisseurs ;
- Forme de financement: ligne de crédit, fonds d'investissement, etc.;
- Période d'existence ;
- Gestionnaires et partenaires, notamment banques ou ESCOs ; montage institutionnel ;
- Bénéficiaires et projets visés ;
- Caractéristiques des facilités apportées : monnaie, montants; affectation de la part de dons ;
- Conditions financières ; taux d'intérêt, durée, rémunération des banques, garanties, etc.
- Moyens ; budgets des différentes composantes ;
- Conditions de mise en oeuvre ; procédures ; implications des différentes parties ;
- Facteurs avantageux par rapport au marché bancaire local. Inconvénients ;
- Résultats; raisons principales de la réussite ou des difficultés, propres au type de montage lui-même ou aux conditions extérieures ;
- Autres pays où la transposition du mécanisme est envisagée ;
- Transposition possible au contexte sud- et est-méditerranéen.

Ces fiches figurent en annexe ; les expériences qui font l'objet d'une fiche ou au moins d'une mention en annexe sont les suivantes :

- FODEP dans plusieurs pays sud- et est-Méditerranéens : financé par KFW ; investissements de dépollution et élimination de déchets industriels ; subventions aux investissements et actions d'accompagnement ;
- Ligne de crédit environnement BEI / AFD en Égypte : financements de dépollution dans l'industrie ;
- Lignes de crédit dédiées de la BERD en Bulgarie : BEERECL pour des investissements EE/ER d'entreprises privées, et REECL, prêts aux particuliers pour des investissements EE dans le secteur résidentiel ; lignes de crédit similaires en cours de mise en place ou d'examen dans d'autres pays : Ukraine, Slovaquie, Roumanie, Géorgie, Croatie, Russie.
- BERD municipalités en Pologne : ligne de crédit dédiée, avec l'appui d'une ESCO ;
- Ligne de crédit BEI pour les municipalités en Bulgarie, cofinancée avec Raiffeisen, ouverte dans plusieurs banques bulgares ;

- Fonds WB / GEF en Bulgarie, BgEEF : en association avec le Gouvernement autrichien et d'autres donateurs ; fonds d'investissement pour des prêts accompagnés de garanties partielles, entreprises, municipalités et particuliers. Fonds similaire FREE en Roumanie.
- Fonds d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de GES dans les pays de l'est, Dexia-Fondelec en Hongrie, et autres pays. Financé par BERD et DEXIA, géré par FONDELEC qui participe au fonds. EE dans l'industrie, cogénération, chauffage urbain, ER, tiers investissement ;
- Fonds PNUD-GEF en Roumanie, programme achevé en 2006. Subventions pour des études et projets pilotes ;
- Fonds de garantie GEF/IFC en Hongrie. Dans le cadre du Hungary Energy Efficiency Co-Financing Programme (HEECP); garanties partielles pour des prêts commerciaux destinées aux investissements EE. Le projet va être étendu à d'autres pays : République Tchèque, Slovaquie, Estonie, Lettonie et Lituanie ;
- "Energy Alliance", Ukraine, 2004 : appui à la création d'une ESCO privée ;
- Thailand's Energy Efficiency Revolving Fund;
- China Utility based Energy Efficiency Finance Programme (CHUEE); fonds soutenant des banques chinoises qui proposent des lignes de crédit dédiées aux projets EE/ER. Actions d'accompagnement ; financé par la SFI, un don du GEF et de la Finlande ;
- REEEF, Renewable Energy & Energy Efficiency Fund / IFC: financé par la SFI, des investisseurs publics et institutionnels et des entreprises, complété par un don du GEF ; fonds d'investissement, prêts et subventions, pour des projets EE/ER dans les pays en développement et les pays en transition ;
- Solar Development Group. Fonds d'investissements financé par SFI et la Banque Mondiale, et des fondations américaines ; projets de production d'électricité décentralisée à partir d'équipements PV. Fabricants, installateurs, ESCOs, prêts ou subventions ;
- FIDEME, Fonds d'Investissement de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie : fonds d'investissement / FCPR de type mezzanine / quasi fonds propres. Financé par l'ADEME et banques ; ER, déchets, équipementiers ; souscription à des obligations émises par la société cible ;
- FOGIME, Fonds de Garantie des Investissements de Maîtrise de l'Énergie : fonds de garantie des emprunts bancaires à 70%. SOFARIS, filiale de la BDPME, ADEME, EDF. Projets de PME relatifs à EE/ER. Garantit des prêts ou crédits-bails.
- EMERTEC Énergie Environnement (3E) Fonds d'investissement FCPR : fonds de capital d'amorçage. Financé par CDC-PME, CEA, IFP, Natexis, etc. participations minoritaires dans des entreprises françaises innovantes ;
- DEMETER : fonds d'investissement en capital développement (= en aval d'EMERTEC) ; financé par CDC Entreprises et ADEME via FIDEME. Projets de PME matures dans le secteur EE/ER ;
- ALOE : fonds commun de placement à risque classique de ODDO et capitaux privés. Procédés écologiques et énergie propre. 50% dans des sociétés européennes ayant un potentiel de développement. Le fonds va être reconduit.

5.2 Conclusions préliminaires de l'analyse de ces mécanismes et fonds

Les lignes de crédit et mécanismes d'appui aux prêts bancaires qui ont réussi sont ceux qui comportent des éléments d'accompagnement importants :

- Incitations aux banques et emprunteurs finaux : les banques peuvent recevoir une rémunération fonction de la réussite des prêts, en plus de la rémunération de leur gestion / administrative. Les bénéficiaires finaux peuvent percevoir une prime à l'investissement, de l'ordre de 5% à 10% du prêt, une fois le projet réalisé, et son aboutissement validé par un expert indépendant.
- Assistance technique pour l'identification, la préparation et le suivi des projets.

Une composante don forte est donc un facteur très important de réussite.

La réussite des lignes de crédit vient aussi de l'ajustement des taux d'intérêt à des niveaux sensiblement au-dessous du marché.

Le projet CHUEE en Chine, comportant un soutien et des actions de formation aux banques, la création d'un réseau d'ESCOs qualifiées, et la qualification des fabricants, est un bon exemple de ce type de ligne de crédit, où l'élément de don est important.

Des prêts similaires à ceux réservés au secteur industriel peuvent être proposés au secteur résidentiel, comme cela est fait en Bulgarie, et prochainement en Ukraine. Ces prêts bénéficient également d'une composante assistance pour la préparation des projets, aider à la promotion des réseaux de fournisseurs, financer des actions de promotion, renforcer les capacités, pour les banques et les bénéficiaires finaux, ainsi qu'au bénéfice des associations d'immeubles. Ils comportent des éléments de rémunération de la performance des banques, et des subventions au consommateur final.

Il existe aussi plusieurs exemples où les prêts bancaires à EE sont soutenus par des fonds qui permettent d'apporter des garanties partielles ; un tels fonds a été largement doté en Hongrie ; l'expérience se poursuit dans plusieurs autres pays ; le mécanisme comporte d'autres actions de soutien aux banques locales.

Les fonds établis en dehors du secteur bancaire avec une vocation à faire des prêts et éventuellement à apporter des garanties de crédit partielles, n'ont pas toujours donné de bons résultats. Ce modèle ne peut fonctionner dans un pays où le secteur bancaire est bien développé. Si les conditions des prêts sont plus souples (voire plus laxistes) que celles des banques, le Fonds est amené à supporter trop de risques. Alors que si les conditions des prêts sont similaires à celles des banques commerciales, l'utilité d'un fonds qui entrera en concurrence avec les banques est réduite. Un tel fonds doit s'appuyer sur d'excellents spécialistes pour se défendre vis-à-vis des lignes de crédit concurrentes ; cela semble être le cas du BgEEF, établi par la Banque Mondiale, l'Autriche, le gouvernement Bulgare, et des entreprises privées bulgares. Ici, BgEEF est en concurrence directe avec la ligne de crédit ouverte par la BERD dans plusieurs banques bulgares. Le même modèle de fonds (FREE) établi en Roumanie n'a pas donné les résultats attendus.

L'expérience, à la fois technique et financière, des consultants ou de la société qui gère un fonds, est primordiale. C'est en partie le défaut de cette compétence qui a freiné la réussite du programme REEEF, qui a par ailleurs été pénalisé par des objectifs de rentabilité trop

ambitieux (de l'ordre de 25%). Le projet a été repris par la SFI avec des experts techniques et financiers.

Des fonds qui visaient à soutenir le développement d'ESCOs, en liaison avec des projets, semblent avoir donné de bons résultats.

La réussite du fonds français FIDEME tient notamment à ce qu'il apportait des quasi fonds propres à des taux plus attractifs que ceux du marché, et que l'ADEME était en première ligne de risque. La part des projets éoliens (les plus faciles) que le fonds a financés était bien plus élevée que prévue. Les prêts obligataires de type "quasi-equity", 10 ans à 6%, que peut offrir FIDEME, se rapprochent des prêts mezzanine. L'effet de levier du FIDEME a été estimé à 4-5.

Une garantie partielle de crédit peut couvrir jusqu'à 80% du montant approuvé du prêt, plafonné ; la rémunération ("PCG fees") peut représenter 0,5% à 1,5% par an. Le FOGIME, intéressant du fait qu'il garantit 70% du montant des prêts (au lieu de 40-50%), est devenu encore plus attractif du fait d'une réduction du coût.

Certains fonds ont pu soutenir des financements par tiers investisseur, de type parc éolien privé de taille moyenne, ainsi que des projets réalisés par délégation d'investissement et de service public, notamment dans plusieurs pays d'Europe Centrale.

On peut observer que les IFIs ou BdF n'ont pas jusqu'ici créé des fonds d'investissement dédiés de montants très élevés, en comparaison des prêts directs, prêts globaux ou lignes de crédit : une dizaine de M€ alors que les lignes de crédit peuvent atteindre ou dépasser 50 M€. Bien entendu les fonds sont potentiellement "revolving".

6 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS SUR LE CHOIX ET LES CARACTÉRISTIQUES D'UN MÉCANISME FINANCIER

6.1 Choix du(des) mécanisme(s) de financement le(s) plus approprié(s)

6.1.1 Conclusions sur le contexte et les besoins

Les besoins d'investissements potentiels sont importants dans les trois pays visités sur les segments de marchés étudiés : plusieurs dizaines de M€ par an, pour chaque pays.

Tableau 6.1. Récapitulatif des besoins d'investissement et de financement

Pays Opérations	Maroc		Tunisie		Jordanie	
	Besoin d'investissement annuel, M€	Besoin de financement extérieur, M€	Besoin d'investissement annuel, M€	Besoin de financement extérieur, M€	Besoin d'investissement annuel, M€	Besoin de financement extérieur, M€
EE Industrie, petites opérations	30-40	10	12	8	2	0
EE Industrie, investiss. moyens	30-50	20-40			4	3
Cogénération	30	20	17	12	2	2
Conversion au gaz naturel	20	15	2	1	4	3
EE Tertiaire privé	15	10	6	4	5	3
EE Tertiaire public	10	5			N.D.	N.D.
ER dans l'industrie (éolien)	50	40	12	9	5	4
Biomasse	5	5	6	6	2	2
TOTAL	190-220	125-145	55	40	24	17

Compatibilité entre rentabilité élevée des investissements EE et financements à taux concessionnels

La plupart des investissements dans les segments de marchés étudiés, ou tout au moins les opérations que les industriels envisagent en priorité, sont des investissements très rentables / à faible temps de retour, surtout au Maroc et en Jordanie. Ceci est normal du fait que le marché de l'EE commence seulement à s'ouvrir. En Tunisie, les industriels commencent actuellement à s'intéresser à des projets de maîtrise de l'énergie qui auront un temps de retour de 3-4 ans. Il convient alors de poser dès le départ la question de la pertinence du positionnement de BEI, AFD, KFW, etc. sur ce marché : les financements à des conditions préférentielles ne doivent-ils pas aller en priorité à des investissements d'infrastructures, dont le taux de rentabilité interne est faible, et d'équipements sociaux, dont la rentabilité est difficile à quantifier ?

On pourrait aussi réserver les ressources des BdF à des investissements dont la durée de récupération du capital est plus longue, comme l'eau chaude solaire dans les hôpitaux ou l'hôtellerie, ou la réhabilitation thermique / climatique des bâtiments publics, ou la cogénération. Il convient dans ce cas de vérifier si l'environnement des politiques publiques est favorable (sujet suivant).

On insistera sur le fait que pour lever les obstacles aux projets EE/ER il convient d'aborder en premier les opérations à faible temps de retour : les gisements plus importants impliquant des investissements plus conséquents et des durées de récupération du capital un peu plus longues ne seront atteignables pour les BdF que s'ils ont auparavant traité les petites opérations. À cet égard, l'intervention de BdF sur un marché où subsistent des obstacles non économiques réels, mais surmontables, est essentielle.

On notera aussi que les temps de retour seraient majorés d'environ 6 mois à une année lorsqu'on intègre les coûts financiers.

Conditions préalables concernant les politiques publiques

Au Maroc et dans une certaine mesure en Jordanie, comme cela a été prouvé par différentes expériences en cours ou passées, il serait vain de mettre en place des mécanismes financiers ou même d'accompagnement au développement du marché tant qu'il n'existe pas une politique claire en faveur de l'efficacité énergétique et de petits projets d'énergies renouvelables, comportant un cadre réglementaire, actuellement inexistant, et un engagement de l'État avec ses ressources budgétaires. Les conditions ne sont pas réunies :

- Ni pour les petites opérations financées sur les fonds propres des entreprises,
- Ni pour les investissements plus conséquents dans l'industrie,
- Difficilement pour des investissements de type cogénération (temps de retour à partir de 4-5 ans en Tunisie).
- Et encore moins pour des investissements à long temps de retour (eau chaude solaire, isolation et réhabilitation thermique),

Les prix de l'énergie, l'organisation des marchés, les perspectives de réformes sont favorables, mais il manque encore un cadre institutionnel et législatif, ainsi que des budgets publics dédiés à la promotion de l'EE et des ER. Néanmoins, des projets de lois sont quasiment prêts ; l'existence d'un régulateur du secteur électrique en Jordanie apporte des garanties sur les conditions de rachat à l'avenir, même si on est dans un schéma d'acheteur unique.

Les politiques publiques attendues n'auraient pas pour rôle de rendre les investissements plus rentables par des subventions, conditions d'achat de l'énergie ou autres compensations ; elles viseraient d'abord à éveiller l'intérêt des entreprises et institutions consommatrices d'énergie pour des opérations naturellement rentables, et à modifier la perception que peut avoir un entrepreneur du risque potentiel que peut représenter un projet. Le fait par exemple de rendre les audits énergétiques périodiquement obligatoires pour les grandes industries (ce qui serait aussi le cas du Maroc avec la future loi) crée un environnement tout à fait nouveau.

Dans ce contexte, les appuis apportés par des BdF extérieurs à des projets d'efficacité énergétique ne peuvent avoir pour seul objectif d'améliorer la rentabilité économique d'investissements qui ont déjà d'excellents niveaux de rentabilité. Les financements extérieurs de projets d'énergies renouvelables ne peuvent non plus servir à compenser les subventions aux énergies commerciales. Il s'agit plutôt, dans l'ensemble, d'apporter un effet de levier en accompagnement des politiques publiques.

Objectifs recherchés d'un nouveau mécanisme de financement

Si des mécanismes d'appui aux investissements EE/ER doivent être mis en place par des BdF extérieurs, ceux-ci devront servir à :

- Rendre les conditions financières plus attrayantes pour les investisseurs : bonification des intérêts par rapport aux conditions du marché bancaire, prêts de plus longue durée, périodes de grâce.
- Motiver les banques commerciales à consentir des financements pour ces filières : rémunération incitative, contre-garanties permettant de se dispenser de garanties collatérales.
- Réduire les risques à la fois pour les porteurs de projets et les banques.
- Appuyer toutes les actions d'accompagnement nécessaires : mobilisation des investisseurs potentiels, projets de démonstration, campagnes d'information, audits et études de faisabilité, etc.

