

*Introduction du gaz naturel au Maroc*  
Prix et principes de tarification du gaz naturel

ESM209



Energy

Sector

Management

Assistance

Programme



Report 209/98  
October 1998

**PROGRAMME CONJOINT PNUD / BANQUE MONDIALE  
d'AIDE A LA GESTION DU SECTEUR ENERGETIQUE (ESMAP)**

**OBJECTIF**

Le Programme conjoint PNUD/Banque mondiale d'aide à la gestion du secteur énergétique (ESMAP) est un programme mondial spécial d'assistance technique administré dans le département Energie, mines et télécommunications de la Banque mondiale. ESMAP dispense des conseils aux gouvernements sur les stratégies de développement énergétique durable. Créé avec l'appui du PNUD et de bailleurs de fonds publics en 1983, ESMAP se focalise sur le rôle de l'énergie dans le développement économique, avec pour objectif de contribuer à la réduction de la pauvreté, à l'amélioration des conditions de vie et à la préservation de l'environnement dans les pays en développement et les économies en transition. ESMAP axe ses interventions sur trois domaines prioritaires: restructuration et réforme sectorielle, accès aux formes modernes d'énergie pour les plus pauvres et promotion de pratiques énergétiques durables.

**DIRECTION ET OPERATIONS**

ESMAP est gouverné par un Groupe consultatif (CG) composé de représentants du PNUD, de la Banque mondiale et des autres bailleurs de fonds d'ESMAP, ainsi que d'experts en développement de régions bénéficiant des activités d'ESMAP. Le CG est présidé par un Vice Président de la banque mondiale. Un Groupe de conseil technique (TAG) composé de quatre experts indépendants, assiste le CG pour examiner la stratégie et les orientations du Programme, son plan de travail et ses résultats. Les activités d'ESMAP sont conduites sous l'autorité de l'Administrateur d'ESMAP, responsable direct de la gestion du Programme, par des experts de la Banque mondiale: ingénieurs, planificateurs de l'énergie et économistes.

**FINANCEMENT**

Au cours des années, ESMAP a reçu l'appui de la Banque mondiale, du PNUD, d'autres institutions des Nations unies, de l'Union européenne, de l'Organisation des états américains, de l'Organisation latino-américaine de l'énergie et de bailleurs de fonds publics et privés d'Allemagne, d'Australie, de Belgique, du Canada, du Danemark, des Etats-Unis, de Finlande, de France, d'Irlande, d'Islande, d'Italie, du Japon, de Nouvelle-Zélande, de Norvège, des Pays-Bas, du Portugal, du Royaume-Uni, de Suède, et de Suisse.

**INFORMATIONS SUPPLEMENTAIRES**

Une liste complète des rapports sur les projets réalisés par ESMAP est annexée au présent document. Pour de plus amples informations, ou pour obtenir un exemplaire du rapport annuel d'ESMAP et des copies des rapports de projets contacter:

**ESMAP**

c/o Energy, Mining and Telecommunications Department  
The World Bank  
1818 H Street, NW  
Washington, DC 20433  
U.S.A.

# **Introduction du gaz naturel au Maroc**

**Prix et principes de tarification  
du gaz naturel**

**Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme  
(ESMAP)**



# Table des matières

<b>AVANT-PROPOS.....</b>	<b>v</b>
<b>ACRONYMES ET ABREVIATIONS .....</b>	<b>vi</b>
<b>UNITES, FACTEURS DE CONVERSION ET EQUIVALENCES .....</b>	<b>viii</b>
<b>Introduction: Objectifs généraux de l'étude .....</b>	<b>1</b>
Position du problème .....	1
Le cadre énergétique .....	2
<b>1. Principes généraux de tarification.....</b>	<b>5</b>
Tarification au coût ou à la valeur .....	5
Etablissement des prix .....	7
Le concept de CMLT .....	9
Le concept de CMCT.....	9
Le concept de CCM .....	11
Fixation des prix .....	11
Contrôle des prix.....	12
<b>2. Analyse financière. Prix du gaz.....</b>	<b>15</b>
Méthodologie .....	15
Hypothèses retenues pour la structure des modèles.....	16
Compte d'exploitation .....	16
Bilan .....	18
Financement du projet.....	18
Rendement du capital investi.....	19
Coût des combustibles .....	20
Coût de transport.....	21
Cas où le fuel-oil HTS est le concurrent du gaz naturel .....	21

Variante gaz naturel vs fuel-oil BTS.....	22
Coût de distribution.....	23
La distribution de gaz à Casablanca.....	23
Les autres sociétés de distribution .....	24
Cas d'une société de distribution unique .....	26
Evolution des tarifs: les perspectives.....	28
<b>3. Structure des tarifs .....</b>	<b>29</b>
Tarif de transport.....	29
Tarifs de distribution.....	32
Tarifs interruptibles.....	33
 <b>Tableaux</b>	
2.1 - Coût financier des combustibles (dollars/mmbtu).....	20
2.2 - Coût du transport avec le fuel-oil HTS comme concurrent du gaz .....	21
2.3 - Coût du transport avec le fuel-oil BTS comme concurrent du gaz.....	22
2.4 - Coût financier d'opportunité du gaz naturel dans le secteur industriel de Casablanca .....	25
2.5 - Prix du gaz à la porte de l'utilisateur (dollars/mmbtu).....	27
<b>Liste des rapports ESMAP.....</b>	<b>35</b>

## **AVANT-PROPOS**

Ce rapport a été préparé par une équipe ESMAP/Banque mondiale composée de H. Beaussant, économiste, Chef de Projet (IENOG), A. Ferroukhi, économiste principal (MN1PI), et Y. Maamar, spécialiste de l'Énergie (IENOG).

Au cours de différentes missions au Maroc, l'équipe d'ESMAP a bénéficié du soutien et des conseils du Ministère de l'énergie et des mines, sous l'autorité de Son Excellence Adbellatif Guerraoui, ministre de l'énergie et des mines, assisté de MM. A. Bouhaouli, puis M. Es-Sdiqi, secrétaire général du ministère, A. Bencheqroun, directeur de l'énergie, de Mme A. Haddouche, chef de la Division des produits pétroliers, et M. S. El Aoufir, économiste.