Priorités et calendrier

Dans l'immédiat, en Tunisie seulement existent des besoins d'investissements significatifs qui peuvent faire appel à des financements extérieurs à l'entreprise, essentiellement sous forme de prêts. Au Maroc, malgré un système bancaire très dynamique, l'essentiel des investissements seront financés encore pour un temps sur les fonds propres des entreprises. En Jordanie, seules quelques grandes entreprises font appel aux banques pour des investissements aboutissant à améliorer les performances énergétiques. En d'autres termes, le marché des prêts bancaires pour des investissements d'EE est mature seulement en Tunisie. Mais tout doit être fait pour accélérer une telle maturité au Maroc et en Jordanie. En effet, c'est à travers une meilleure implication du secteur bancaire que l'on peut espérer changer réellement d'échelle en matière de réalisations EE/ER.

Dans les trois pays, il existe encore très peu de cas où des industries ou de gros établissements tertiaires seraient à la recherche de capitaux pour des investissements EE/ER, de type cogénération ou petits parcs éoliens (10 MW à 20 ou 30 MW). En Tunisie, alors que les

perspectives de développement de la cogénération sont assez bonnes, les cadres réglementaires relatifs notamment à la cogénération et à l'éolien en autoproduction ne sont pas encore suffisamment clairs pour favoriser le financement de ces filières par des formules de tiers-investissement soutenues par des fonds d'investissement. En d'autres termes, le marché des fonds d'investissements va s'ouvrir très progressivement.

En Tunisie, on estime qu'au total les investissements industriels feraient appel pour 15% aux fonds publics (FNME + MAN), 20% à 30% à des fonds d'investissements, le reste, soit 50-55%, étant financé par les fonds propres des entreprises et des crédits bancaires.

Le financement par des ESCOs est appelé à se développer ; on relève dans chacun des trois pays plusieurs initiatives intéressantes. Des mécanismes de garantie et d'accompagnement sont nécessaires pour aider le développement des ESCOs, ce qui contribuera à dynamiser à la fois les demandes de prêts et de prises de participations.

6.1.2 Quel mécanisme devrait être mis en place à terme ?

La Facilité qui pourrait être mise en place devrait comporter les trois composantes suivantes :

A. Appui / accompagnement aux bénéficiaires / porteurs de projets pour soutenir le développement du marché

Un mécanisme de financement devra nécessairement être accompagné de ou adossé à un dispositif d'aide au développement du marché, venant soutenir les aides mises en place par les autorités nationales. Ces aides doivent porter notamment sur les actions suivantes :

- Aides aux entreprises pour identifier les investissements potentiels d'efficacité énergétique.
- Aides aux porteurs de projets pour faire réaliser les études de faisabilité : préparer les termes de référence, appel d'offres et sélectionner les consultants, qui peuvent consentir à de bonnes conditions s'ils ont à réaliser plusieurs études. Suivi des travaux, révision des rapports, approbation et paiement. Il s'agit notamment de professionnaliser les processus des études préalables.
- Actions de sensibilisation : rencontres, séminaires, fiches d'opérations réussies, diffusion d'informations, etc.
- Projets pilotes / de démonstration.
- Appui aux associations qui peuvent jouer un rôle de relais.

Pour ce qui concerne les études préalables :

Si le promoteur du projet ne donne pas suite, ou pas immédiatement, soit que les recommandations de l'étude de faisabilité sont négatives, soit de sa propre inertie, l'action s'arrête là et la Facilité supporte le risque. Ce principe constitue un signal pour l'emprunteur qu'il n'a pas de risque, et ceci est une incitation à aller de l'avant. C'est aussi un signal pour le gestionnaire / l'équipe du projet qu'ils devront choisir leurs clients et projets avec plus de discernement. La perte financière est toutefois limitée : financement de l'étude extérieure et perte de temps pour l'équipe du projet. Mais le porteur de projet aura financé une partie (au moins 20%) de l'étude.

Si le porteur de projet poursuit le projet et emprunte (de l'ordre de 25% à 50% du montant de l'investissement de la Facilité), les études sont prises en charge par la Facilité (le coût n'est pas ajouté au prêt). L'opération est alors considérée comme un succès.

Si le porteur de projet réalise l'opération sans recourir au financement de la Facilité, les coûts de l'étude devraient être remboursés à la Facilité. Il s'agit également d'un succès pour la Facilité, dont l'objectif est d'assurer un levier pour les investissements EE/ER. À cet égard, une Facilité ne devrait pas mesurer son succès à l'aune du montant d'investissement financé, mais plutôt du volume d'investissement levé.

Les expériences de multiples autres pays, dont la Hongrie, indiquent qu'un élément de don est nécessaire dans les phases initiales des marchés EE/ER, pour développer de nouvelles compétences et éveiller l'intérêt des investisseurs potentiels, notamment par des projets de démonstration.

En Tunisie, un système incitatif avait été mis en place pour prendre en charge 50% du coût des audits. Une partie des coûts d'exécution des contrats-programmes (ingénierie, appels d'offres, choix des fournisseurs, etc.), étaient même partiellement couverte par le dispositif d'aide, depuis 2004. Plus récemment, pour relancer l'EE dans l'industrie, l'ANME a mis en place, avec beaucoup de succès, des opérations d'assistance technique individuelles ou groupées (ex. par branche), en recourant à des experts-relais, pris en charge par le FNME ou le FODEC.

B. Soutien aux financements bancaires et lignes de crédit

Un soutien aux financements bancaires peut se faire de deux manières :

- a. Ligne de crédit ouverte dans plusieurs banques commerciales : une ligne de crédit devra répondre aux conditions suivantes :
 - En monnaie locale ou dans une monnaie facilement utilisable dans le pays ; le risque de change devra être couvert, le différentiel de taux d'intérêt correspondant pouvant atteindre 2 ou 3 points dans les pays étudiés.
 - Taux d'intérêt en monnaie locale très sensiblement inférieur au taux moyen du marché, de 2 à 4 points selon les conditions prévalant dans le pays ; alors même que les taux des banques ont baissé ces dernières cinq années, l'attractivité du taux d'intérêt reste importante pour les entreprises.
 - Durée assez longue : plus de 7 ans ? Délai de grâce : un délai de trois ans est déjà attractif pour des opérations à faible temps de retour.
 - Accompagner la ligne de crédit par des garanties ou contre-garanties aux banques, substituant les garanties demandées aux entreprises.
 - Etc.

Une ligne de crédit a pour avantages notamment d'être un moyen de financement classique familier pour tous les porteurs de projets, et d'avoir recours aux banques locales qui ont l'instinct de leur marché. Ces avantages doivent être ajustés au mieux pour rendre la ligne de crédit attractive : on répercutera les périodes de grâce, au moins en partie, le reste pouvant constituer une rémunération pour les banques. Par exemple, dans le cas d'une nouvelle ligne de crédit en Tunisie, les banques partenaires bénéficieraient d'un délai de grâce de 5 ans et

répercuteraient 3 ans aux bénéficiaires. La ligne serait rétrocedée aux banques à 4% alors que celles-ci pratiquent des taux de 7,5% à 8,5%. L'État Tunisien a imposé un plafond minimum de 2% pour couvrir le risque de change. Donc la rémunération des banques est de 1,5%, + 1% pour le délai de grâce, soit au total 2,5%, ce qui reste assez correct si les systèmes de crédit sont bien sécurisés.

En général, la rémunération des banques devrait contribuer à couvrir le supplément de coût marginal des banques qui mobilisent leurs équipes sur des projets EE / ER. Il s'agit en définitive de rechercher un partage équitable de la marge et des "incentives" entre le bénéficiaire final et l'intermédiaire financier. L'une des formes de rémunération incitative serait la possibilité pour la banque intermédiaire de faire un "revolving" si son client rembourse le prêt par anticipation : cette option a été indiquée par des établissements bancaires à la fois en Jordanie et au Maroc.

On citera aussi l'exemple du programme PROSOL Résidentiel en Tunisie. Les autorités responsables du programme ont exigé des banques des crédits aux acheteurs à 7%, la bonification des intérêts étant octroyée par le PNUF. La durée moyenne des prêts est de 5 ans. La banque qui a gagné l'appel d'offres aux banques pour le financement des acquisitions a proposé un taux très attractif pour ce genre de petits crédits; ceci était rendu possible parce que les banques pouvaient en fait avoir accès à des taux inférieurs au taux du marché monétaire (TMM), qui était de 5%. Le recouvrement des crédits par les factures STEG apporte une solide garantie aux banques.

Même si le bailleur de fonds est en mesure de remplir la plupart des conditions énoncées ci-dessus, l'abondance actuelle des liquidités dans les trois pays analysés, et plus largement dans l'ensemble des PSEM, conduira les banques commerciales à préférer placer en priorité leurs propres dépôts. Au Maroc, où les taux du marché sont assez bas, les BdF renoncent actuellement à mettre en place de simples lignes de crédit. On s'orientera donc de préférence vers la solution (b).

b. Appui aux prêts consentis par les banques commerciales :

Il s'agit d'inciter les banques à faire des prêts spécifiques pour des investissements EE/ER, par un dispositif qui allégerait les coûts et les risques sur plusieurs paramètres :

- Bonification des intérêts.
- Mécanisme permettant aux banques de consentir une période de grâce, même si les temps de retour sont plus courts que la durée des prêts, ou bien de réutiliser les fonds pour un autre investissement si le client rembourse par anticipation.
- Garanties / contre-garanties ou mécanismes qui encouragent fortement les banques à dispenser leurs clients des garanties collatérales dès l'accord de prêt. Par ailleurs, on pourrait imaginer des solutions garantissant les prêts par le cash flow généré et non plus seulement par les immobilisations.
- Rémunération incitative des banques qui s'intéressent aux investissements EE/ER, sous la forme d'un "incentive fee" lié aux performances.

On s'intéressera aussi aux possibilités de proposer des solutions de crédit bail, ou leasing, qui ont un certain succès dans le secteur résidentiel, notamment en Tunisie ou au Maroc. Un contrat de crédit bail offre certaines souplesses : flexibilité des loyers : premier loyer majoré ou minoré, loyers constants, dégressifs, progressifs, par paliers, saisonniers ; souplesse dans la

durée : une période de remboursement de 7 ans pourra être portée facilement à 10 ou 12 ans selon le type d'investissement.

Dans les deux cas (a) ou (b), l'expérience d'autres pays, notamment d'Europe de l'Est, indique que les prêts bonifiés ou à des conditions attractives, toujours accompagnés d'assistance technique, sont une étape logique et incontournable pour développer et structurer des projets viables financièrement, et développer un pipeline de projets bancables. Par la suite, d'autres instruments comme des garanties partielles peuvent appuyer l'accès au financement de projets. En revanche, lorsque les lignes de crédit n'offrent plus des avantages indéniables par rapport aux conditions du marché, elles deviennent difficiles à placer : c'est le cas par exemple du "German Coal Fund" en Hongrie (un fonds revolving fournissant des prêts "soft"), qui est sous-utilisé du fait qu'il n'est plus vraiment soft, et la différence des conditions des prêts commerciaux ne justifie plus l'effort administratif pour soumettre un dossier.

En tout état de cause, avant d'établir un mécanisme de financement et d'en fixer les conditions d'accès et les mesures d'accompagnement, il est important d'engager des concertations très sérieuses avec les opérateurs financiers et les bénéficiaires potentiels, pour mieux comprendre les motivations et les pratiques de chacun de ces partenaires, et donc choisir les leviers de commande les plus appropriés, pour assurer le succès de la facilité.

C. Fonds d'investissement destiné à prendre des participations

Il s'agit d'un fonds spécialisé dans le financement de projets EE/ER de taille moyenne, 3-5 à 15 M€ et le financement d'ESCOs. Les projets finançables ont un montant unitaire important, et sont relativement indépendants du métier de l'entreprise et des process : par exemple cogénération, éoliennes pour l'autoproduction d'électricité, conversion au gaz naturel, ou parc de chauffe-eau solaires. L'apport de capital aux ESCOs est le complément logique de ce type de financement, dans la mesure où les ESCOs peuvent contribuer à des montages de type tiers-investissement. Bien entendu cette approche peut se heurter aux réticences d'industriels peu favorables à l'arrivée d'un partenaire financier pour ce type d'investissement.

On notera ici qu'on n'envisage pas la création d'un fonds qui ferait essentiellement des prêts classiques aux entreprises, et qui serait en concurrence directe avec les banques commerciales. On peut envisager en revanche un fonds de type "mezzanine", qui pourrait notamment faire des prêts obligataires, ou proposer des formules convertibles en actions de l'entreprise. Un fonds a vocation à prendre des risques, et à se rémunérer sur les profits provenant des économies réalisées grâce aux surcoûts qu'il aura financés. Il a aussi vocation à réinvestir les fonds et les plus values au moment de la sortie du capital d'une entreprise ou d'un projet ("revolving"). Enfin, un autre avantage est son ouverture possible à de multiples investisseurs.

Le marché tunisien est assez mature, de sorte qu'une fraction importante des investissements, de l'ordre de 10% à 40%, selon les catégories, pourrait être financée sous forme de participation au cours des 5 prochaines années. L'un des avantages d'un fonds commun de placement à risque est qu'il peut apporter des fonds propres ou quasi-fonds propres très adaptés au bouclage du plan de financement du projet, là où des faiblesses en fonds propres sont constatées, surtout si le fonds comporte des parts A junior détenues par le BdF extérieur ou le partenaire public, en première ligne de risque et peu rémunérées.

En revanche, un fonds d'investissement apparaît aujourd'hui prématuré au Maroc et en Jordanie, tant que le marché n'est pas clairement ouvert, en commençant par les opérations à faible temps de retour ; il y a notamment une forte demande potentielle pour des investissements en autoproduction, et un fonds serait alors très pertinent et devrait être rapidement en place, mais seulement quand les nouvelles lois et décrets seront adoptés. On note cependant qu'au moins dans le cas du Maroc le capital risque s'est considérablement développé et qu'il existe plusieurs fonds de capital amorçage et de capital développement. Un fonds mezzanine a également été créé. Les groupes bancaires ne devraient donc avoir aucun mal à proposer des formules adaptées aux investissements EE/ER.

On notera qu'en Tunisie la législation est peu favorable au tiers-investissement, de type ESCO, le tiers investisseur étant facilement considéré comme un opérateur financier. Par contre, un fonds d'investissement de type SICAR pourrait tout à fait être impliqué dans des opérations de type cogénération, moyennant éventuellement le réaménagement des dispositions réglementaires relatives à la profession de SICAR.

La création récente du GEEREF peut contribuer à la mise en place de tels fonds, ce dispositif étant en recherche de fonds dans lesquels investir.

Le financement mezzanine

On rappellera brièvement que la dette mezzanine est une dette subordonnée non cotée, remboursable in fine. Le financement mezzanine peut prendre la forme d'obligations à bons de souscription d'actions (OBSA), d'obligations convertibles (OC), d'obligations remboursables en actions (ORA) ou encore d'actions privilégiées, utilisés comme supports. Le remboursement de cette dette intervient après celui de la dette senior et de la dette junior. La durée peut aller jusqu'à huit ans, voire 10 ans.

Les banques considèrent la dette mezzanine comme faisant partie des fonds propres, puisque aucun prêt mezzanine n'est remboursé avant les prêts de banques commerciales ; les investisseurs en capitaux la considèrent comme de la dette, puisque le financier en mezzanine n'a pas de droit de vote, mais a priorité dans les remboursements sur les fonds propres apportés par l'investisseur en capital. La dette mezzanine occupe aussi une position intermédiaire en terme de profil de risque.

En principe, la dette mezzanine peut constituer une option de financement appropriée dans les situations où l'accès au financement bancaire classique est limité, soit en raison d'un manque d'actifs, d'une appréciation trop prudente de la rentabilité future de l'entreprise, d'un niveau de dette bancaire déjà élevé où enfin quand la dilution entraînée par une augmentation de capital n'est pas une solution de financement satisfaisante. Ceci rejoint donc les caractéristiques des besoins de financements EE/ER des entreprises marocaines, tunisiennes ou jordaniennes.

La rémunération de ce type d'investissement est classiquement composée d'intérêts payés régulièrement, d'intérêts capitalisés payés à terme, et d'une plus-value obtenue par la cession des actions issues de l'exercice des BSA. Pratiquement, le financement mezzanine peut prendre la forme d'un prêt sans garantie. Il peut aussi comporter un bonus / une composante à succès, comme une participation au cash-flow ou au chiffre d'affaires (prêt partiaire), si le projet dépasse ses objectifs économiques. Cela peut présenter un intérêt pour les

investissements d'efficacité énergétique qui peuvent générer un cash flow important alors que la valeur capitalisée est faible.

Tout en étant plus souple que le financement sous forme de capital de risque, le financement mezzanine offre plusieurs avantages aux entreprises :

- une position subordonnée au prêteur, qui peut être considérée comme de l'avoir net.
- une dilution minimale pour les actionnaires.
- une réduction du fardeau fiscal (les intérêts sont déductibles des impôts).
- le mode de sortie est défini à l'avance.
- une partie du coût de financement est lié au succès de l'entreprise.

Pour les banques, il améliore le rendement du capital investi.

Néanmoins, le coût global pour l'emprunteur risque d'être élevé. Les prêts mezzanine sont en général adaptés aux cas où il y a revente de la société ou des actifs, ou à des opérations de LBO. Le prêteur est alors rémunéré par la plus-value. Le financement mezzanine est encore peu adapté aux marchés financiers insuffisamment développés. L'option mérite d'être approfondie dans la mesure où des fonds mezzanine sont en cours de création dans les pays étudiés.

6.2 Articulation des mécanismes / fonds avec leurs partenaires, tout particulièrement locaux

6.2.1 Tenir compte du contexte et des mécanismes existants

Avant et au moment de la mise en place d'un nouveau mécanisme de financement, il convient de prendre en compte :

- les politiques nationales,
- les instruments existants et des projets en cours, qui peuvent s'appuyer sur des ressources financières nationales ou sur des financements extérieurs.
- les initiatives précédentes des bailleurs de fonds.

Cela est en effet un facteur de succès observé dans d'autres pays ; il s'agit aussi d'éviter la concurrence et confusion entre différents outils de financement, notamment lorsque le marché n'est pas encore mature.

Tableau 6.2. Récapitulatif des mécanismes de financement et d'aide au développement de EE/ER

Pays	Maroc	Tunisie	Jordanie
Instruments			
Accompagnement : appui technique, subventions d'audits et études	Aides aux audits et études énergétiques : projet GEF-AFD/FFEM-Izdihar ; convention ANPME-ONE, appui de FOMAN "soft". PROMASOL (CES)	FNME, PEEI, FODEC	National Association for Enterprise Development et fonds japonais ; JUMP Programme ; IJADA soutenu par l'UE ; PNUD électroménagers.
Subventions aux investissements	FODEP (dans certaines conditions uniquement)	FNME, PEEI, FODEC ; FODEP	Higher Council for Science & Technology ; FODEP (peu utilisé) ; UE pour solaire. GEF pour biogaz à Russeifah.
Lignes de crédit spécifiques EE/ER et garanties	Aucune ligne de crédit ; garantie FOGEEER ; ECOSOL apporte également une garantie aux CES	AFD en cours d'établissement. PEEI pour SOTUGAR	Aucune ; projet AFD
Fonds d'investissement spécifiques EE/ER	Aucun	Aucun	Aucun ; projet MEMR avec appui GEF

Ce tableau indique que EE et ER n'ont pas bénéficié récemment de mécanismes consistants s'appuyant sur des financements extérieurs, sous forme de prêts ou de capitaux, dans les trois pays.

L'EE a bénéficié de programmes d'assistance technique et de subventions aux études.

L'EE, principalement dans l'industrie, bénéficie actuellement du projet PEEI en Tunisie, qui offre des compléments de primes aux investissements (surprime de 10% aux investissements dont les temps de retour sont inférieurs à 3 ans), ainsi qu'un fonds de garantie placé auprès de la SOTUGAR, et soutient les actions d'accompagnement.

La promotion des CES bénéficie d'un programme soutenu par le PNUD et le Gouvernement italien en Tunisie et au Maroc ; le financement permet de bonifier les taux d'intérêt, de soutenir le programme, et/ou d'apporter des garanties. En Tunisie, l'implication de la STEG dans le recouvrement aura achevé de « boucler » le système, ce qui a permis de réactiver le marché du CES de manière impressionnante et quasi-immédiate.

6.2.2 Articulation avec le développement des marchés

Il faut aussi impérativement tenir compte de l'évolution des marchés EE et ER : le marché tunisien est maintenant prêt pour la mise en place d'un fonds d'investissement, au contraire des marchés marocain et jordanien.

Tableau 6.3. Besoins de dispositifs financiers en fonction du développement des marchés EE/ER

Années Opérations / pays	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Maroc						
Accompagnement : audits, études, information, sensibilisation, projets de démonstration	X	X	X	X	X	
Subventions aux investissements	X	X	X			
Lignes de crédit, soutien aux prêts, garanties			X	X	X	X
Fonds d'investissements dédiés				X	X	X
Tunisie						
Accompagnement : audits, études, information, sensibilisation, projets de démonstration	X	X	X			
Subventions aux investissements	X	X	X			
Lignes de crédit, soutien aux prêts, garanties	X	X	X	X	X	X
Fonds d'investissements dédiés		X	X	X	X	X
Jordanie						
Accompagnement : audits, études, information, sensibilisation, projets de démonstration	X	X	X	X	X	
Subventions aux investissements		X	X	X	X	
Lignes de crédit, soutien aux prêts, garanties			X	X	X	X
Fonds d'investissements dédiés				X	X	X

6.2.3 Participation aux projets de facilités ou fonds annoncés dans certains pays

En Jordanie, le MEMR étudie la possibilité de mettre en place un fonds pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Ce fonds, dont les modalités sont en cours d'étude, pourrait bénéficier d'un don du GEF, ainsi que des recettes d'une taxe sur la vente d'électricité, destinée initialement à financer l'électrification des zones rurales. L'AFD est en train de mettre en place une ligne de crédit dédiée, qui sera ouverte dans plusieurs banques commerciales.

En Tunisie, le projet PEEI apporte actuellement des compléments de subventions aux primes offertes par les fonds nationaux FODEC et FNME. L'AFD met en place une ligne de crédit dédiée EE/ER, dotée de 40 M€ Il est envisagé de compléter ce dispositif par deux fonds :

- Un fonds d'investissement, qui pourrait prendre des participations pour une petite partie des contrats-programmes, et pour une part substantielle dans des investissements de cogénération ou d'énergies renouvelables ;
- Un fonds mezzanine, qui serait chargé d'avancer aux entreprises les financements que le FODEC ou le FNME ne verse que sur présentation des factures d'acquisition et d'installation des équipements EE/ER.

Actuellement, un processus de réflexion est engagé en Tunisie, pour renforcer les ressources du FNME (par exemple via une taxe sur les ventes d'électricité, de gaz et de produits pétroliers) et ouvrir ses horizons d'intervention nouveaux (exemple : participation dans des fonds d'investissements, primes sur l'achat de kWh « verts » ou provenant de la cogénération). Certes, aucune décision n'est prise, en raison des obstacles réglementaires et institutionnels, mais des avancées significatives devraient inévitablement se faire dans les prochaines années.

Au Maroc, la Banque Mondiale appuie le Gouvernement dans la mise en place de mécanismes d'incitation aux EE/ER, qui pourraient prendre la forme de fonds dédiés. Un fonds spécifique pour l'éolien est également à l'étude par plusieurs BdF.

On rappelle qu'il existe aussi des mécanismes de mise à niveau, comme FOMAN au Maroc ou FODEC en Tunisie, soutenus par des BdF extérieurs, notamment la CE.

Cela paraît important de pouvoir combiner les ressources de différents BdF pour pouvoir offrir un "package" complet, comme expliqué en 6.1.2. Il est aussi fondamental que les différentes ressources ne se fassent pas concurrence dans un pays donné. Il convient donc d'appuyer une nouvelle facilité dans les conditions suivantes :

- Si cette facilité intervient sous forme de prêts, elle doit servir d'abord à accompagner et faciliter les prêts des banques commerciales du pays.
- La facilité peut offrir des primes aux investissements, couplées à des prêts de banques commerciales.
- La facilité peut consister en un fonds d'investissement qui apporte des capitaux pour des opérations spécifiques, ou contribuer sous forme de participation dans un tel fonds.
- Dans tous les cas, des actions d'accompagnement sont nécessaires.

Dans la mesure où l'AFD a déjà mis en route une ligne de crédit en Tunisie et en Jordanie avec des banques commerciales, il conviendrait d'accompagner d'abord ce mécanisme afin de

faciliter sa pleine utilisation, puis de tirer les premières leçons de son fonctionnement avant d'enchaîner sur une continuation du dispositif ou un nouveau dispositif s'adaptant à l'évolution du marché. Notons aussi que plusieurs BdF s'intéressent à la EE/ER dans ces pays. En Tunisie, par exemple, la KfW et la Banque Mondiale, voire des bailleurs de fonds privés, sont intéressés et ont été sollicités pour participer au « tour de table » pour le financement de la maîtrise de l'énergie.

D'une manière générale, l'un des bailleurs de fonds, multilatéral ou bilatéral, peut se trouver dans une position favorable sur le secteur EE ou ER, et prendre le leadership d'un mécanisme qui serait implanté. Les accords locaux entre BdF aboutissent déjà à donner la responsabilité de la coordination d'un secteur à un BdF, un autre étant responsable d'un autre domaine, par exemple l'eau ou la gestion des déchets. Le tout est que ces BdF se concertent et envisagent des actions complémentaires, afin que le système de financement EE/ER mis en place soit cohérent.

On pourrait aussi se demander s'il serait utile de s'appuyer sur les fonds de mise à niveau tels que FOMAN ou FODEC. Si on considère l'expérience de la Tunisie, FODEC apporte des appuis essentiels à EE/ER. Mais les procédures du FODEC sont plus complexes (par exemple analyse des comptes des entreprises), alors que les fonds dédiés comme des lignes de crédit EE/ER ont l'avantage d'avoir en principe des procédures relativement simples et rapides. Il conviendrait néanmoins d'aménager, lorsque c'est nécessaire, les conditions d'éligibilité et les procédures des fonds "généralistes" existants, afin qu'ils intègrent facilement des composantes EE/ER. Dans le cas du FODEP, dédié aux investissements de dépollution, un assouplissement des conditions d'éligibilité semble possible selon KfW pour qu'il puisse intégrer des investissements d'efficacité énergétique ayant une bonne rentabilité.

Le montant d'un fonds d'investissement peut être limité au départ, avec pour objectif d'impliquer de nouveaux partenaires financiers, accroître ainsi la capacité du fonds et stimuler le marché. Le fonds est dans ce cas moins susceptible de concurrencer les banques commerciales.

6.2.4 Rôle des institutions financières et banques locales

Comme l'indiquent les expériences réussies et comme cela est fortement recommandé par les institutions financières existantes, on s'efforcera, dans le montage d'un mécanisme de financement, de s'appuyer sur l'ensemble des institutions financières publiques et privées compétentes, notamment les caisses nationales de garantie (CCG au Maroc, SOTUGAR en Tunisie, etc.), les institutions qui financent des infrastructures, en particulier municipales, et les banques qui ont une expérience et des stratégies dans les secteurs de l'énergie et de l'environnement.

Certains groupes bancaires sont présents dans plusieurs pays, par exemple au Maroc et en Tunisie, et peuvent ainsi faire bénéficier les nouveaux mécanismes de leur expérience dans un pays pour aborder dans de bonnes conditions le marché dans un autre pays.

6.2.5 Le mécanisme financier serait-il établi au niveau national ou régional ?

S'il existe des exemples de lignes de crédit ou fonds d'investissement qui ont été reproduits d'un pays vers un autre, il n'existe pas d'exemple, à notre connaissance, d'un mécanisme de financement EE/ER qui serait implanté sur plusieurs pays, quel que soit le principal BdF qui ait soutenu le mécanisme (BERD, Banque Mondiale, BEI ou banques des pays membres de l'UE). En effet :

- Les lignes de crédit sont ouvertes dans des banques nationales, et s'il s'agit d'appuyer les prêts de banques commerciales par un autre mécanisme, les intermédiaires sont toujours les banques implantées dans un pays donné.
- Un fonds d'investissement doit être établi selon une législation nationale, et l'établissement nécessite parfois un décret spécifique (à titre d'illustration, si on envisage l'implication des SICAR en Tunisie, il pourrait être nécessaire de réaménager les textes pour leur permettre d'intervenir sur tous les projets d'EE/ER). En revanche, un fonds de fonds régional serait envisageable, s'il aboutit à des financements compétitifs.

Certaines actions d'accompagnement peuvent éventuellement être organisées au niveau régional, avec pour objectif essentiel de faciliter les échanges d'expériences et de bonnes pratiques. On peut citer l'exemple du programme METAP qui dispose d'une cellule régionale et de correspondants nationaux.

On notera aussi que la Tunisie a fait son apprentissage de l'EE/ER depuis une vingtaine d'années. Il est donc primordial de profiter de ses expériences de succès et d'échecs, afin d'aller directement vers les modes d'intervention susceptibles d'apporter les meilleures garanties de succès.

6.2.6 Les moyens et instruments de BEI, AFD, KfW sont-ils adaptés ?

Les solutions indiquées en 6.1 comme étant celles qui permettront au marché de décoller, auront un coût élevé, compte tenu notamment du caractère indispensable des actions d'accompagnement, et du besoin de soutenir les crédits bancaires. En particulier, le coût de la bonification des taux d'intérêt d'une ligne de crédit de 50 M€ peut coûter de l'ordre de 1 ou 2 M€ par an.

Les seuls prêts de la BEI ou des banques bilatérales sur leurs ressources propres ne semblent pas apporter des ressources suffisantes et adaptées pour répondre aux besoins à la fois de financements à des conditions attractives et d'actions d'accompagnement. De plus, les instruments financiers de la BEI sont peu adaptés au financement de fonds d'investissement, sauf à utiliser les ressources de capitaux à risque de la Commission Européenne.

Il ne semble pas difficile pour les principaux bailleurs de fonds de justifier une bonification des intérêts pour des investissements à forte composante environnementale. Ce peut être plus délicat pour des investissements purement d'efficacité énergétique dont la durée de récupération du capital est inférieure à trois ans.

Un mécanisme de financement devra donc nécessairement mobiliser différentes ressources de l'Union Européenne, qui ont vocation, au moins en partie, à soutenir des investissements d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables :

- Les contributions provenant du Fonds d'Investissement de Voisinage, doté de 700 M€ pour la période 2007-2013, dont une part significative doit aller à l'énergie.
- Les budgets bilatéraux de la Commission Européenne, qui représentent de l'ordre de 20 M€ pour chacun des trois pays sur 4 ans (programme indicatif national). Des contacts récents du Consultant dans chacun des trois pays indiquent que les délégations de l'UE recherchaient des affectations pertinentes de ces fonds.
- Le GEEREF : ses gestionnaires recherchent des fonds dans lesquels le GEEREF pourrait investir, y compris dans la région sud- et est-Méditerranéenne.

Des contributions financières sous forme de dons sont également disponibles dans différents pays de l'UE. Des fonds relativement limités peuvent jouer un rôle important de catalyseur, comme l'atteste la réussite du programme PROSOL soutenu par le PNUE et MEDREP en Tunisie.