L'étude a été financée par le Bureau de Rabat du Programme des Nations Unies pour le développement, placé sous la responsabilité de M. Fokeladeh, puis de Mme Sultanoglu, en leur qualité de représentant résident, assistés de M. Bouassami. L'étude technique principale a été réalisée par M. J.P. Jonchère (Beicip) et l'analyse financière par M. J. Engel (Transition Consulting). MM. Djerrari et Vergès (ICEA) et Mme Ledakis (Price-Waterhouse) ont contribué à l'analyse des aspects fiscaux.

## ACRONYMES ET ABREVIATIONS

<b>ABB</b>	Compagnie Asea-Brown Boveri
<b>AMIT</b>	Association marocaine des industries textiles
<b>APS</b>	Association professionnelle du sucre
<b>BTS</b>	Basse teneur en soufre
<b>CC</b>	Cycle combiné
<b>CMCP</b>	Companie marocaine de cartons et papiers
<b>CMCT</b>	Coût marginal à court terme
<b>CMLT</b>	Coût marginal à long terme
<b>DE</b>	Direction de l'énergie
<b>EMPL</b>	Europe-Maghreb Pipeline Limited
<b>ENAGAS</b>	Empresa Nacional de Gas (Espagne)
<b>ESMAP</b>	Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique
<b>FEM</b>	Fonds pour l'environnement mondial (Global Environment Facility - GEF)
<b>FICOPAM</b>	Fédération interprofessionnelle des conserves de produits agricoles marocains
<b>FMC</b>	Fédération des matériaux de construction
<b>HTS</b>	Haute teneur en soufre
<b>GME</b>	Gazoduc Maghreb-Europe
<b>GPL</b>	Gaz de pétrole liquéfié
<b>LOLP</b>	(loss of load probability) Probabilité de défaillance
<b>MEM</b>	Ministère de l'énergie et des mines
<b>OCP</b>	Office chérifien des phosphates
<b>ONE</b>	Office national de l'électricité
<b>PCE</b>	Production concessionnelle d'électricité
<b>PDGM</b>	Plan de développement gazier du Maroc
<b>PIE</b>	Producteur indépendant d'électricité (Independent Power Producer-IPP)
<b>PIB</b>	Produit intérieur brut



<b>PNUD</b>	Programme des Nations Unies pour le développement
<b>SAMIR</b>	Société anonyme marocaine de l'industrie du raffinage
<b>SCP</b>	Société chérifienne des pétroles
<b>SNPP</b>	Société nationale des produits pétroliers
<b>SONATRACH</b>	Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures
<b>SODUGAZ</b>	Société de développement et d'utilisation du gaz
<b>TAG</b>	Turbine à gaz
<b>TGCC (ou CC)</b>	Turbine à gaz à cycle combiné
<b>TIC</b>	Taxe interne sur les combustibles
<b>TV</b>	Turbine vapeur
<b>TVA</b>	Taxe à la valeur ajoutée
<b>VAN</b>	Valeur actuelle nette
<b>MAD</b>	Dirham marocain
<b>USD</b>	Dollar Etats-Unis - l'expression "dollar" utilisée dans ce rapport, sans autre référence, signifie "dollar des Etats-Unis. De même, "cent" signifie un centième de dollar des Etats-Unis.

# UNITES, FACTEURS DE CONVERSION ET EQUIVALENCES

## Taux de change

1 dollar = MAD 8,80

## Unités de mesure

bl	baril de pétrole	0,159 mètre cube = 42 gallons (US)
btu	british thermal unit	252 cal = 1,055 kJ
cf	pied cube	0,0283 m <sup>3</sup>
GJ	gigajoule	239 Mcal = 277 kWh = 0,945 mmbtu
GWh	gigawattheure	1 million kWh
inch (")	pouce (diamètre des canalisations)	2,54 cm
kcal	kilocalorie	4,19 kJ = 1,163 Wh = 3,968 btu
kgep	kg équivalent pétrole	10 Mcal = 40.500 btu = 11,63 kWh
kWh	kilowattheure	0,86 Mcal
lb	livre	0,454 kilogramme
m <sup>3</sup>	mètre cube	35,314 cf
Mcal	mégacalorie (thermie)	4,19 MJ = 1,163 kWh = 3.968 btu
mcf	millier de pieds cubes	28,317 m <sup>3</sup>
MJ	mégajoule	239 kcal = 945 btu
mmbtu	million de BTU	252 Mcal = 293 kWh = 1,055 GJ
mmcfd	million de pieds cubes par jour	
MWh	mégawattheure	860 Mcal
PCI	pouvoir calorifique inférieur	
PCS	pouvoir calorifique supérieur	
t	tonne	
tep	tonne équivalent pétrole	10.000 Mcal = 40,5 mmbtu = 42,5 GJ

## Equivalences approximatives

1 mmbtu = 1 GJ = 1 mcf (gaz)

1 mmcfd = 10 millions m<sup>3</sup> par an

1 tep = 1.000 m<sup>3</sup> (gaz)

1 million tep = 1 milliard m<sup>3</sup> (gaz)

PCI/PCS = 0,9 (gaz)

### Facteurs de conversion physique

<i>Combustible</i>	<i>bl/tonne</i>	<i>densité</i>	<i>litres/tonne</i>
GPL	11,60	0,54	1,852
Kérosène	7,90	0,81	1,235
Essence	8,50	0,74	1,350
Gazole	7,30	0,87	1,150
Fuel-oil	6,70	0,91	1,099

### Facteurs de conversion énergétique

<i>Combustibles</i>	<i>kcal/kg (PCI)</i>	<i>GJ/tonne</i>	<i>tonne/tep</i>
<b>Combustibles liquides</b>			
GPL	10.860	45,5	0,94
Kérosène	10.140	42,5	0,99
Essence	10.500	44,0	0,97
Gazole	10.140	42,5	1,01
Fuel-oil	9.600	40,2	1,04
Gaz naturel	8.500 kcal/m <sup>3</sup>	35,6 MJ/m <sup>3</sup>	1.180 m <sup>3</sup> /tep
Electricité	860 kcal/kWh	3,6 MJ/kWh	11.630 kWh/tep
Charbon (importé)	6.500	27,2	1,54
Charbon (national)	4.800	20,0	2,08
Bois *	3.800	16,0	2,66
Charbon de bois *	7.200	30,0	1,42

\* Bois séché à l'air.