On rappellera que dans le cas d'une ligne de crédit, la part de don peut financer :

- Des incitations / subventions aux bénéficiaires finaux, au moins dans la phase d'amorçage du marché EE/ER ;
- La bonification des intérêts ;
- La rémunération incitative des banques, afin de compenser le caractère restreint des prêts : "success fee" en plus de l' "administrative fee" ;
- Une partie de l'assistance technique nécessaire : audits, études, préparation et validation des projets, etc.

On peut aussi rappeler ici que la plupart des BdF sont particulièrement bien placés pour contribuer à introduire des réflexes d'EE et ER dans les PSEM, en intégrant des composantes EE/ER et environnementales dans les projets d'infrastructures qu'ils financent, qu'il s'agisse de prêts au secteur électrique ou de modernisation et mise à niveau d'entreprises de différents sous-secteurs industriels ou tertiaires. Les ressources, affectables à des dons, mentionnées ci-dessus, peuvent contribuer à financer les études et les actions d'accompagnement nécessaires.

6.2.7 Adaptation des éléments de stratégie proposés à d'autres groupes de filières

Les recommandations énoncées ici portent sur le Groupe de Filières 3 du Rapport Intermédiaire : maîtrise de l'énergie dans l'industrie et le gros tertiaire, biomasse industrielle, cogénération, conversion au gaz naturel, biogaz de déchets, et autoproduction d'électricité de petite puissance à partir d'ER, notamment éolien, par des entreprises des secteurs industriel ou tertiaire.

Ces orientations s'appliquent assez largement aussi au Groupe de Filières 4 : solutions énergétiques pour le résidentiel et le petit tertiaire, concernant notamment le développement des chauffe-eau solaires, la diffusion d'équipements performants de chauffage et climatisation, et la promotion de l'amélioration bioclimatique des bâtiments, notamment isolation.

La solution du fonds d'investissement s'applique peu à ce marché. Les prêts à la consommation ou d'équipement classiques, le crédit-bail, ainsi que le micro-crédit, sont en revanche des outils privilégiés.

Les institutions qui devront se mobiliser sur la partie financière comprennent les départements grand public des banques, les caisses de garantie spécialisées, les institutions de micro-crédit, et les distributeurs d'énergie.

Les actions d'accompagnement porteront notamment sur des campagnes d'information grand public, l'appui à la normalisation et labellisation des équipements, des projets de démonstration, l'agrément des fabricants et installateurs, le soutien aux réseaux de distribution et entretien ; ces différents travaux sont supervisés par les agences gouvernementales.

6.3 Conditions à réunir dans la gestion d'instruments financiers / de "fonds"

6.3.1 Crédits et garanties

En principe, les opérateurs économiques, qu'ils soient industriels ou tertiaires, hésiteront à consacrer leurs ressources propres, au détriment de leurs priorité de production, pour financer des actions de maîtrise de l'énergie, à moins que les niveaux d'investissement de telles actions soient faibles ou que les temps de retour ne dépassent pas les 6-9 mois.

Les opérateurs financiers, principalement les établissements bancaires qui présentent les meilleures conditions de financement, seront donc les partenaires les plus probables pour financer les actions de maîtrise de l'énergie. Dans les trois pays, les banques disposent d'importantes liquidités, et donc de capacités suffisantes pour soutenir les programmes de maîtrise de l'énergie. De plus, plusieurs lignes de financement étrangères (type AFD, KfW, voire Banque Mondiale et SFI), ou plusieurs organismes de financement internationaux, seraient disposés à mobiliser des financements pour la maîtrise de l'énergie.

D'un côté, il y a donc des besoins de financement, et d'un autre côté, il y a des ressources disponibles. La liaison entre les deux partenaires potentiels sur le financement de la maîtrise de l'énergie n'est cependant pas établie. Plusieurs raisons expliquent cette situation :

- Les établissements bancaires ont l'habitude de juger les projets par rapport à ce qu'ils peuvent apporter en termes de production et de chiffre d'affaires. Ils sont le plus souvent peu outillés pour évaluer de manière crédible la rentabilité des projets qui contribuent à réduire les coûts, et surtout pour s'assurer des résultats attendus, lesquels conditionnent la capacité de remboursement de l'emprunteur.
- Les opérateurs économiques ont souvent recours aux établissements financiers pour soutenir leur développement, ou leurs besoins commerciaux. Ils ont le plus souvent "consommé" toutes leurs garanties, ou bien souhaitent les conserver pour des investissements productifs. C'est notamment le cas des industriels tunisiens qui s'engagent dans plusieurs programmes de mise à niveau successifs, et qui préfèrent préserver leur capacité d'emprunt pour de tels investissements. Il se pose donc un problème de garantie, pour lequel les investissements en maîtrise de l'énergie ne se positionnent pas en première ligne.
- Les temps de retour sur investissements en maîtrise de l'énergie (2-4 ans) dépassent le plus souvent ceux des investissements productifs de même taille. Il se pose donc un réel problème d'opportunité d'investissement. Ainsi, un cogénérateur de taille moyenne (ex.

3 MW) coûterait autour de 2,3 M€ Avec un tel montant, il est possible de créer toute une chaîne de production voire de monter tout un projet industriel.

Il est donc indispensable de créer la connexion entre les organismes prêteurs, d'une part, et les opérateurs économiques potentiellement intéressés par la maîtrise de l'énergie, d'autre part. Pour cela, le montage institutionnel sera déterminant pour accompagner un programme de soutien au financement de la maîtrise de l'énergie, et pour assurer le succès d'une telle démarche. Il existe plusieurs modèles possibles de montage institutionnel, le contexte du pays et les types de financement devant déterminer le modèle qui serait le plus approprié.

Les structures qui seront mises en place doivent assumer deux fonctions : une fonction "technique" et une fonction "financière", les deux devant travailler en parfaite concertation.

La fonction "technique" comporte les tâches suivantes :

- Prospection et identification des besoins d'investissements ;
- Conseil des bénéficiaires concernant les phases préparatoires, et sur le choix des projets pour lesquels un audit sera réalisé ; supervision des audits, études détaillées, ingénierie ;
- Examen des études détaillées : analyses de rentabilité, risques lors des différentes phases du projet, selon format prédéfini ;
- Conseils sur le montage financier ; contrats avec les bénéficiaires ;
- Supervision de la fourniture, de l'installation, suivi du chantier, organisation exploitation et maintenance ;
- Évaluation des performances des installations ; suivi des campagnes de mesures ;
- Organisation de la formation.

Cette fonction pourra être placée sous la responsabilité de l'agence nationale en charge de la promotion de l'efficacité énergétique et/ou des énergies renouvelables, ou bien d'une association ayant les mêmes responsabilités pour une région ou une zone industrielle. Cette agence publique ou semi-publique sera assistée par un consultant ou un groupe de consultants spécialisés.

La cellule technique aura en principe aussi les compétences économiques pour faire la promotion de la Facilité, être en mesure de préparer un portefeuille de projets bancables, évaluer les risques et les impacts environnementaux.

La fonction "financière" peut éventuellement être regroupée dans la même cellule que la fonction technique, et comporte notamment les tâches suivantes :

- Examen des dossiers soumis par la cellule technique ; analyse rapide des évaluations proposées, des coûts, de la rentabilité, des risques et des impacts environnementaux ;
- Déboursement des fonds, ou transmission des instructions pour le déboursement des fonds aux établissements bancaires impliqués dans le montage de l'opération de financement ;
- Suivi des recouvrements.
- Formation aux banques, avec l'appui de la cellule technique, avec des séminaires réguliers sur des solutions innovantes.

S'il s'agit d'une ligne de crédit ouverte directement dans des banques commerciales, cette fonction peut aussi être assurée par les banques partenaires, sans qu'il y ait recours à un intermédiaire type « cellule financière ». Toutefois, sachant qu'il est improbable que les établissements bancaires se renforcent significativement pour une telle opération, la cellule financière du programme pourrait jouer un rôle utile de « sécurisation » des opérations, et

dans la mesure où cette cellule serait composée d'experts reconnus, et donc crédibles, sa présence pourrait finalement être appréciée des banques, tout en leur évitant d'importants coûts de transaction. Enfin, les dossiers de prêts peuvent remonter en partie au(x) bailleur(s) de fonds extérieur(s).

S'il s'agit d'un appui de bailleurs de fonds aux banques commerciales, le recours à un organisme de garantie, voire la création d'un organisme de garantie ad hoc, sera un élément important pour faciliter la levée de fonds significatifs pour la maîtrise de l'énergie. En Tunisie, par exemple, la Société Tunisienne de Garantie (SOTUGAR), organisme de garantie créé à l'initiative des pouvoirs publics et de la majorité des établissements bancaires opérant en Tunisie, est une des réponses apportées pour la relance de la création d'entreprises. La SOTUGAR a été notamment utilisée par le Projet Efficacité Énergétique dans l'Industrie (ANME-GEF), pour y placer un système de garantie des emprunts soutenant les contrats-programmes dans le secteur industriel, en particulier ceux engagés par l'entremise d'ESCOs.

Un autre élément important a trait au bouclage du schéma de financement. En général, les systèmes incitatifs, tels que le FNME ou le FODEC en Tunisie, octroient des primes à l'investissement, allant de 10% à 20% des volumes d'investissement consentis. Ces primes sont cependant remboursées aux porteurs de projets, après-coup, sur la base de documents justificatifs (factures). Afin de faciliter le bouclage des schémas de financement pour les actions de maîtrise de l'énergie, il sera donc primordial de prévoir une articulation judicieuse avec les opérateurs financiers, permettant d'intégrer le montant de la prime dans le schéma de financement, au moyen, par exemple, du paiement direct de la prime par l'organisme étatique gestionnaire du système de primes à l'établissement bancaire.

Les procédures d'examen des dossiers doivent être les plus simples possibles, afin de rendre le système de crédit attractif pour les demandeurs, et de réduire les coûts de transaction pour les organismes de financement. On évitera les doublons entre les procédures de sélection technique et économique, d'une part, et les procédures d'analyse financière. Les actions d'accompagnement peuvent inclure la mise au point d'approches et de méthodes standardisées spécifiques aux projets EE/ER, et leur communication aux banques et aux bénéficiaires dans le cadre de cercles de concertation.

L'une des tâches les plus difficiles lors de la création d'un mécanisme de financement est la constitution d'une équipe compétente qui assurera toutes les fonctions techniques et soit en mesure d'opérer une sélection efficace des projets pour leur financement. Les projets EE/ER dans l'industrie ou le tertiaire sont en effet des petits projets, pour lesquels les coûts des transactions sont élevés. Les équipes doivent donc être en mesure de traiter rapidement les dossiers. Une période d'apprentissage est nécessaire, à l'issue de laquelle les procédures seront mises au point, qui permettront aux entreprises d'engager rapidement leurs programmes d'investissements et apporteront un cadre rassurant pour les banques.

Le montage institutionnel du FODEP au Maroc est relativement exemplaire, avec une cellule compétente pour l'évaluation technique des projets, et une institution financière expérimentée qui débourse les subventions et transmet les dossiers aux banques commerciales responsables des prêts.

6.3.2 Fonds d'investissement

Dans la mesure où un pays en développement marque une véritable volonté politique de soutenir la maîtrise de l'énergie, en déployant un cadre réglementaire et institutionnel l'encourageant, il sera possible de susciter la création d'un fonds d'investissement dédié à la maîtrise de l'énergie.

Un fonds d'investissement sera généralement établi sous la forme d'une entité légale autonome, indépendante de l'État, qui peut faire des profits et autofinancer ses opérations. Elle peut relever d'un partenariat public-privé, intégrant l'institution financière extérieure. On peut envisager une société de capital risque (SICAR), ou un département énergie dans une SICAR existante, ou encore une association de SICAR ou de fonds d'investissement qui créerait une SICAR-Énergie. On notera par exemple que les SICAR ont des avantages fiscaux en Tunisie si les fonds sont bloqués pendant 5 ans. Si on veut donner un bonus à la maîtrise de l'énergie, il sera évidemment nécessaire d'élargir les champs d'intervention des SICAR par des textes ad hoc, mais on pourra aussi proposer des conditions encore plus attractives à la maîtrise de l'énergie. Par exemple, on pourrait suggérer que le blocage des fonds ne soit exigé que pour une période de 2 ou de 3 ans ; ce qui permettra de lever des fonds beaucoup plus facilement pour la maîtrise de l'énergie.

Les compétences techniques et sectorielles EE/ER, économiques et financières du gestionnaire du fonds, et de l'équipe qui constituera et gèrera le portefeuille de projets, sont encore plus essentielles que dans le cas d'une ligne de crédit. En effet, un fonds doit se positionner sur des opérations difficiles bien que rentables, par exemple cogénération, petits parcs éoliens en autoproduction, ou opérations techniquement complexes dans l'industrie. Le fonds devrait autant que possible diversifier des participations et éviter d'aller à 100% sur un seul marché.

Le gestionnaire du fonds peut être une société de conseil et d'ingénierie, si elle dispose de solides compétences financières, ou un département d'une banque ; il peut être un partenaire du fonds et dans ce cas doit prendre des engagements à moyen et long terme. À titre illustratif, plusieurs établissements bancaires ont même créé leurs propres SICAR en Tunisie, ce qui leur permet de se positionner à la fois comme fonds d'investissement et organisme prêteur, et donc de s'impliquer selon différents modèles d'intervention pour soutenir l'investissement.

La gouvernance du fonds doit viser à assurer une totale transparence des opérations, notamment entre les partenaires techniques et financiers du fonds.

Les institutions du secteur de l'énergie dans le pays, et notamment l'agence responsable de la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables, doivent être associées au projet. Néanmoins, une agence gouvernementale ne peut être partenaire du fonds que si elle investit elle-même pour le compte de l'État. À ce titre, on pourrait tout à fait imaginer, dans la mesure où les statuts de l'agence responsable de la maîtrise de l'énergie le permettent, que celle-ci prenne des participations dans des SICAR, pour soutenir la maîtrise de l'énergie. Cette participation peut être alimentée, par exemple, à partir d'un Fonds National de Maîtrise de l'Énergie, institué notamment en Tunisie et en Algérie pour appuyer les financements dans la maîtrise de l'énergie, sans que leur statut actuel leur permette de prendre des participations dans des SICAR.

L'agence responsable de la maîtrise de l'énergie peut avoir les compétences pour traiter des dossiers de projets ; mais la gestion doit être confiée à une entité qui dispose des compétences financières, éventuellement au sein même de la structure. Dans plusieurs PSEM, les agences responsables de EE/ER sont encore en gestation ; la création d'un fonds ne constitue en aucune manière un moyen de renforcer une institution non encore mature.

Un fonds interviendra selon des modalités ou critères qui seront précisés le moment venu, tels que :

- Le porteur de projet doit en principe apporter une contribution en fonds propres de 10% à 25%, selon que le bénéficiaire a recours à d'autres banques ou bien seulement au fonds.
- La durée de l'investissement du fonds serait de l'ordre de 5 ans.
- Afin de préserver la vocation EE/ER du fonds, les bénéfices économiques du projet devront provenir pour une part significative d'économies d'énergie mesurables ou d'énergies renouvelables.

6.3.3 Actions d'accompagnement et assistance technique

La réussite d'un programme et d'un mécanisme de financement EE/ER dépend largement de la mobilisation de l'ensemble des acteurs publics et privés potentiellement concernés : multiples ministères techniques et agences gouvernementales, distributeurs de l'électricité et du gaz, banques, associations professionnelles et organisations patronales, centres techniques, organisations de défense des consommateurs, instituts de normalisation, de mesures et de contrôle, bureaux d'études et d'ingénierie, ESCOs.

La préparation et la mise en œuvre d'un mécanisme de financement impliquent un ensemble d'étapes et de tâches d'accompagnement :

- Analyse en profondeur du marché et des conditions de rentabilité des investissements, en concertation avec les différents acteurs ;
- Actions de sensibilisation à l'intention des industriels et des financiers ;
- Communication sur les atouts des instruments qui seraient mis en place.
- Appui technique et financier aux professionnels, notamment fabricants et fournisseurs, pour améliorer la qualité, certifier les équipements, faciliter la commercialisation, accompagner les différentes phases d'un projet ou du développement d'un produit ;
- Formations des porteurs de projets, des professionnels / installateurs, banquiers.
- Diagnostics préalables, permettant de situer les possibilités d'économies, et d'estimer les gains et les investissements, comportant différentes tâches (démarchage, convention, documents, visite, rapport et révisions).
- Études de faisabilité ou avant-projets détaillées, réalisés par des bureaux d'études, permettant d'affiner les estimations (campagnes de mesures, choix des actions à réaliser, devis, dossiers de consultations restreintes, consultation, validation des résultats, etc.) ;
- Montage des dossiers d'appels d'offres pour passer à l'investissement du matériel nécessaire ; contribution à l'analyse des offres ;
- Montage financier des opérations d'investissement ; conventions pour la réalisation ;
- Suivi des opérations.

À titre illustratif, l'Agence tunisienne pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME) a établi dans le cadre du projet d'efficacité énergétique dans l'industrie (PEEI), appuyé avec un financement du GEF, une unité chargée de la gestion de ce projet. Cette unité a établi toute la démarche

d'accompagnement décrite ci-dessus, avec un succès certain. Afin de maintenir une taille gérable, l'unité a mis très judicieusement l'accent sur le recours à des experts-relais, permettant de multiplier ses capacités d'intervention.

6.3.4 ESCOs

Les ESCOs pourront jouer un rôle important dans le desserrement des contraintes financières des entreprises, et pour maximiser et garantir les impacts des programmes de maîtrise de l'énergie. Ainsi, en Tunisie par exemple, 1/3 des entreprises industrielles interviewées dans le cadre de larges consultations ont exprimé leur souhait de recourir à un ESCO qui pourrait intervenir en tant que tiers financeur. Or, compte tenu des risques encourus, la "profession" d'ESCO qui investit reste assez difficile étant donné :

- La nouveauté du concept pour les établissements industriels, très souvent à structure familiale dont la décision émane le plus souvent d'une seule ou d'un noyau restreint de personnes, et qui se méfient naturellement de toute nouveauté susceptible de compliquer la gestion quotidienne de leurs affaires.
- Les risques pour les ESE « tiers investisseurs », de non recouvrement des investissements/honoraires consentis, ou de recouvrement très retardé, en l'absence de mécanismes « spécifiques » de recouvrement rapide. De tels risques sont d'autant plus pris au sérieux par les ESE, le plus souvent faiblement capitalisées à leur création, qu'elles ne disposent pas des moyens de recouvrement des organismes financiers, et que trois ou quatre défaillances de recouvrement, risquent de les faire « couler » rapidement.

Dans chacun des trois pays étudiés, de une à cinq ESCOs dotées de solides compétences techniques ont été établies et ont acquis une première expérience. Néanmoins, seules une, voire deux, par pays, disposent d'une bonne assise financière. Ces ESCOs peuvent donc jouer un rôle important, dans la mesure où elles peuvent prendre en charge une bonne partie du processus qui conditionne la réussite d'un mécanisme de financement. Dans certains cas, les prêts bancaires peuvent être faits aux ESCOs pour le compte des entreprises qui sont les investisseurs finaux; les ESCOs apportent aussi une bonne partie des compétences requises d'une cellule technique attachée à une ligne de crédit ou d'un gestionnaire de fonds.

Pour faciliter le recours aux ESCOs, des mécanismes incitatifs de garantie devraient accompagner la ligne de crédit ou le fonds qui serait mis en place, le but visé étant de faire lever le maximum de fonds par les ESCOs, à la place des opérateurs économiques acceptant de s'engager dans des actions de maîtrise de l'énergie. On peut citer plusieurs dispositions incitatives, à appliquer en fonction du contexte des pays, et des modes d'intervention des bailleurs de fonds :

- Assurer aux ESCOs un meilleur accès aux fonds de garanties, en couverture de certains risques inhérents aux contrats de performances énergétiques ;
- Bonifier encore plus avantageusement des taux d'intérêt des prêts accordés au financement de projets d'efficacité énergétique à réaliser avec le recours à des ESCOs ;
- Octroyer des primes prenant en charge des coûts de transaction, généralement plus élevés, liés à l'intervention des ESCOs ;
- Faire bénéficier les ESCOs des déductions fiscales pour les bénéfices nets réalisés par ces entreprises ;

- Permettre la défiscalisation des revenus réinvestis dans les ESCOs (à l'image de ce qui est appliqué pour les SICAR par exemple) ;
- Recommander aux établissements publics le recours systématique aux ESCOs pour la réalisation de leurs programmes d'efficacité énergétique, comme de valeur d'exemple, et favorisant le lancement le marché des ESCO.

6.3.5 Cadre contractuel de long terme

Un mécanisme aura d'autant plus de chances de réussir si les investissements se placent dans une programmation de moyen ou long terme, de type contrats-programmes tels qu'ils ont été négociés avec les entreprises industrielles ou tertiaires par l'ANME en Tunisie. Des économies substantielles peuvent être obtenues si chaque entreprise bénéficiaire s'engage sur un programme et non pas seulement, successivement sur une suite de projets ponctuels ou individuels.

Autant que possible, les contrats qui lient le porteur de projet et les différentes parties prenantes devraient viser des objectifs quantifiés à moyen terme.

L'optique contrat-programme, basée sur des objectifs à atteindre, doit cependant être appuyée par une démarche de « proximité » de la part de l'agence chargée de la maîtrise de l'énergie. En Tunisie, par exemple, c'est cette démarche de proximité qui a permis de redynamiser le processus de maîtrise de l'énergie, notamment sur deux thèmes majeurs : l'efficacité énergétique dans l'industrie et la cogénération.

6.4 Prochaines Étapes

À la suite des pistes proposées dans le présent rapport, on pourrait proposer une liste, provisoire et non limitative, des réflexions et recherches complémentaires que pourraient engager les institutions représentées au Comité de Pilotage de l'étude :

1. Examen de la cohérence des mécanismes et options de financement envisagés avec les stratégies des différents BdF concernés et les instruments financiers qu'ils mettent habituellement en oeuvre.
2. Choix des segments de marchés prioritaires sur lesquels il conviendrait de se positionner.
3. Première appréciation des coûts ou surcoûts des mécanismes à appuyer pour être en mesure d'intervenir sur les segments de "marchés" sélectionnés : coût de prêts bonifiés, d'une rémunération des banques commerciales, des actions d'accompagnement.
4. Selon les résultats de l'étape précédente, études de faisabilité détaillées des mécanismes sélectionnés.
5. Suivi des initiatives de différents BdF dans les PSEM, échanges d'informations et approfondissements.
6. Suivi des décisions concernant les politiques et les cadres législatifs et réglementaires dans chaque pays. Les cas échéant, analyse approfondie des marchés EE/ER dans

d'autres PSEM, analogue aux investigations conduites sur le Maroc, la Tunisie et la Jordanie.

7. Établissement d'un calendrier de mise en place des mécanismes retenus dans chacun des dix PSEM.
8. Etc.

7 ANNEXES

7.1 Expériences de financements dans différents pays

7.1.1 FODEP, Fonds de Dépollution

Voir chapitre Maroc.

7.1.2 Ligne de crédit environnement BEI / AFD en Égypte

Non renseigné

7.1.3 Ligne de crédit BERD en Bulgarie industries et entreprises: BEERECL ; extension à d'autres pays

Nom / titre	Ligne de crédit BERD en Bulgarie: BEERECL EE/RE dans l'industrie.
Pays	Bulgarie ; modèle étendu à d'autres pays (Ukraine, Slovaquie, Roumanie, Géorgie, Croatie, Russie)
Bailleurs de fonds et principaux investisseurs	BERD. Don de 10 M€ du Kozloduy International Decommissioning Support Fund (KIDSF), pour le volume de prêt de 50 M€
Instruments financiers	Ligne de crédit dédiée Composante assistance technique
Période de fonctionnement	Depuis 2004
Gestionnaires, Partenaires, Montage institutionnel	Banques bulgares : Bulbank, Bulgarian Postbank, DSK Bank, HVB-BankBiochim, Unionbank, United Bulgarian Bank et Raiffeisen Bank.
Bénéficiaires et projets visés	Industries et entreprises, secteur privé, y compris PME. Projets d'efficacité énergétique dans l'industrie et petits projets d'énergies renouvelables, notamment : cogénération, récupération de chaleur et vapeur ; systèmes de contrôle et automation ; optimisation de procédés ; mise à niveau des utilités ; conversion au gaz naturel ; biomasse ; biogaz ; éolien ; hydro au fil de l'eau, géothermie ; solaire. La Facilité doit démontrer les bénéfices de l'utilisation rationnelle de l'énergie, et renforcer l'expertise des banques partenaires et des bénéficiaires.
Facilités apportées : monnaie, montants, prêts, capitaux, subventions, primes	50 M€ prêts en Euros. Maximum 15 M€par banque, 6 banques. La part de don sert à : des incitations en cash aux banques bulgares et emprunteurs finaux, pour 80%, et paquet d'assistance technique, pour la préparation et la validation des projets, les audits, pour 20%. L'objet est d'assurer la contribution des compétences techniques et financières. Les primes incitatives aux banques visent à compenser le caractère restreint

	<p>des prêts ; les banques reçoivent un "success fee" de 2% et "administrative fee" de 1% par an.</p> <p>Les porteurs de projets reçoivent une prime à l'achèvement du projet égal à 7,5% du montant du prêt pour des investissements EE et 20% pour des petits projets d'ER.</p>
Critères ; Taille des projets Parts de fonds propres	
Conditions financières ; taux d'intérêt, durée, rémunération des banques, garanties, etc.	<p>Durée au moins 2 ans.</p> <p>Taux du marché des crédits d'investissement à moyen et/ou long terme.</p>
Moyens ; Budgets des différentes composantes, dont assistance technique	
Conditions de mise en œuvre, modalités, procédures ; implications des différentes parties	<p>Conditions de mise en œuvre, procédures ; implications des différentes parties. La BERD a passé un contrat avec DAI Europe qui en coopération avec EnCon Services fournira des services de consultant aux développeurs de projets et aux banques pour préparer les business plans d'URE et les dossiers de prêts, contribuer aux négociations de prêts, et assurer la mise en œuvre des projets. Ces services comportent des activités telles qu'audits, analyse financière, évaluation des risques. Chaque projet implique quatre étapes :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Dépôt d'une demande de financement par BEERECL, évaluation de l'éligibilité, préparation de business plans et demande de prêts aux banques ; 2. Accord de prêt ; 3. Déboursement et mise en œuvre ; 4. Achèvement du projet et octroi de la prime de fin de projet. <p>Un contrat a été aussi passé avec ESBI en tant qu'expert indépendant pour vérifier que chaque projet, une fois réalisé, respecte les objectifs de la Facilité, et peut recevoir la prime de 7,5% ou 20%.</p>
Avantages par rapport au marché bancaire local ; Inconvénients	<p>La subvention du programme PHARE a permis d'abaisser le taux d'intérêt de -3% par rapport au marché, voire -4%.</p>
Résultats; facteurs de succès, et/ou raisons des difficultés rencontrées	<p>6 prêts signés en 2004 pour le montant total de 50 M€, 22 projets approuvés en 2005.</p> <p>Le nombre de projets a cru rapidement avec la baisse des taux, ceux-ci étant de 16-18% au début du programme, 6% à 8% actuellement.</p> <p>Pipeline de 141 projets représentant des besoins supérieurs aux fonds disponibles.</p>
Application à d'autres pays	<p>Ukraine : ligne de crédit de 100 M€ avec plusieurs banques. Projet appuyé par des dons d'AT pour la préparation de projets, Autriche et Suède. Perspectives similaires en Moldavie. Don envisagé de la CE de 4,5 M€ pour AT préparation de projets, et éventuellement frais administratifs des PBs = introduire un "fee component" comme dans le cas de la coopération UE-BERD sur EE dans le cadre de Phare régional 2006 pour les pays accédants et KIDSF en Bulgarie.</p>
Transposition	<p>Les directives UE s'appliquent ; l'émission trading scheme peut avoir un</p>

possible au contexte sud- et est-méditerranéen	impact.
--	---------

7.1.4 Ligne de crédit BERD en Bulgarie, pour les particuliers : REECL ; extension à d'autres pays

Nom / titre	Ligne de crédit BERD en Bulgarie, REECL, particuliers
Pays	Bulgarie et autre pays (Ukraine, Slovaquie, Roumanie, Géorgie, Croatie, Russie)
Bailleurs de fonds et principaux investisseurs	BERD, + don de 10 M€ du Kozloduy Decommissioning Fund
Instruments financiers	Ligne de crédit dédiée. 50 M€
Période de fonctionnement	Depuis 2004
Gestionnaires, Partenaires, Montage institutionnel	Banques bulgares.
Bénéficiaires et projets visés	Prêts aux particuliers pour des investissements EE dans le secteur résidentiel. Les emprunteurs sont potentiellement 250 000 foyers, le budget devrait permettre environ 30 000 prêts finaux. Opérations particulièrement visées : isolation des bâtiments ; chaudières à biomasse ; chauffe-eau solaires ; chaudières au gaz performantes.
Facilités apportées : monnaie, montants, prêts, capitaux, subventions, primes	Réduction de 20% du coût de l'investissement : le don de KIDSF devrait apporter une subvention de 20% plafonnée à 850 €
Critères ; Taille des projets Parts de fonds propres	
Conditions financières ; taux d'intérêt, durée, rémunération des banques, garanties, etc.	Taux du marché des crédits d'investissement à moyen et/ou long terme ? Performance fees, si coût marginal des banques > revenu marginal.
Moyens ; Budgets des différentes composantes, dont assistance technique	Préparation, promotion / commercialisation, vérification : 0,7 M€ Incitations aux emprunteurs finaux et banques partenaires : 9,3 M€
Conditions de mise en œuvre, modalités, procédures ; implications des différentes parties	
Avantages par rapport au marché bancaire local ; Inconvénients	

Résultats; facteurs de succès, et/ou raisons des difficultés rencontrées	4 prêts signés avec des Banques Partenaires (BPs) : RZB, DSK, Postbank et UBB pour un total de 30,1 M€ 38 prêts aux consommateurs finaux approuvés par les BPs pour un montant total de 22 M€; 19 projets achevés. Estimations des réductions des émissions de GES obtenues du portefeuille existant : 267 000 tCO2/an, équivalent à 92 MWe, soit 37 € de subvention par MWe économisé ou ajouté à partir d'une source ER. Le prêt devrait avoir des impacts dans un secteur représentant 35% du potentiel d'économies d'énergie en Bulgarie, du fait de l'isolation insuffisante des bâtiments et de l'utilisation excessive de l'électricité.
Application à d'autres pays	La BERD prévoit également de lancer une ligne de crédit EE dans le secteur résidentiel en Ukraine en 2007. Cela demandera une composante AT pour la préparation des projets pour aider à la promotion des réseaux de fournisseurs, actions de promotion, renforcement des capacités, pour les banques et les bénéficiaires finaux, notamment associations d'immeubles. Rémunération de la performance des banques, et subventions consommateur final. Un projet similaire est envisagé en Moldavie.
Transposition possible au contexte sud- et est-méditerranéen	Le principal facteur pour le scaling up est le cadre réglementaire, les EU8 ont adopté un modèle basé sur la Directive, objectifs 2010 et 2020 soutenus par des certificats verts ou des tarifs de rachat.