# INTRODUCTION

---

## Objectifs généraux de l'étude

### Position du problème

1. L'introduction du gaz naturel au Maroc, c'est l'arrivée d'un nouvel acteur dans le jeu énergétique. Les aspects stratégiques de la question ont été analysés dans l'étude ESMAP/Banque mondiale sur le Plan de développement gazier du Maroc (PDGM), phases 1 et 2<sup>1</sup>. A l'issue de la deuxième phase, des recommandations ont été présentées sur les caractéristiques et le calendrier du projet de construction d'une antenne de transport entre le Gazoduc Maghreb-Europe (GME) et l'agglomération de Casablanca. En substance, le rapport recommande la mise en service, en 2002, d'une antenne de 250 km de long entre Ouezzane et Casablanca, qui desservirait deux futures centrales électriques à cycle combiné installées à Kenitra et à Mohammedia ainsi que le marché industriel des villes situées le long du parcours, notamment Kenitra, Mohammedia et Casablanca<sup>2</sup>. Le présent rapport se situe dans cette perspective. Les coûts et tarifs cités sont basés sur les caractéristiques techniques et économiques du futur gazoduc (diamètre, longueur, coûts unitaires de la pose et de l'acier, etc.), elles-mêmes fonction du marché déterminé par le PDGM. Il reste que les considérations générales présentées, notamment au chapitre 1, sur la tarification, sont indépendantes de la configuration définitive du futur réseau, qui sera d'ailleurs certainement amené à évoluer au cours de la durée de vie du projet.

2. Dans l'intérêt bien compris du Maroc, la politique tarifaire du gaz naturel se doit de favoriser l'entrée de ce nouvel acteur sur le marché de l'énergie. Le rapport sur le PDGM ayant clairement établi que l'introduction du gaz naturel au Maroc présentait un intérêt économique pour le pays, la présente étude vise à examiner comment les conditions de concurrence seront respectées. En effet, il n'est pas possible de déroger au principe de concurrence sans entrer dans une logique de subventions lourdes, contraire aux règles du marché. Aussi ce principe fournira-t-il le principal outil méthodologique utilisé par la présente étude pour déterminer le plafond de prix compatible avec les contraintes de coût. Le présent rapport répond ainsi au triple objectif de:

---

<sup>1</sup> ESMAP : Plan de développement gazier du Maroc, phase 2 (PDGM 2, novembre 1997).

<sup>2</sup> Scenario 2 du PDGM 2.

- a) présenter les principes généraux de tarification du gaz et leur application préliminaire en fonction des coûts financiers résultant de l'analyse financière,
- b) vérifier que les conclusions présentées dans le PDGM au sujet des bénéfices *économiques* procurés par le gaz au niveau national restent valables lorsqu'elles sont considérées sous l'angle *financier*, c'est-à-dire lorsque l'on se place du point de vue des futurs intervenants de la chaîne gazière opérant dans un cadre où s'exerce la concurrence,
- c) présenter une indication des prix de vente et la structure des futurs tarifs sur les principaux marchés, par grande catégorie de consommateurs (industrie et production d'électricité) et par agglomération. Les valeurs proposées ne sont bien sûr présentées qu'à titre indicatif. Elles ne sauraient constituer des recommandations, dès lors que certaines composantes des futurs tarifs, à commencer par le prix de vente du gaz par le ou les futurs fournisseurs, ne sont pas connues.

### **Le cadre énergétique**

3. Le scénario retenu prévoit la construction de deux centrales à cycle combiné de 470 MW à Kenitra et Mohammedia, leur mise en service en 2002 et 2005 respectivement, et le rééquipement (*repowering*) de l'une des tranches de la centrale classique de Kenitra (dès 2002). Il prévoit également la desserte du secteur industriel. Le PDGM 2 présente une analyse économique portant sur les solutions possibles pour la construction des centrales électriques ainsi que sur les prévisions de consommation de gaz. Le projet qui fait l'objet du scénario 2 comprend a) une canalisation de transport de 250 km de long entre le GME et l'agglomération de Casablanca, et b) un certain nombre de réseaux de distribution. L'antenne de transport alimente, d'une part, les deux centrales thermiques et la tranche rééquipée à Kenitra, et, d'autre part, les réseaux de desserte des zones industrielles de certaines agglomérations situées sur le parcours. Elle est mise en place jusqu'à Casablanca dans les années 2000-2001 et entre en service en 2002, afin que le secteur industriel puisse utiliser le gaz dès que celui-ci est disponible pour le secteur électrique.

4. Les modestes gisements du Gharb ont une incidence insignifiante sur la compétition interénergétique. Celle-ci reste dominée par les produits pétroliers bien que le charbon se soit créé, grâce à des avantages fiscaux initiaux, une solide niche, notamment dans les cimenteries. De plus, ce combustible occupe maintenant une place de choix dans la production d'électricité du fait, en particulier, de la mise en service des deux premières tranches au charbon de la centrale de Jorf Lasfar.

5. Etablies de longue date dans le pays, les deux raffineries (Samir et SCP) ont longtemps satisfait à la majeure partie des besoins en énergie des secteurs industriel et électrique, auxquels sera destiné l'essentiel du gaz naturel disponible au Maroc. Certes, la production hydroélectrique continue à jouer un rôle important, mais son intervention dans la compétition est marginale car sa capacité est souvent limitée par les nécessités de l'irrigation qu'impose le secteur agricole.

6. Le charbon, dont l'introduction au début des années 1980 répondait à une volonté de diversification des pouvoirs publics, joue désormais un rôle majeur dans cette compétition. Initialement favorisé par les prix élevés du pétrole (le fuel-oil HTS est son concurrent le plus direct) et par un régime fiscal favorable, il s'est largement implanté dans les cimenteries existantes. Celles-ci sont désormais bien équipées pour l'utiliser et n'envisagent guère de passer à une autre énergie, à moins que les prix proposés permettent de réduire leurs coûts de production.

7. Dans le secteur de l'électricité, la question qui se posait par rapport au charbon était d'une toute autre nature puisqu'il s'agissait surtout de chercher à apprécier l'option susceptible d'être retenue dans les nouveaux projets entre:

- la centrale thermique conventionnelle au charbon (ou éventuellement au fuel-oil), et
- le cycle combiné au gaz naturel.

8. Les équipements et donc les investissements étant très différents pour l'une et l'autre option, les éléments de la compétitivité nécessitent une analyse spécifique. En effet, un producteur d'électricité, à la différence des industriels, se livrera à une double analyse de compétitivité quant au choix des combustibles<sup>3</sup>:

- la première analyse, menée à des fins de planification, prend en compte les différentes composantes du coût (investissement, frais opératoires, combustible) pour retenir l'option permettant d'obtenir le coût du kWh le plus faible pour le nombre d'heures de fonctionnement qu'il est prévu de retenir pour la centrale considérée,
- la seconde analyse est faite au niveau opérationnel. Elle est guidée par le seul souci de minimiser les coûts variables (essentiellement les combustibles) puisque le caractère non stockable de l'électricité impose un suréquipement du réseau pour pouvoir répondre, à tout moment, aux besoins de pointe. Le producteur a donc une certaine latitude pour faire appel aux centrales les moins coûteuses à exploiter, limitée cependant par la capacité de transport du réseau.

9. Pour les autres clients, le plus souvent industriels, le choix est plus simple. Pour un nouvel équipement consommateur d'énergie, un industriel choisira celui qui minimisera son coût de revient, compte tenu des investissements et des coûts opératoires. Malgré ses qualités propres, le gaz naturel sera souvent considéré comme un substitut dont le coût d'utilisation ne devra pas dépasser celui de l'énergie déjà utilisée, notamment dans le cas d'équipements existants fonctionnant au fuel-oil. En revanche, les industriels intéressés par les qualités intrinsèques du gaz, notamment celles qui permettent d'améliorer sensiblement la qualité des produits fabriqués (céramique, textile, métallurgie, verre, agro-alimentaire) seront prêts à payer une charge supplémentaire non négligeable dont l'importance sera fonction du degré d'amélioration attendu.

---

<sup>3</sup> Voir PDGM 2, chapitre 3.





# 1

---

## Principes généraux de tarification

### Tarification au coût ou à la valeur

1.1 La tarification du gaz naturel est d'abord, comme toute tarification, un message adressé aux clients potentiels leur indiquant que le produit fourni sera capable d'être compétitif sur le marché ou, au moins, sur certains segments de celui-ci. Elle constitue donc une référence explicite à la *valeur* qui peut être attachée au gaz naturel par rapport à d'autres sources d'énergie. Pour le client potentiel, cette valeur peut se définir comme le prix maximal qu'il est prêt à consentir pour un usage donné lui permettant d'économiser de la matière première, de l'énergie sous d'autres formes et divers facteurs de production (investissements, charges financières, frais de maintenance, etc.) ou d'améliorer la qualité de ses produits. La valeur du gaz correspond au coût d'opportunité du combustible pour les consommateurs potentiels.

1.2 Face à la concurrence des autres combustibles fossiles (produits pétroliers et charbon), voire de l'électricité, les utilisations du gaz sont multiples. Dans le cadre de la présente étude, les usages examinés correspondent à des activités déjà présentes au Maroc, et plus particulièrement au secteur industriel conventionnel et à la production d'électricité. Dans le secteur industriel, le Maroc n'exploite pas d'installations chimiques ou pétrochimiques dans lesquelles le gaz pourrait être utilisé comme matière première (ammoniac, méthanol, etc.). Si cela avait été le cas, il aurait fallu mener une étude spécifique du fait des conditions particulières de la concurrence dans les usages non-énergétiques du gaz.

1.3 Dans le secteur industriel, les usages "conventionnels" du gaz peuvent être subdivisés en quatre grandes catégories, qui recouvrent une grande diversité de formes d'utilisation :

- fours à haute température
- chaudières à vapeur, réseaux de vapeur
- co-génération, turbines à gaz
- usages basse température.

1.4 Dans la première catégorie, celle des fours à haute température, il convient de distinguer 3 groupes. Dans le premier, celui du *raffinage* et de la *chimie-pétrochimie*, les industriels ont besoin, pour certains fours, de combustibles propres, mais les disponibilités en gaz combustible, sous-produit des activités de ces branches (gaz de raffinerie par exemple), limite l'intérêt du gaz naturel aux seuls besoins excédentaires. Dans le second groupe, celui des *matériaux de construction* (ciment et produits rouges), les processus de fabrication ne font pas appel aux qualités intrinsèques du gaz naturel. Le principal critère est le coût brut de l'énergie utilisée, celle-ci entrant pour une large part dans le coût de fabrication (environ 20 %). Le troisième groupe attache, lui, une grande importance aux atouts propres à ce combustible (régulation et distribution de la chaleur, propreté, absence de contaminants), qui se traduisent par une amélioration sensible de la qualité de la production et un moindre rebut. Il comprend les industries à forte valeur ajoutée comme le *verre*, la *porcelaine* et la *céramique*, la *métallurgie* et les traitements de surface en général, *l'agro-alimentaire* et le *textile*. Ces branches sont prêtes à supporter la majoration (*premium*) qu'implique l'utilisation du gaz naturel, même si elle est forte. En l'absence de gaz naturel, nombreuses sont les entreprises qui recourent actuellement au propane.

1.5 La seconde catégorie correspond à un tronc commun de l'activité industrielle, celui des systèmes traditionnels qui dispensent l'énergie mécanique, l'électricité et la chaleur dans une usine ou un complexe. Depuis la révolution industrielle, cette fonction est en grande partie assurée par des chaudières à vapeur qui peuvent fournir ces diverses formes d'énergie, grâce à des réseaux vapeur et, le cas échéant, des réseaux électriques alimentés par une turbine à vapeur. Ces chaudières peuvent souvent être alimentées par deux combustibles ou sont aisément convertibles. Ici, les concurrents du gaz naturel sont les combustibles les moins nobles (charbon et fuel-oil, HTS surtout), donc les moins coûteux, sauf lorsqu'une réglementation en restreint ou en interdit l'utilisation pour protéger l'environnement – ce qui n'est pas le cas au Maroc. C'est le secteur dans lequel le gaz naturel aura le plus de difficulté à s'imposer face aux combustibles traditionnels. En revanche, les coûts de conversion sont généralement peu élevés.