7.1.5 Ligne de crédit BERD aux municipalités en Pologne

Nom / titre	Ligne de crédit BERD aux municipalités en Pologne
Pays	
Bailleurs de fonds et principaux investisseurs	BERD.
Instruments financiers	Ligne de crédit dédiée.
Période de fonctionnement	
Gestionnaires, Partenaires, Montage institutionnel	Le plus gros contrat d'ESCO dans la région, mais le premier appel d'offres a été déclaré nul du fait qu'il n'y avait qu'une offre. L'AO doit-il être relancé ?
Bénéficiaires et projets visés	420 bâtiments municipaux, principalement écoles et kindergartens.
Facilités apportées : monnaie, montants, prêts, capitaux, subventions, primes	La BERD pourrait fournir un prêt ou apporter une garantie de paiement à l'ESCO avec un recours limité, ou bien racheter les créances forfaitées ou partager le risque avec la banque.
Critères ; Taille des projets Parts de fonds propres	
Conditions financières ; taux d'intérêt, durée, rémunération des banques, garanties, etc.	

Moyens ; Budgets des différentes composantes, dont assistance technique	
Conditions de mise en œuvre, modalités, procédures ; implications des différentes parties	
Avantages par rapport au marché bancaire local ; Inconvénients	
Résultats; facteurs de succès, et/ou raisons des difficultés rencontrées	
Application à d'autres pays	
Transposition possible au contexte sud- et est-méditerranéen	

7.1.6 Ligne de crédit BEI et Raiffeisen pour les municipalités en Bulgarie

Nom / titre	Ligne de crédit BEI pour les municipalités en Bulgarie, avec Raiffeisen
Pays	Bulgarie
Bailleurs de fonds et principaux investisseurs	BEI Raiffeisen Bank
Instruments financiers	Ligne de crédit dédiée. 20 M€ de la BEI. Composante don 5%.
Période de fonctionnement	
Gestionnaires, Partenaires, Montage institutionnel	Via les banques commerciales.
Bénéficiaires et projets visés	
Facilités apportées : monnaie, montants, prêts, capitaux, subventions, primes	Le prêt BEI financerait jusqu'à 50% du coût des projets, Raiffeisen finance le reste. Prêts aux conditions du marché.
Critères ; Taille des projets Parts de fonds propres	taille des projets 40 000 € à 5 M€
Conditions financières ; taux d'intérêt, durée,	

rémunération des banques, garanties, etc.	
Moyens ; Budgets des différentes composantes, dont assistance technique	
Conditions de mise en œuvre, modalités, procédures ; implications des différentes parties	Autorisation de l'UE pour le financement d'infrastructures municipales.
Avantages par rapport au marché bancaire local ; Inconvénients	
Résultats; facteurs de succès, et/ou raisons des difficultés rencontrées	
Application à d'autres pays	
Transposition possible au contexte sud- et est-méditerranéen	

7.1.7 Bulgarian Energy Efficiency Fund (BgEEF), Banque Mondiale / GEF

Nom / titre	Bulgarian Energy Efficiency Fund (BgEEF), Banque Mondiale / GEF
Pays	Bulgarie et Roumanie
Baillleurs de fonds et principaux investisseurs	Banque Mondiale / GEF. Gouvernement Bulgare, Gouv Autriche, DZI Bank, Lukoil et autres donateurs.
Instruments financiers	Fonds d'investissement, pour des prêts directs ou cofinancement, garanties de crédit partielles ou garanties de portefeuille. Mécanisme de revolving. Capitalisation initiale 20 M BGN. Partenariat public-privé.
Période de fonctionnement	Depuis 2004
Gestionnaires, Partenaires, Montage institutionnel	Le Bulgarian Energy Efficiency Fund (BgEEF) a été établi par l' "Energy Efficiency Act" adopté par le Parlement Bulgare en février 2004. BgEEF est capitalisé initialement par des dons, les principaux donateurs étant le Global Environment Facility (GEF) via la Banque Mondiale, le Gouvernement Autrichien, le Gouvernement Bulgare et des entreprises privées Bulgares. Entité légale autonome, indépendante de l'État, peut autofinancer ses opérations, transparence de l'administration des ressources financières, financement de projet. Le fonds doit faire des profits.
Bénéficiaires et projets visés	Le BgEEF doit soutenir l'identification, le développement et le financement de projets EE viables mis en œuvre par des entreprises, de municipalités et des foyers bulgares.
Facilités apportées : monnaie, montants,	

prêts, capitaux, subventions, primes	
Critères ; Taille des projets Parts de fonds propres	Développement et financement de projets viables commercialement. Le fonds prend en compte des projets qui ont un temps de retour inférieur à 5 ans. Le développeur du projet apporte une contribution au moins de 10% en cas de cofinancement BgEEF et banque commerciale, ou 25% si BgEEF seulement.
Conditions financières ; taux d'intérêt, durée, rémunération des banques, garanties, etc.	Prêts à 5 ans, de 2,5% à 9% selon les clients. Garanties de crédit partielles : jusqu'à 80% du montant approuvé du prêt, limité à 800 000 BGN. "Portfolio guarantees": jusqu'à 5%, limité à 800 000 BGN. PCG fees : 0,5% à 1,5% par an.
Moyens ; Budgets des différentes composantes, dont assistance technique	
Conditions de mise en œuvre, modalités, procédures ; implications des différentes parties	Au moins 50% des bénéfices économiques du projet doivent provenir d'économies mesurables.
Avantages par rapport au marché bancaire local ; Inconvénients	
Résultats; facteurs de succès, et/ou raisons des difficultés rencontrées	Les opérations ont commencé en 2005. Le BgEEF semble bien établi sur le marché financier bulgare ; il est néanmoins en directe concurrence pour des projets avec les lignes de crédit BERD BEERECL et REECL, soutenues par le Kozloduy Decommissioning Fund.
Application à d'autres pays	Fonds similaire en Roumanie, voir ci-après.
Transposition possible au contexte sud- et est-méditerranéen	

7.1.8 FREE, Fonds WB / GEF Efficacité Énergétique en Roumanie

Nom / titre	FREE, Fonds WB / GEF Efficacité Énergétique en Roumanie (Energy Efficiency Fund)
Pays	Roumanie ; similaire dans son principe au BgEEF en Bulgarie, a démarré avant.
Bailleurs de fonds et principaux investisseurs	Banque Mondiale / GEF. Gouvernement Roumain, WB-GEF, autres donateurs ?
Instruments financiers	Fonds d'investissement, pour des prêts directs ou cofinancement, garanties de crédit partielles ou garanties de portefeuille. Mécanisme de revolving. Capitalisation initiale ___ ??Partenariat public-privé.
Période de fonctionnement	Depuis 2002
Gestionnaires, Partenaires,	Le "Romanian Energy Efficiency Fund" (FREE) a été établi par loi n° 287/2002 comme une institution d'intérêt public ayant sa propre

Montage institutionnel	personnalité légale, son indépendance et autonomie financière, dont le siège est à Bucarest. L'objet du fonds est la gestion des ressources financières reçues par la Roumanie du Global Environmental Facility (GEF) via la BIRD, à la suite d'un accord de don signé entre le Gouvernement Roumain et la BIRD et ratifié par l' "Emergency Ordinance" no. 188/2002. voir www.free.org.ro . entreprises privées ?
Bénéficiaires et projets visés	FREE doit soutenir l'identification, le développement et le financement de projets EE viables mis en œuvre par des entreprises, de municipalités et des foyers roumains.
Facilités apportées : monnaie, montants, prêts, capitaux, subventions, primes	
Critères ; Taille des projets Parts de fonds propres	Développement et financement de projets viables commercialement. Le fonds prend en compte des projets qui ont un temps de retour inférieur à 5 ans. Le développeur du projet apporte une contribution d'au moins 10%.
Conditions financières ; taux d'intérêt, durée, rémunération des banques, garanties, etc.	Prêts à 5 ans. Garanties de crédit partielles.
Moyens ; Budgets des différentes composantes, dont assistance technique	
Conditions de mise en œuvre, modalités, procédures ; implications des différentes parties	Au moins 50% des bénéfices économiques du projet doivent provenir d'économies mesurables.
Avantages par rapport au marché bancaire local ; Inconvénients	L'avantage du mécanisme est le fait qu'il s'agit d'un fonds, ayant une vocation de pérennité, du fait qu'il se refinance par le remboursement du capital et des intérêts des prêts. Le modèle, axé sur des prêts, doit faire face à une forte concurrence dans un pays où le secteur bancaire est bien développé. Si les conditions des prêts sont plus souples (voire plus laxistes) que celles des banques, le Fonds est amené à prendre trop de risques. Alors que si les conditions des prêts sont similaires à celles des banques commerciales, alors quelle est l'utilité du fonds qui sera en concurrence avec les banques ? Du point de vue des banques commerciales, il y a aussi un risque de distorsion du marché. Pour pouvoir se positionner, il doit apporter des services d'experts particulièrement pointus en EE et bien définis, sinon le fonds aura du mal à trouver une niche le différenciant des prêts bancaires.
Résultats; facteurs de succès, et/ou raisons des difficultés rencontrées	Le fonds ne fonctionne pas de manière satisfaisante ; outre les contraintes indiquées ci-dessus, ce fonds public n'est pas suffisamment indépendant du Gouvernement. Il reste peu attractif du fait que ses prêts sont au taux du marché.
Application à d'autres pays	
Transposition	

possible au contexte sud- et est-méditerranéen	
--	--

7.1.9 Fonds d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de GES dans les pays de l'est (Dexia-Fondelec)

Nom / titre	Fonds d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de GES dans les pays de l'est, "Dexia Fondelec"
Pays	Croatie, Pays Baltes, Hongrie, Pologne, République Tchèque, Roumanie et Slovaquie
Bailleurs de fonds et principaux investisseurs	<ul style="list-style-type: none"> ➤ DEXIA International (groupe bancaire international spécialisé dans le financement des équipements collectifs) : 20 M€ ➤ BERD (Banque Européenne de Reconstruction et du Développement) : 20 M€ ➤ Autres investisseurs institutionnels, notamment japonais : > 20 M€ <p>Le FFEM (Fonds Français pour l'Environnement Mondial) apporte une Dotation d'Appui, à hauteur de 2 M€:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Etudes de montage technique, financier et juridique ➤ Participation à l'investissement pour des projets exemplaires utilisant les EnR ➤ Formation, assistance, accompagnement à la Mise en Œuvre Conjointe, communication ➤ Apprentissage et retours d'expérience sur d'autres mécanismes de financement dans les pays émergents, notamment le tiers investissement ➤ Capitalisation des crédits carbone
Instruments financiers	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fonds à capital fixe et à responsabilité limitée qui a pour vocation d'encourager les investissements d'efficacité énergétique ou d'énergies renouvelables réalisés par des entreprises publiques et privées : 100 M€ ➤ Subventions complémentaires par le FFEM pour le « soft » (études...)
Période de fonctionnement	Durée 4 ans
Gestionnaires, Partenaires, Montage institutionnel	Sa gestion est assurée par une entreprise spécialisée, Fondelec qui participe au Fonds. 20 ESCOs fonctionnent en Hongrie, appuyées par la banque autrichienne Raiffeisen ? elles apportent les compétences pour faire rapidement le tri ; sinon les coûts de transaction sont prohibitifs.
Bénéficiaires et projets visés	Projets liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables, réalisés par des entreprises publiques et privées, bénéficiant de crédits d'émission dans le cadre du mécanisme de Mise en Œuvre Conjointe (cf. protocole de Kyoto) Cinq catégories d'investissements sont ciblées : <ul style="list-style-type: none"> • Contribuer à la mise en place de nouvelles Sociétés de Services et Tiers Investissement Énergétiques, qui investissent dans des projets de réduction de la consommation énergétique de certaines installations (centrales thermiques, éclairage public, chauffage urbain). • Participer au financement ou à la mise à niveau d'industries utilisant des installations d'efficacité énergétique et de cogénération (industrie du papier, sidérurgie et agro-alimentaire). • Financer des projets d'efficacité énergétique dans les réseaux de chaleur urbaine : très développé, ce secteur présente un potentiel moyen

	<p>d'économies d'énergie de 40%.</p> <ul style="list-style-type: none"> Financer des installations utilisant les énergies renouvelables : hydroélectricité, éoliennes et bio-énergie (déchets agro-industriels, valorisation de filières bois).
Facilités apportées : monnaie, montants, prêts, capitaux, subventions, primes	Il est prévu que le Fonds réalise des investissements de montants unitaires de 2 à 10 millions d'Euros, sur une période de quatre ans et cédés sur six années (la rentabilité est essentiellement assurée par les plus-values générées). Ces investissements sont sélectionnés par le Comité des Investisseurs (investisseurs ayant une participation supérieure à 10 MEuros) et le Conseil d'Administration (l'entreprise FondElec est en charge de la gestion du Fonds).
Critères ; Taille des projets Parts de fonds propres	Investissements de 2 à 10 M€ par projet
Conditions financières ; taux d'intérêt, durée, rémunération des banques, garanties, etc.	Jusqu'à 6 années
Moyens ; Budgets des différentes composantes, dont assistance technique	
Conditions de mise en œuvre, modalités, procédures ; implications des différentes parties	<p>Les investissements sont sélectionnés par :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ le Comité des Investisseurs (ensemble des investisseurs ayant une participation supérieure à 10 M€) ➤ le Conseil d'Administration <p>La rentabilité est essentiellement assurée par les plus-values générées.</p>
Avantages par rapport au marché bancaire local ; Inconvénients	
Résultats; facteurs de succès, et/ou raisons des difficultés rencontrées	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Facteurs de succès : appui aux ESCOs en se concentrant sur la Pologne, la Hongrie, République Tchèque et la Slovaquie. Une vingtaine d'ESCOs existent désormais en Hongrie. ➤ Difficultés : Bonne maîtrise des aspects financiers mais compétences insuffisantes sur le plan technique et sur les segments de marchés concernés.
Application à d'autres pays	
Transposition possible au contexte sud- et est-méditerranéen	