1.6 Toutefois, en raison de l'évolution technologique, les besoins accrus de l'industrie en énergie mécanique et électrique représentent un atout majeur pour le gaz naturel. Les systèmes centralisés de production de vapeur sont peu performants et sujets à des pertes importantes. Pour la génération de chaleur ponctuelle, un réseau au gaz peut leur être préféré. En outre, les nombreux complexes industriels qui utilisent à la fois l'électricité et la vapeur trouvent dans la cogénération (production combinée de ces deux formes d'énergie) une solution intéressante pour des extensions de capacité ou le renouvellement d'installations de production énergétique. Pour beaucoup d'industriels ainsi que les opérateurs de grands établissements tertiaires (hôtels, hôpitaux), les gains d'investissement qui en résultent donnent au gaz une valorisation bien supérieure au fuel lourd ou au charbon qui exigent, quant à eux, des équipements plus coûteux.

1.7 Dans la dernière catégorie, celle des usages basse température, on trouve des industries dont les besoins sont parfois couverts par des sous-produits de faible valeur, tels que la liqueur noire des usines de pâtes à papier et les résidus végétaux pour les sucreries ou certaines industries agro-alimentaires de base. Cependant une partie des besoins doit être satisfaite par des combustibles achetés à l'extérieur, dont la qualité propre peut être essentielle à celle de la production. Chez de nombreux industriels de cette catégorie, l'énergie est souvent un élément modeste du coût de production, et la propriété d'un combustible tel que le gaz naturel offre dans de nombreux cas un avantage déterminant par rapport au fuel-oil. Pour certains processus comme le chauffage des bains (eau ou autres liquides) par combustion immergée, le gaz est un produit encore plus intéressant puisqu'il réduit les investissements nécessaires et permet des gains de rendement.

1.8 De ce panorama rapide des facteurs de compétitivité dans l'industrie, on retiendra donc l'extrême complexité de l'évaluation de la valeur économique que l'on peut attacher au gaz, non seulement en fonction des usages mais aussi du client et du stade de développement de ses installations (substitution à un autre combustible, extension de capacité, passage à la cogénération).

### **Etablissement des prix**

1.9 En théorie, la *tarification à la valeur* présente l'intérêt, pour le distributeur, de maximiser ses profits en vendant le gaz exactement au prix maximum que le consommateur serait disposé à payer pour en disposer, percevant ainsi la totalité de la rente. Dans les faits, une entreprise gazière qui chercherait à asseoir sa politique de prix sur une stricte tarification à la valeur pendant une période de fortes mutations technologiques, rencontrerait des obstacles quasiment insurmontables. En outre, chercher à vendre le gaz au maximum de sa valeur peut vite être contraire à l'objectif global recherché, d'abord sur le plan économique, en retardant le progrès que représente, du point de vue de la productivité, l'installation d'équipements d'un meilleur rendement énergétique; ensuite au niveau commercial, en décourageant les industriels prêts à investir pour peu qu'ils y trouvent un avantage financier; et enfin sous l'angle de l'environnement, en empêchant ou retardant le remplacement d'énergies polluantes par une forme d'énergie propre.

1.10 Outre l'ambition des clients du gaz naturel (ou de toute autre énergie) de s'approprier une partie de la rente générée par les options techniques retenues, il faut éviter que le fournisseur ne profite trop de sa rente de situation. En effet, au-delà des diverses formes de compétition qu'affronte le gaz naturel, le fournisseur dispose dans presque tous les pays du monde d'un monopole naturel qui le protège de la concurrence

au sein même du secteur gazier<sup>4</sup>. Lorsqu'une forme d'énergie procure un bénéfice déterminant (par exemple le gaz naturel pour les cycles combinés) le client cherchera à limiter les possibilités d'accaparement de la rente par le fournisseur. Deux soucis peuvent le guider : le premier est celui de limiter l'impact du coût du combustible sur le produit final, le second celui de préserver la compétitivité de son ou ses produits sur son marché et, éventuellement, sur le marché international.

1.11 Le premier cas correspond aux utilisateurs, comme les producteurs d'électricité, pour lesquels le gaz naturel joue un rôle important dans le coût du produit (ici le kWh). Le second est le plus fréquent dans l'industrie où l'énergie ne représente en moyenne que 4 % de l'ensemble des coûts de production. Le pouvoir de monopole de la compagnie gazière sera donc contrôlé par les autorités, le but ultime étant de protéger les consommateurs d'électricité ou de produits industriels.

1.12 Cette propension à limiter les possibilités de rente de situation se manifeste généralement par une *tarification au coût*. C'est en effet cette formule qui paraît le plus adaptée au contrôle des monopoles naturels, une constante dans le secteur gazier. Actuellement, seuls les Etats-Unis ont une infrastructure gazière et des règles commerciales qui leur permettent, en maints endroits du territoire, d'échapper au monopole naturel. En Europe, bien que le Royaume Uni essaie aussi de créer les conditions d'un marché ouvert, on rencontre encore principalement des situations de monopole naturel, avec une tarification au coût pour le transport et la distribution. Cependant, on observe une nette tendance à l'introduction de la concurrence au sein même du secteur gazier, même dans les pays encore "protégés". Cette tendance devrait se confirmer avec l'entrée en vigueur de la Directive sur le gaz de la Commission Européenne.

1.13 En contrepartie de cette situation de monopole, la société gazière a l'obligation de réaliser les investissements nécessaires (et seulement eux) à la desserte des clients dont l'intégration au réseau présente un intérêt économique. Ces investissements et les coûts opératoires qui en résultent doivent être impérativement couverts par la tarification afin de garantir la viabilité de la société gazière, et donc sa capacité à assurer la continuité du service sans recourir à des subventions. Il convient de signaler que ce dernier critère est fondamental pour presque tous les clients industriels, à l'exception de ceux qui sont équipés d'installations alimentées par plusieurs combustibles et qui peuvent donc souscrire des contrats interruptibles.

1.14 S'il est facile de trouver un consensus sur le principe d'une tarification au coût à même d'assurer un profit raisonnable pour la compagnie gazière, les modalités pratiques d'application sont plus difficiles à mettre au point. Sur le plan économique, trois

---

<sup>4</sup> A l'exception notable de certains pays ou régions où l'offre de gaz est abondante et commercialement et géographiquement variée et où la demande est importante (Etats-Unis; agglomération de Buenos-Aires, en Argentine).

concepts applicables aux coûts directs méritent d'être retenus. Tous trois ont pour but d'intégrer à la tarification des charges qui reflètent bien la structure et le niveau des coûts. Comment peuvent-ils s'appliquer au Maroc pour une infrastructure entièrement nouvelle à créer à partir du GME ?

1.15 L'infrastructure du futur réseau est constituée de deux parties. La première est constituée par l'antenne de transport depuis le point de piquage sur le GME jusqu'à Casablanca. Elle desservira les centrales électriques qui sont le coeur du marché du gaz naturel et sans lesquelles il n'est pas économiquement possible d'envisager un gazoduc vers Casablanca. Elle requiert un investissement de 123 millions de dollars. La seconde partie est constituée par l'ensemble des réseaux de distribution. L'investissement en jeu est beaucoup plus modeste, à hauteur de 7 millions de dollars pour les trois principales agglomérations.

### ***Le concept de CMLT***

1.16 Le premier concept est celui de coût marginal à long terme (CMLT). Destiné à garantir la pérennité du système, ce concept met en relation, sur la durée de vie du projet, les projections actualisées des investissements et des frais d'exploitation, et des recettes, par application du tarif aux volumes vendus. Il vise à projeter les recettes qui couvrent les investissements réalisés, les coûts opératoires et les extensions de réseau nécessaires pour faire face à l'accroissement des besoins en gaz naturel. Sous une forme simplifiée (en raison de l'absence habituelle de plans d'investissement détaillés) qui permet de comptabiliser dans un calcul actualisé l'ensemble des coûts année par année, il donne le coût différentiel moyen qui rapporte cette somme aux quantités transportées (elles aussi actualisées). Cette méthode étant la plus classique pour les opérations à long terme, elle a été retenue pour cette étude. Les résultats obtenus sont présentés au chapitre 2 (voir tableau 2.5.)

### ***Le concept de CMCT***

1.17 Le second concept est celui de coût marginal à court terme (CMCT). Il correspond aux coûts que doit supporter l'opérateur quand il doit fournir une unité supplémentaire de gaz sur un réseau qui est déjà en service. Ainsi, en supposant que seule l'antenne de transport desservant les centrales électriques de Mohammedia et de Kenitra ait été installée, le raccordement de tout consommateur industriel supplémentaire proche de ce gazoduc aura un CMCT essentiellement constitué, d'une part de l'amortissement de la bretelle qui le relie au réseau haute pression et, d'autre part, du réseau de distribution. En effet, les coûts opératoires variables sur l'antenne sont très faibles, tant que le réseau de transport n'a pas atteint sa capacité maximum et n'est pas équipé de station de compression.

1.18 Le CMCT peut varier beaucoup dans le temps. Aussi, il peut atteindre une valeur élevée pour un consommateur additionnel dont le raccordement entraînerait, à la marge, la nécessité d'installer une station de compression. Ce concept peut être intéressant pour un distributeur qui cherche à se développer sur le marché industriel en pratiquant des prix

attractifs, que le transport n'a pas trop alourdis. Il peut servir aussi à établir des tarifs interruptibles, ou "à bien plaisir", formule voisine du marché *spot*.

1.19 Au Maroc, les producteurs d'électricité assureront l'essentiel de la consommation et des réservations de capacité sur le gazoduc. Dans ce secteur, la compétitivité du gaz naturel est telle que la rente économique<sup>5</sup> demeure substantielle, même lorsque l'on utilise le CMCT (au lieu du CMLT) pour déterminer le coût du transport applicable aux industriels. Selon cette méthode, les producteurs d'électricité se voient facturer le coût du transport sur la base du CMLT qu'ils devraient payer si le gazoduc était construit pour leur seul usage. Les consommateurs industriels situés à Casablanca (par exemple) paient le transport sur la base du CMCT, c'est-à-dire le coût additionnel généré par leur raccordement. Ce coût additionnel comprend les charges variables du transport, l'extension de l'antenne de Mohammedia à Casablanca et la différence de coût entre le diamètre réel (nécessaire pour alimenter les industriels) et celui qui serait suffisant pour alimenter les centrales thermiques. Naturellement, les industriels supportent intégralement tous les coûts en aval (distribution et conversion) qui s'ajoutent au coût de transport.

1.20 Du point de vue économique, le concept de CMCT est parfaitement neutre par rapport au CMLT. Au niveau national, l'avantage du gaz naturel demeure intact puisque celui-ci résulte du recours à des cycles combinés plutôt qu'à des centrales au charbon, situation qui reste inchangée. Ce qui change, c'est le partage de la rente entre les acteurs économiques. Avec le CMLT, les producteurs d'électricité s'approprient l'intégralité de la rente, qu'ils doivent logiquement répercuter sur leurs clients par le biais d'une baisse des tarifs électriques. Avec le CMCT, une partie de la rente va aux industriels, qui paient leur gaz moins cher et répercutent cette économie sur le coût de production, tandis que les producteurs d'électricité en conservent le reste. Dans les deux cas, le bénéfice économique global demeure et les consommateurs en sont les bénéficiaires ultimes. Seul le mode d'affectation de la rente change. En fait, le CMCT procure même un bénéfice économique accru dans la mesure où la baisse du coût du transport permet de raccorder un plus grand nombre d'industriels<sup>6</sup> que dans le cas du CMLT ce qui, à la marge, sera vraisemblablement le cas.

1.21 D'autre part, le CMCT ne s'apparente pas à un système de subventions croisées, puisqu'il ne conduit pas à développer un nouveau marché qui ne serait pas viable par lui-même (le PDGM a montré que le marché industriel génère ses propres bénéfices économiques<sup>7</sup>). On voit donc l'intérêt d'une approche basée sur le CMCT lors de la

---

<sup>5</sup> C'est-à-dire le bénéfice économique réalisé par l'opérateur d'un cycle combiné par rapport à celui correspondant à la meilleure solution de rechange, en l'occurrence une centrale thermique vapeur alimentée au charbon.