7.1.10 Fonds PNUD / GEF en Roumanie

Nom / titre	Fonds PNUD / GEF en Roumanie
Pays	Roumanie
Bailleurs de fonds et principaux investisseurs	PNUD et GEF
Instruments financiers	Don pour assistance technique et pour des équipements dans le secteur public.
Période de fonctionnement	2003-2006
Gestionnaires, Partenaires, Montage institutionnel	
Bénéficiaires et projets visés	
Facilités apportées : monnaie, montants, prêts, capitaux, subventions, primes	Les fonds ont été utilisés pour des services spécialisés apportant une valeur ajoutée : aider des investisseurs potentiels en EE à identifier des opportunités d'investissements optimales ; préparer des TdR pour des études de faisabilité ; recruter des consultants pour conduire les études ; financer les études ; assister le développeur de projet à rechercher des financements, au besoin.
Critères ; Taille des projets Parts de fonds propres	
Conditions financières ; taux d'intérêt, durée, rémunération des banques, garanties, etc.	Les études ou audits coûtaient environ US \$5000. Les dons pour les équipements étaient en moyenne de US\$ 50 000.
Moyens ; Budgets des différentes composantes, dont assistance technique	
Conditions de mise en œuvre, modalités, procédures ; implications des différentes parties	
Avantages par rapport au marché bancaire local ; Inconvénients	
Résultats; facteurs de succès, et/ou raisons des difficultés rencontrées	En définitive, comme le projet n'offrait pas de fonds ou de prêts pour des investissements, le projet s'est achevé après l'épuisement du don, l'expertise de l'équipe étant inutilisée. Les subventions aux équipements, restreints au secteur public, n'ont pas eu l'effet multiplicateur espéré ; les études seules ont eu finalement un bien meilleur effet de levier compte tenu de leur faible coût.
Application à d'autres pays	
Transposition	

possible au contexte sud- et est-méditerranéen	
--	--

7.1.11 Fonds de garantie GEF/IFC en Hongrie

Nom / titre	Fonds de garantie GEF/IFC en Hongrie = HEECP?
Pays	Six pays d'Europe centrale et orientale.
Bailleurs de fonds et principaux investisseurs	IFC / SFI. Initiative du GEF.
Instruments financiers	Ligne de crédit dédiée. La SFI fournit des garanties partielles pour des prêts commerciaux destinés aux investissements d'efficacité énergétique initiés par les institutions financières locales partenaires.
Période de fonctionnement	
Gestionnaires, Partenaires, Montage institutionnel	Dans le cadre de Hungary Energy Efficiency Co-Financing Program (HEECP), HEECP utilise 5,7 million US\$ de fonds GEF mis en commun avec 12 million US\$ investissement de la SFI pour renforcer les capacités financières en EE des intermédiaires financiers hongrois. Y a-t-il un rôle des ESCOs ?
Bénéficiaires et projets visés	
Facilités apportées : monnaie, montants, prêts, capitaux, subventions, primes	Le programme apporte des garanties partielles de crédits et un peu d'assistance technique pour appuyer les projets EE appuyés par les partenaires locaux.
Critères ; Taille des projets Parts de fonds propres	
Conditions financières ; taux d'intérêt, durée, rémunération des banques, garanties, etc.	
Moyens ; Budgets des différentes composantes, dont assistance technique	
Conditions de mise en œuvre, modalités, procédures ; implications des différentes parties	
Avantages par rapport au marché bancaire local ; Inconvénients	
Résultats; facteurs de succès, et/ou	

raisons des difficultés rencontrées	
Application à d'autres pays	À la suite du programme hongrois, la SFI met en place un "Commercializing Energy Efficiency Finance (CEEF), qui combine 18 million US\$ de fonds GEF avec des fonds bilatéraux totalisant 1,3 million US\$, et un investissement direct de la SFI de 30-75 million US\$ (s'ajustant au marché) pour appuyer la gestion d'une facilité de garantie partielle de prêts pour l'efficacité énergétique. Le programme est dérivé du modèle HEECP et étend le produit de garantie de l'IFC à République Tchèque, Slovaquie, Estonie, Lettonie et Lituanie. La facilité est gérée par des équipes de programme dédiées de la SFI dans chaque pays, qui supervisent l'assistance technique apportée au développement de projets et aux institutions financières.
Transposition possible au contexte sud- et est-méditerranéen	

7.1.12 Energy Alliance (Ukraine)

Nom / titre	Energy Alliance (Ukraine) – 2004
Pays	
Bailleurs de fonds et principaux investisseurs	Sponsor is Western NIS Enterprise Fund
Instruments financiers	First privately-owned Ukrainian ESCO; Start-up company;
Période de fonctionnement	
Gestionnaires, Partenaires, Montage institutionnel	
Bénéficiaires et projets visés	Focus on leasing small (1-3 MW) co-generation and electricity generation engines to industrial clients \$10 mln EBRD loan; \$5 mln syndicated to RZB
Facilités apportées : monnaie, montants, prêts, capitaux, subventions, primes	
Critères ; Taille des projets Parts de fonds propres	
Conditions financières ; taux d'intérêt, durée, rémunération des banques, garanties, etc.	
Moyens ; Budgets des différentes composantes, dont	

assistance technique	
Conditions de mise en œuvre, modalités, procédures ; implications des différentes parties	Lease payments calculated based on current grid heat and electricity prices minus a discount Assets transferred to client at pay-out
Avantages par rapport au marché bancaire local ; Inconvénients	
Résultats; facteurs de succès, et/ou raisons des difficultés rencontrées	1st Project with KOEP, a large Ukrainian edible oil extraction plant in Kirovograd oblast; constr. of a 4 MW co-generation station fuelled by sunflower seed peels (natural by-product of the client) for USD 3.0 mln
Application à d'autres pays	
Transposition possible au contexte sud- et est-méditerranéen	

7.1.13 Thailand's Energy Efficiency Revolving Fund

Non renseigné.

7.1.14 China Utility-Based Energy Efficiency Finance Program (CHUEE)

Type de financement	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fonds de partage des risques (<i>bank loss sharing facility</i>) pour quelques grandes banques chinoises qui proposent des lignes de crédits dédiés aux projets EE et EnR. ➤ Assistance technique aux banques, fournisseurs d'énergie, ESCOs et fabricants d'équipements : en particulier, formations des banques sur les technologies EE et EnR et le financement de projets.
Principaux investisseurs	Principal investisseur : IFC Fonds complété par un don du GEF (16,5 millions USD) et du Finland's Ministry of Trade and Industry (3 millions USD)
Gestionnaires du dispositif	SFI (création d'un bureau à Beijing pour gérer le dispositif), associée à un cabinet de conseil et d'ingénierie.
Autres partenaires	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fournisseurs d'énergie (gaz, électricité) : Ex. Xinao Gas ➤ Sociétés de services énergétiques (ESCOs) ➤ Fournisseurs d'équipements EE & EnR ➤ Banques nationales (Ex. Industrial Bank), régionales (Banque de Beijing, banque de Shanghai), ou privées (Minsheng)
Durée du dispositif	6 ans à partir de 2006

Bénéficiaires	<p>Tous types de projets EE et EnR chez les consommateurs finals : PME industrielles et commerciales, résidentiel, acteurs institutionnels.</p> <p>Objectifs :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ éviter 6 millions tCO2 en 6 ans ➤ financer 200 à 400 projets pour un montant total de 150 millions USD, soit 0,5 million USD par projet.
Conditions de mise en œuvre	<p>1) Création d'un accord de partage des pertes (<i>loss sharing agreement</i>) avec les banques partenaires. En contrepartie, ces banques doivent :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ proposer des prêts à 5 ans maximum pour des projets et équipements EE et EnR ➤ mettre en place un Système de Management de l'Environnement et des problématiques Sociales et soumettre un rapport annuel de performance environnementale à la SFI. <p>Les prêts des banques sont attribués aux porteurs de projets (fournisseur d'énergie, ESCO, fabricant, particulier...) qui réalisent le projet chez le bénéficiaire final.</p> <p>2) Appui au « tiers financement » par les ESCOs locales</p> <p>3) Assistance technique auprès des fabricants qualifiés. En contrepartie, les fabricants paient une commission de 2% qui alimente le fonds.</p>
Résultats atteints	<p>1) Partenariat avec l'Industrial Bank :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Formation de 3 jours organisée par la SFI (Principe du mécanisme du CHUEE, identification et évaluation des projets d'EE et d'EnR) ➤ Lancement par l'Industrial Bank d'une ligne de crédit dédiée aux projets EE et EnR dans les PME en janvier 2007 (premier dispositif de ce genre en Chine). ➤ Engagement de l'Industrial Bank de financer 5 projets en 2007. 2 projets ont déjà été financés : cogénération à la cimenterie de Lianshi, et usine de traitement et valorisation des déchets. <p>2) Partenariat avec Xinao Gas, l'un des principaux fournisseurs de gaz chinois (organisation d'un séminaire stratégique).</p> <p>3) Trois ESCOs ont commencé à financer des projets dans le cadre du CHUEE.</p>
Facteurs de succès / difficultés rencontrées	<p>Facteurs de succès :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Formation des banques aux technologies et financement de projet ➤ Création d'un réseau d'ESCOs qualifiées, jouant un rôle d'intermédiaires techniques et financiers capables d'identifier les projets rentables (car elles se rémunèrent sur les économies d'énergie réalisées) ➤ Qualification des fabricants, permettant une meilleure disponibilité des équipements sur le marché.

7.1.15 REEF (Renewable Energy & Energy Efficiency Fund)

Type de financement	<ul style="list-style-type: none"> i. Fonds d'investissement : 100 millions USD i. Subventions : 30 millions i. Fonds d'investissement octroyant des prêts (prêts de types A et B de la SFI) : 100 millions
Principaux investisseurs	<p>Plus de 50% des capitaux investis proviennent du secteur privé :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. SFI (principal investisseur) 2. Entreprises privées 3. Autres investisseurs publics et institutionnels <p>Fonds complété par un don du GEF (30 millions)</p>
Gestionnaires du dispositif	<p>Energy Investors Funds Group, entouré de 3 équipes de spécialistes :</p> <ol style="list-style-type: none"> 4. EEAF : production d'électricité avec connexion au réseau, efficacité énergétique 5. EHCC : production d'électricité non reliée au réseau, gestion des subventions 6. Dresdner Kleinwort Benson : spécialiste des fonds destinés prêts
Durée du dispositif	1998 à décembre 2012
Bénéficiaires	Tous projets d'EE et EnR dans les pays en voie de développement ou en transition vers une économie de marché
Conditions de mise en œuvre	
Résultats atteints	En 2000, 65 millions USD investis soit 30% de plus que l'objectif initial. 46 millions tCO ₂ évitées sur 20 ans (soit 2,3 millions tCO ₂ / an).
Facteurs de succès / difficultés rencontrées	<p>→ Globalement ce dispositif a plutôt échoué (cf. entretien EIB Triodos)</p> <p>Difficultés rencontrées au lancement du dispositif :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Avant d'être repris par le GEF et la SFI, le REEEF était géré par un cabinet manquant d'expérience. - De plus, les projets devaient présenter une rentabilité de 25% → au bout de 2 ans, aucun projet n'avait été identifié. <p>Facteurs de succès :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Gestion accordée à un consortium d'experts techniques et financiers - Appui sur la SFI, habituée à travailler avec les PME des pays en voie de développement, mais aussi sur les banques et organismes de crédit locaux - Aide globale : financement de projet + formation et appui technique

7.1.16 Solar Development Group

Type de financement	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fonds d'investissement : 30 millions USD ➤ Fondation destinée à subventionner des services d'appui au développement commercial des entreprises : 20 millions USD
Principaux investisseurs	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Banque Mondiale, SFI ➤ Plusieurs fondations américaines
Gestionnaires du dispositif	Triodos PV Partners
Durée du dispositif	10 ans
Bénéficiaires	<p>Projets ciblés :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Production d'électricité décentralisée à partir d'équipements photovoltaïques, à destination des habitations en milieu rural, dans tous les pays éligibles aux aides du GEF et signataires de l'UNFCCC
Conditions de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 75% des capitaux investis seront consacrés aux entreprises porteuses des projets : fabricants, installateurs, ESCOs, etc. via des prêts pour la réalisation des projets, ou des subventions pour des services d'appui au développement commercial des entreprises ➤ 25% des capitaux investis seront consacrés aux intermédiaires financiers soutenant ce type de projets (banques, ONG, sociétés de leasing)
Résultats atteints	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Echec (d'après B. Jamet)
Facteurs de succès / difficultés rencontrées	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Le fonds est géré par Triodos PV Partners, 2 sociétés ayant plusieurs années d'expérience en matière de financement de projet environnemental ➤ Cependant, Triodos a utilisé des consultants sans pouvoir les superviser.

7.1.17 GEEREF (Global Energy Efficiency and Renewable Energy Fund)

Type de financement	<p>Fonds destiné à alimenter ou créer des fonds régionaux, selon 2 volets :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Investissements (prise de participation) ➤ Subventions et assistance technique pour le démarrage des fonds : élaboration du business plan, études de marché... (10 % des capitaux investis)
Fondateurs et/ou principaux investisseurs	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Principal investisseur : Commission Européenne (80 M€) ➤ Allemagne : 24 M€ Italie : 8 M€ ➤ Donneurs internationaux ➤ Investisseurs publics et privés
Gestionnaires du dispositif	<p>Triodos Investment Management et E+Co :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Expertise en gestion de l'énergie ➤ Expérience dans le financement de projets
Durée du dispositif	2007-2010

Bénéficiaires	<p>Création ou soutien financier à des fonds régionaux dédiés aux projets d'EE et EnR de petite et moyenne taille, dans les pays en voie de développement et émergents (Afrique, Asie, Amérique Latine et Centrale).</p> <p>Investissement de moyen et long terme.</p> <p>Objectifs :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Développement ou création d'une quinzaine de fonds régionaux dédiés à l'EE et aux EnR ➤ 1,5 à 2,5 MteqCO₂ / an évitées ➤ 600 à 1000 MW installés pour la production d'énergie propre ➤ 1,5 millions de personnes desservies par an ➤ 150 à 200 000 tonnes d'énergies fossiles substituées par an
Conditions de mise en œuvre	<p>Les investisseurs peuvent participer de plusieurs manières :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Parts de classe A : pas de rentabilité garantie et réinvestissement des bénéfices obtenus (plutôt pour la Commission Européenne) ➤ Parts de classe B : rentabilité garantie à 4 % <p>Pas d'intervention directe dans le choix des projets à financer par les fonds régionaux bénéficiaires du GEEREF.</p>
Résultats atteints	Evaluation non disponible (Dispositif démarré en 2007)
Facteurs de succès / difficultés rencontrées	Non disponible (Dispositif démarré en 2007)

7.1.18 Fonds d'Investissement de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (FIDEME)

Type de financement	Fonds d'investissement (FCPR) de type « mezzanine » → quasi fonds propres.
Principaux investisseurs	<ul style="list-style-type: none"> ➤ ADEME : 15 M€ ➤ Autres investisseurs qualifiés (banques) : 30 M€
Gestionnaires du dispositif	<ul style="list-style-type: none"> ➤ IENA Environnement (filiale à 100% de CDC Ixis), société de gestion chargée d'effectuer un premier tri des demandes de financement ➤ ADEME : instruction des dossiers
Durée du dispositif	2003 à 2005

Bénéficiaires	<p>Objectif : promouvoir et faciliter le financement de projets utilisant des technologies éprouvées dans le secteur de la maîtrise de l'énergie et la valorisation des déchets, en France métropolitaine et dans les DOM-TOM :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ EnR : éolien, biomasse, hydraulique, géothermie (80% du FIDEME). ➤ Recyclage et valorisation des déchets (10% du fonds) ➤ Equipementiers dans ces secteurs (10% du fonds) <p>1,5 M€par projet en moyenne. 35 à 40 projets ciblés.</p>
Conditions de mise en œuvre	<p>Le FIDEME intervient en quasi-capital par la souscription à des obligations émises par la société cible (emprunt obligataire privé) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Parts de classe A (ADEME), non rémunérées et remboursées en dernier ➤ Parts de classe B, réservées aux investisseurs privés <p>Critères de financement :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Montant d'investissement maximum : 2,25 M€/ projet - Montant de financement maximum : 20-25% du coût du projet - Fonds propres apportés par le promoteur : 10-20% minimum. <p>Les projets sont examinés par l'ADEME (délai : 1 mois) sur la base des critères d'éligibilité suivants : Additionnalité, impact environnemental, qualité du promoteur, maturité des technologies employées...</p> <p>Sur 30 dossiers examinés par l'ADEME, 25 sont acceptés.</p> <p>Délai d'obtention des fonds : 9 mois en tout (due dil...)</p>
Résultats atteints	<p>Résultats positifs :</p> <p>Fin 2006, la totalité des fonds était engagée dans des projets. 27 projets, dont 22 éoliens et 5 pour d'autres projets (équipementiers, mini-hydraulique, valorisation des déchets) → Excès de projets éoliens.</p> <p>Rentabilité : D'ici 2015, l'ADEME devrait récupérer 10 M€sur les 15 M€ investis (quasi avance remboursable).</p> <p>Un FIDEME II d'un montant de 300 M€devrait être créé, alimenté à 100% par des capitaux privés et plus orienté vers la géothermie, le bois-énergie, la valorisation des déchets.</p>

Facteurs de succès / difficultés rencontrées	<p>Facteurs de succès :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Bon fonctionnement du dispositif ➤ Avec le FIDEME, les PME bénéficient de quasi fonds propres à des taux plus attractifs que ceux du marché. ➤ Combinaison de fonds publics et privés, avec l'ADEME en première ligne de risque. <p>Difficultés / faiblesses du dispositif :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Délai d'instruction des dossiers trop long (9 mois entre le dépôt de dossier et l'investissement par le FIDEME) ➤ La société de gestion peut écarter des dossiers sans que l'ADEME ne le sache ➤ Projets trop orientés vers l'éolien car : <ul style="list-style-type: none"> ○ Rentabilité trop faible des projets de biomasse (bois énergie, biogaz...) ○ Trop d'incertitudes concernant la géothermie : abandon d'un projet à 4,5 M€ ➤ Investissements à court terme (inférieur à 5 ans) alors qu'il faudrait des capitaux pour investir dans des projets à 10 ans
--	--

7.1.19 Fonds de Garantie des Investissements de Maîtrise de l'Energie (FOGIME)

Type de financement	➤ Fonds de garantie des emprunts bancaires à 70%
Fondateurs et/ou principaux investisseurs	<p>Fonds créé à l'initiative de :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ La Sofaris, filiale de la banque de développement des PME (BDPME) ➤ L'ADEME ➤ EDF et Charbonnages de France <p>Intervention de l'ADEME : garantit 50 % du montant du prêt OU alimente le fonds à 50% (soit 8 à 10 M€). (MB → AG : à vérifier car on a un doute sur le sens de cette information...)</p>
Gestionnaires du dispositif	Le FOGIME est une section comptable du Fonds National de Garantie du Développement des PME, géré par la Sofaris (ce n'est pas une entité juridique à part).
Autres partenaires	<p>Afin de mettre au point une offre financière globale, une collaboration est prévue avec le nouveau groupe OSEO, rassemblant :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ la BDPME (prêts énergie-environnement et crédit-bail mobilier et immobilier en procédure Sofergie) ➤ la Sofaris (garanties PME dont FOGIME) ➤ l'ANVAR (aides à l'innovation)
Durée du dispositif	Fonds lancé en 2001 et régulièrement réalimenté par des cotisations → durée non déterminée.