<sup>6</sup> Du fait que tout remplacement de fuel-oil par du gaz génère en lui-même un bénéfice économique.

<sup>7</sup> Voir PDGM 2.

phase initiale de développement du gaz naturel dans le secteur industriel marocain. Son application sur une longue période aurait certes pour effet d'altérer la capacité de la compagnie gazière à investir dans des extensions de réseau, mais elle permettra de tendre à une allocation optimale des ressources tant qu'une surcapacité de transport restera en attente de clients.

1.22 A l'échelle des besoins industriels du Maroc, l'approvisionnement en gaz ne posera pas de problèmes pendant de nombreuses années. La décision d'adopter ce combustible résultera de la capacité des clients potentiels à supporter les coûts économiques marginaux qui leur reviennent (achat du gaz, coût marginal de transport, distribution). La rente économique réalisée par les industriels qui adopteront le gaz comme source d'énergie et le profit de la compagnie gazière correspondent à un bénéfice économique supplémentaire pour le pays.

### **Le concept de CCM**

1.23 A l'inverse, le dernier concept applicable aux coûts directeurs, le coût comptable moyen (CCM) ne permet pas de détecter les derniers clients économiquement accessibles. Dans cette approche, on se contente de répercuter tous les coûts comptables en les imputant simplement à la capacité souscrite ou aux quantités de gaz livrées. Le mode d'imputation des coûts peut donner lieu à des subventions croisées contraires aux principes d'équité. Par sa simplicité, le concept de CCM a l'avantage d'être facilement compréhensible et transparent lorsqu'on peut s'appuyer sur une comptabilité existante. Il a la faveur des transporteurs nord-américains qui pratiquent un système établi de longue date, permettant donc de prévoir assez facilement les coûts de transit dans les gazoducs. Cependant, au-delà des principes fondamentaux d'une politique tarifaire, il faut que les modalités puissent prendre racine dans le contexte propre à chaque pays. Aussi le Maroc ne peut-il songer à opérer selon le principe du CCM, comme en Amérique du Nord. En effet, les opérateurs gaziers n'étant pas encore opérationnels, ils ne disposent pas d'états comptables antérieurs sur le transport et la distribution de ce combustible. A ce stade de l'émergence du gaz naturel sur un nouveau marché, une tarification fondée sur un tel concept serait donc forcément complexe et peu lisible pour le consommateur.

### **Fixation des prix**

1.24 La première qualité d'une politique tarifaire doit être sa *simplicité*. Elle doit être d'un accès facile pour le client, qui cherchera d'emblée à mesurer la compétitivité du gaz naturel par rapport aux produits concurrents, mais aussi à évaluer clairement l'impact de l'utilisation de ce combustible sur ses coûts de production. La clarté du tarif doit pouvoir servir de repère économique, tant aux consommateurs potentiels, pour déterminer leurs coûts, qu'aux opérateurs, pour calculer leurs recettes.

1.25 Mais simple ne veut pas dire inéquitable. En effet, il ne faut pas qu'un client ou une catégorie de clients ait le sentiment d'en subventionner d'autres à travers un tarif qui ne ferait pas supporter aux seconds la totalité des coûts qu'ils imposent au système. Si,

comme on l'a vu, la formule du coût marginal procure une certaine souplesse, celle-ci doit pouvoir être justifiée, d'où la nécessaire *transparence* des tarifs qui seule peut garantir l'égalité de traitement entre deux clients ayant les mêmes caractéristiques de consommation, donc générant les mêmes coûts pour l'opérateur.

1.26 Cette transparence ne peut être entièrement assurée par l'économie de marché qui, si elle permet des transactions souvent secrètes, se caractérise aussi par la multiplicité de l'offre. Ici, dans le cas du gaz naturel livré par gazoduc, il y a monopole naturel et les clients veulent être sûrs que le système reste équitable. Cette équité doit être respectée à deux niveaux, d'abord entre consommateurs, grâce à la lisibilité du tarif qui permet de vérifier que les écarts de tarifs entre catégories de clients correspondent bien à des écarts de coûts, ensuite entre le client et son fournisseur, afin que celui-ci ne tire pas une rente excessive de sa situation de monopole.

1.27 Il incombe à l'autorité de réglementation qui octroie la concession de monopole aux opérateurs gaziers de veiller à l'application de règles de transparence, qui garantissent l'équité de traitement des consommateurs. Elle le fera d'autant mieux qu'elle connaîtra bien les différents éléments de coût de la chaîne gazière. De l'amont vers l'aval, on peut les décomposer comme suit:

- le prix d'importation du gaz naturel à la frontière algéro-marocaine, qui comprend les coûts de production et de transport en Algérie et la rente que s'octroie l'exportateur. A ce prix d'importation s'ajoute le coût du transport du gaz dans la partie marocaine du GME,
- le coût de transport dans le gazoduc haute pression (l'antenne). Les coûts de transport dans les branches qui ne sont pas intégrées à une société locale de distribution sont, le cas échéant, pris en compte,
- le coût de distribution, qui intègre tous les coûts techniques : amortissement des installations (réseau de canalisations, postes de détente, stations de comptage), entretien et maintenance, gestion de la clientèle, frais généraux du système. Il doit aussi comprendre le coût des activités de promotion du gaz naturel auprès des industriels (frais d'étude, de formation et éventuellement de recherche, voire audits techniques). Si le client est peu enclin à accepter que le fournisseur s'approprie la rente conférée par le gaz naturel (comme dans la tarification à la valeur), il pourra en revanche être prêt à rétribuer le service qui lui présentera toutes les facettes d'un combustible propre, susceptible de réduire ses coûts de production.