Bénéficiaires	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Projets des PME-PMI relatifs à l'EE et aux EnR : <ul style="list-style-type: none"> ○ Achats de matériels, modifications d'installations ou de procédés industriels permettant d'économiser l'énergie ○ Investissements visant à utiliser des énergies renouvelables ➤ Fabricants d'équipements dédiés à l'EE et aux EnR <p>Sont éligibles les entreprises créées depuis plus de 3 ans, réalisant un chiffre d'affaires inférieur à 40 M€ et employant moins de 250 salariés.</p>
Conditions de mise en œuvre	<ol style="list-style-type: none"> 1) L'entreprise sollicite un prêt ou un crédit-bail auprès de sa banque 2) La banque demande à la BDPME-Sofaris de bénéficier du FOGIME 3) La Direction Régionale de la Sofaris demande un avis technique à la Direction Régionale de l'ADEME ; l'ADEME rend un avis dans un délai d'un mois (ou 8 jours si le projet a bénéficié d'une aide à la décision, par exemple pour une étude de faisabilité) 4) La Sofaris accorde ou non la garantie au prêt, en fonction de l'avis de l'ADEME <p>Montants garantis : 70 % de l'investissement (750 000 € maximum)</p>
Résultats atteints	<p>Fin 2006, 110 garanties autorisées pour un montant global d'investissement de 21,3 M€ et un montant global de garantie FOGIME de 11,6 M€</p> <p>Répartition inégale sur le territoire national : projets essentiellement à l'est et au sud est.</p>
Facteurs de succès / difficultés rencontrées	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Difficultés rencontrées au départ : Sous-utilisation du fonds car la garantie était payante. Le tarif a été réduit par la suite. ➤ Facteurs de succès : Pourcentage élevé de garantie (70 %), par rapport au fonds de garantie « classique » de la BDPME (40 %). Ce fort pourcentage, obtenu grâce à la participation de l'ADEME dans le fonds, permet d'éviter aux bénéficiaires et aux banques de rechercher des garanties complémentaires.

7.1.20 Emertec Energie Environnement (3E)

Type de financement	Fonds d'investissement (FCPR) : fonds de capital d'amorçage
Fondateurs et/ou principaux investisseurs	<ul style="list-style-type: none"> ➤ CDC-PME ➤ le CEA ➤ l'IFP ➤ Natexis Private Equity ➤ Caisse d'Épargne des Alpes ➤ industriels de l'énergie (ex. Gaz de France) <p>Soit en tout 15,5 M€</p>
Gestionnaires du dispositif	Emertec Gestion
Durée du dispositif	Dispositif ouvert depuis le 31 juillet 2003. Durée : 10 ans

Bénéficiaires	<p>Entreprises françaises (et éventuellement européennes) innovantes, à fort contenu technologique et à fort potentiel, dans le secteur de l'énergie et de l'environnement, aux premiers stades de leur existence. En particulier, les activités visées sont les suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ nouvelles sources d'énergie, réduction de polluants, sécurité des sites, capteurs et instrumentation, traitement des déchets, matériaux recyclables, stockage et transport de l'énergie, production à faible consommation, miniaturisation et mobilité. <p>Objectif : 12 projets aidés à raison d'1 M€ en moyenne par projet.</p>
Conditions de mise en œuvre	<p>Pendant les 5 premières années de fonctionnement du fonds :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Investissements en fonds propres avec prise de participations minoritaires au capital d'entreprises au stade de l'amorçage. ➤ Entrée au capital de la société cible essentiellement au premier tour de table réalisé avec des investisseurs financiers. ➤
Résultats atteints	
Facteurs de succès / difficultés rencontrées	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Procédure allégée ➤ ??

7.1.21 DEMETER

Type de financement	Fonds d'investissement en capital développement (plus en aval qu'Emertec)
Fondateurs et/ou principaux investisseurs	<ul style="list-style-type: none"> ➤ CDC Entreprises ➤ ADEME : soutien indirect via une prise de participation exceptionnelle à hauteur de 2 M € par le FIDEME. <p>100 à 120 M€ réunis lors d'un tour de table en 2006</p>
Gestionnaires du dispositif	Demeter Partners (émanation de CDC Entreprises) Portage prévu pour une durée réduite (5-6 ans) qui pourra être prolongée.
Durée du dispositif	Lancement en 2005
Bénéficiaires	<p>Projet des PME matures, à moyen et long terme, dans le secteur de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables. Périmètre : Europe. 600 entreprises cibles.</p>

Conditions de mise en œuvre	Prise de participations majoritaires ou minoritaires Plusieurs prises de participation en direct.
Résultats atteints	➤ Succès du premier tour de table : 100 à 120 M€ réunis
Facteurs de succès / difficultés rencontrées	➤

7.1.22 ALOE

Type de financement	Fonds commun de placement à risque (FCPR) classique : 100 à 200 M€
Principaux investisseurs	ODDO + capitaux privés
Gestionnaires du dispositif	Bureaux en Inde et en Chine dédiés à l'appui aux entreprises.
Durée du dispositif	Création fin 2003.
Bénéficiaires	3 secteurs visés : ➤ Procédés de recyclage (ex. MBA Polymères, Recupyl) ➤ Eco-process ➤ Energie propre
Conditions de mise en œuvre	50 % d'investissement dans des sociétés européennes avec potentiel de développement.

Résultats atteints	<p>Plusieurs sociétés ont bénéficié du fonds :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 2 sociétés de recyclage ➤ Une société utilisant un process de gazéification du charbon ➤ Une société chinoise exploitant le gaz de mine ➤ Green-Eco (société indienne) : production d'électricité à partir de biomasse et développement de CDM <p>La participation du fonds est passée de 1-5 millions à 5-10 millions d'Euros par projet.</p> <p>Le fonds va être reconduit, avec pour objectifs de diversifier les bénéficiaires et investir davantage en Europe du Nord.</p>
Facteurs de succès / difficultés rencontrées	

7.2 Listes des organisations et personnes rencontrées dans les trois pays

MAROC

Ministères et agences gouvernementales

Ministère de l'Energie et des Mines

M. Abderrahim EL HAFIDI, Directeur de l'Electricité et des Energies renouvelables

Mme Zohra ETТАIK, Chef de la Division des énergies renouvelables et de la maîtrise de l'énergie

Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Eau et de l'Environnement

M. Anis ABOU EL HAJA, Chef du service de gestion du Fonds de Dépollution Industrielle

M. Klaus HEISE, conseiller technique FODEP

CDER, Centre de développement des Énergies Renouvelables

Mr Mohamed BERDAI, Directeur de la Coopération Internationale

Ministère de l'Intérieur

M. SAYDI, Direction des Régies et des services concédés

ANPME, Agence Nationale pour la Promotion de la Petite et Moyenne Entreprise

Mme Latifa ECHIHABI, Directeur Général.

Producteurs et distributeurs d'énergie, développeurs de projets

LYDEC, Lyonnaise des Eaux de Casablanca

M. Rui SOBRAL, directeur développement de la performance

NAREVA Holding, environnement et énergie, groupe ONA
M. Ahmed NAKKOUCH, Président Directeur Général

AMGEE, Association marocaine de gestion de l'énergie et de l'environnement
M. Abdelkader BEN BEKHALED, Administrateur Directeur Général de Salam Gaz,
président de l'AMGEE.

SOMED, société Maroc Émirats Arabes Unis de Développement
Mme Samar RHARBAOUI, Directeur Stratégie et Développement

Bureaux d'études et d'ingénierie, ESCOs

ADS – Ingénierie et conseil – Eau, énergie, environnement
Mr Abdelmourhit LAHBABI, Président

GEMTECH, énergie et productivité management
M. Saïd GUEMRA, Expert Conseil, EMP Manager

CLEAN TECH, Bureau d'Ingénieurs Conseils
M. Mohamed Belhaj Soulami, Directeur

NRJ International
M. Ahmed SQUALLI, Directeur Général

GERERE, groupe d'études et de recherche sur les énergies renouvelables et l'environnement
M. Faouzi A. SENHAJI, Président

TARGA Aide
M. Abdeslam DAHMAN SAIDI

NORATECH
M. Abdelkrim BENNANI, expert-conseil

MINDS, Maghreb Industrial Solutions
M. Eric PLOTTON, direction du développement

Industries consommatrices d'énergie

Association IZDIHAR, zones industrielles de la Préfecture de Sidi Bernoussi
Mme Dounia OUADGHIRI, Directeur Général
Mme Karine DUVEY-MAAOUNI, consultante sénior
M. Yvan GRAVEL, ingénieur, project manager
Mme Siham EL KHADDAR, Ingénieur d'Affaires

SONASID
M. Ali BAMRIM, chargé de projet

SOMACA, Société Marocaine de Constructions Automobiles
M. Abdelfattah ESSAYOUTY, Directeur projets et développement

COLGATE-PALMOLIVE Maroc
M. Noureddine BELMAHDI, Operation Manager

Banques

BMCE BANK

M. Abdellatif NASSERDINE, Directeur Financement des Projets
M. Mohamed AFRINE, responsable du département Tourisme Immobilier, Direction Financement de Projets, Banque Corporate

Caisse Centrale de Garantie.

M. Aomar CHAIB, Chef du Département des études et réalisations
M. Abdelbaki MIKOU, Chef du Département de la Gestion Financière
M. Mustapha El HATIMI, Chef du Service des études

FIPAR, Groupe CDG

Mr Amine BENHALIMA, Administrateur Directeur Général

Accès Capital Atlantique

M. Hassan LAAZIRI, Directeur Général

Fonds d'Équipement Communal, FEC

M. Mohammed BENAHMED, chargé de mission, direction des études et de la communication
M. Hassan RAHMANI, chargé de mission, direction des études et de la communication.

ATTIJARI INVEST – Wafa Investissement

Mme Naziha BELKEZIZ, directeur développement du marché de la PME, marketing et communication, banque de l'entreprise
M. Karim TAJMOUATI, head of corporate banking

Institutions financières internationales et bilatérales

BEI, Bureau De Rabat

René PEREZ, représentant de la BEI au Maroc

AFD, représentation au Maroc

M. Jean-Noël ROULLEAU, chargé de mission
M. François TIROT, Directeur Adjoint

KfW, Coopération allemande au développement

M. Abderrafii LAHLOU-ABID, chargé de mission, bureau de la KfW à Rabat

TUNISIE

ANME, Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie

M. Néji AMAIMIA, Ingénieur en chef, Directeur de l'unité de PEEI
M. Néjib OSMAN, Directeur Etudes et Planification
M. Mounir BAHRI, Directeur de l'Utilisation Rationnelle de l'Énergie
Mme Kaouther Lihidheb, Sous-Directeur Programme EE tertiaire
M. Sami MARROUKI, Directeur PROSOL

Bureaux d'études et d'ingénierie, ESCOs

STEG International services
M. Youssef KALOUCHE, Directeur général

Energy and Environment Engineering
Mme Radhia MCHIRGUI, Directrice générale

CRA2E
M. Sayah HAMADI, Directeur général

GIPE Engineering
M. Samir JOUINI, Manager

ENERPLUS
M. Mabrouk SGHAIER, Gérant

CEESEN
Cabinet d'études des équipements et systèmes énergétiques
M. Mongi BIDA, Ingénieur Conseil

PARTNERS Sarl
Ingénierie des procédés, études générales
M. Nejib BOUJNAH, Ingénieur conseil

CAMI Engineering, compagnie d'assistance et de maintenance industrielles
M. Abdelhak KHEMIRI

Institutions financières internationales et bilatérales

BEI
Mr Dietrich ZAMBON

AFD
Mr Dominique HAUTBERGUE

GTZ
Dr Hansjörg Müller, chef de mission, GTZ-ER

JORDANIE

Ministries and government agencies

Ministry of Energy and Mineral Resources
Eng. Ziad JIBRIL, Director of Alternative energy and energy efficiency Department

Ministry of the Environment
Mr Raouf H. DABBAS, Advisor
Mr Mohamme Al ALEM, advisor, directorate of Air and Climate Change

NERC, National Energy Research Centre
Mr Malek KABARITI, President
Mr Amar AL-TAHER, Vice President
Mr Muhieddin TAWALBEH, Consultant

Energy companies

CEGCO
Mr K. SHOKRI, Director International.

Jordan Biogas Company
Mr Hatem ABABNEH, General Manager

Consulting and engineering firms, ESCOs and industries

EMS – Energy Management Services
Nedal AL-ZATARI, General Manager, CEM
Mr Naim Awadallah, Audits Department Manager
Mr Samir Assaf, engineer

APS
Adla ALFAYEZ, Managing Director
Majdi BARHOUSH, Chief Operation Officer

Hanania Solar Systems
Edward HANANIA, CEO

Banks

ARAB BANK plc
Dr Ahmad A. Al-Hussein, Credit Review Manager, Corporate Credit, Jordan & Palestine
Mr Haitham H. Foudeh, Head of Project Finance, corporate banking, Jordan & Palestine
Mr Raed Al IMAM, Engineering Section Supervisor, Corporate Banking.

CAPITAL BANK

Rami J. HADID, Assistant General Manager, Corporate Banking

JORDAN KUWAIT BANK

Mr Mohammed Kayyali, Credit Manager, Credit Dept.

The Housing Bank for Trade & Finance

Mr Mohammed Qaryouti, Head of Corporate Banking

Société Générale de Banque Jordanie

Mr Nadim Abaouat, Head of Corporate & Investment Banking

International and bilateral financing institutions

Delegation of the European Commission to the Hashemite Kingdom of Jordan

Mr Omar Abu-Eid, Programme Assistant/Environment Focal Point

Mr Hervé BUSSCHAERT, industry and trade.

KfW Office Amman

P.O.Box 926238, Amman 11190, Jordan

Dr. Matthias Schlund, Head of Amman Office

Sawsan ARURI, Senior Programme Officer

AFD, Agence d'Amman

Mr Gérard LAROSE, Directeur

Ms Ghada SHAQOUR, Chargée de projets

UNDP Office Jordan

Ms Helena NABER, Environment Analyst