### **Contrôle des prix**

1.28 L'autorité de réglementation assure la fonction de régulation économique qui lui est confiée en intervenant soit sur les prix, soit sur le profit. Dans le premier cas, l'autorité fixe un ensemble de prix plafond (*price cap*), qui sont valables pour une certaine période de temps (généralement autour de trois ans) et qui diffèrent en fonction



du secteur d'utilisation, de la catégorie de consommateurs et de la zone géographique. Il aura auparavant examiné ces prix avec les opérateurs sur la base des états comptables existants et en fonction de leurs projections de développement et de commercialisation. L'opérateur ne pourra dépasser ces prix, mais il conservera toute liberté de manoeuvre à concurrence du tarif fixé. Ils ne s'agit donc pas de prix imposés, l'opérateur restant libre de proposer un tarif plus faible si cela correspond à son orientation commerciale.

1.29 La seconde option consiste à réglementer le profit réalisé par l'opérateur en intervenant sur le rendement de l'investissement (*rate of return*). L'autorité de réglementation fixe le taux de rentabilité que l'opérateur peut escompter et à partir duquel il établira ses tarifs. Là aussi, ce taux est préalablement examiné avec l'intéressé en fonction des investissements déjà réalisés et du plan de développement présenté.

1.30 Le dispositif des prix plafonds présente l'avantage d'être plus facile à administrer et à contrôler. Il convient à des industries gazières bien établies dont l'expansion et les coûts de développement sont limités et prévisibles, là où la maîtrise des coûts d'exploitation et l'accroissement de la productivité, notamment dans l'activité de distribution, grosse consommatrice de main d'oeuvre, est le principal problème qui se pose à l'opérateur gazier (et à l'autorité de réglementation). C'est le principe retenu par l'Ofgas, l'autorité de réglementation de l'industrie gazière en Grande-Bretagne. En revanche, la formule du taux de rendement garanti paraît mieux adaptée à des industries gazières nouvelles ou en développement, là où l'objectif central de l'opérateur est de rembourser la dette souscrite pour construire des installations bien précises sur le coût desquelles il n'a de fait aucune marge de manoeuvre. Il s'agit pour lui de maîtriser ses recettes plus que ses dépenses. Toutefois, le rendement de l'investissement étant ainsi garanti, l'opérateur peut avoir tendance, pour augmenter son profit, à investir dans des activités dont la rentabilité n'est pas assurée, ou à gonfler ses coûts d'exploitation au-delà du nécessaire, par exemple en accroissant indûment la masse salariale. C'est là le principal écueil de cette formule qui obligera l'autorité de réglementation à se montrer particulièrement vigilante et capable de maintenir les plans du développement des opérateurs dans les limites du raisonnable.



# 2

---

## Analyse financière. Prix du gaz

### Méthodologie

2.1 L'analyse financière repose sur la simulation des comptes d'entreprises de transport et de distribution opérant dans le secteur du gaz. L'objectif est de déterminer la viabilité financière de ces entreprises durant la période étudiée (2000-2020), leur aptitude à assurer le service de la dette requise pour financer une partie de leurs actifs, la mesure dans laquelle elles peuvent inciter les investisseurs à leur fournir les capitaux propres dont elles ont besoin, et les tarifs qu'elles doivent appliquer à leurs clients pour assurer leur viabilité à long terme.

2.2 Un ensemble de modèles financiers a été construit à partir du scénario 2 du PDGM, c'est-à-dire le scénario préconisé à la suite de l'analyse économique. On a considéré que la société de transport et les sociétés de distribution constituent des entités juridiquement, et donc financièrement, distinctes. La simulation est ainsi constituée d'un ensemble de modèles financiers, un pour chaque entreprise. Ces modèles sont, dans une large mesure, interdépendants. C'est ainsi que le coût du transport du gaz agit directement sur le prix de vente du combustible aux industriels, et donc sur le volume consommé par ces derniers. De même, ce volume influe directement sur le coût de distribution et, partant, sur les prix de vente et sur les performances financières des entreprises de distribution. Le modèle procède ainsi par itérations et ajustements successifs.

2.3 Un modèle de société de transport simule les opérations d'une entreprise créée pour construire le gazoduc reliant le GME à Casablanca et en exploiter la concession. Cette société a été structurée de manière à être financièrement indépendante de ses clients: son mode de fonctionnement est celui d'une entreprise de transport, elle est rémunérée par le prix du service qu'elle vend aux consommateurs pour lesquels elle transporte le gaz, et ce prix de service constitue sa seule rémunération. Elle n'est pas propriétaire du combustible acheminé.

2.4 Plusieurs modèles d'entreprises de distribution (un pour chacune des sociétés projetées) simulent les opérations de ces entités indépendantes les unes des autres, dont

plusieurs variantes seront examinées plus loin. Les scénarios de la demande retenus ici ont été établis à partir du modèle économique.

2.5 La simulation permet de déterminer les aspects financiers suivants. Pour la société de transport:

- l'aptitude de l'entreprise à assurer le service de sa dette, à savoir le remboursement du principal et le paiement des intérêts, et à respecter le calendrier d'amortissement fixé par ses créanciers,
- les tarifs applicables aux clients de la société de transport (producteurs d'électricité, sociétés de distribution, éventuellement gros consommateurs indépendants) pour assurer la viabilité financière de l'entreprise,
- le retour sur investissement que la société pourra fournir à ses actionnaires sous forme de dividendes versés à partir de ses bénéfices d'exploitation. Ces montants devront être suffisamment élevés pour que les investisseurs considèrent que leur capital est correctement rémunéré.

2.6 Pour les sociétés de distribution :

- les tarifs applicables aux clients industriels et commerciaux de chaque société de distribution pour assurer la viabilité financière de l'entreprise,
- le retour sur investissement que chaque société pourra fournir à ses actionnaires sous forme des dividendes versés à partir de ses bénéfices d'exploitation. Ces montants devront être suffisamment élevés pour que les investisseurs considèrent que leur capital est correctement rémunéré.

### **Hypothèses retenues pour la structure des modèles**

2.7 Les différents modèles financiers qui ont été construits font intervenir un certain nombre d'hypothèses communes, qui façonnent le cadre conceptuel général, et des hypothèses spécifiques, qui sont fonction de la situation particulière de chaque société dans les scénarios économiques considérés. Toutes les valeurs sont libellées en dollars courants. En effet, les éléments d'actifs (c'est-à-dire essentiellement le gazoduc de transport et les réseaux de distribution) seront constitués d'éléments importés pour la plupart. En outre, on estime qu'aucun financement en monnaie nationale de cette importance ne peut être actuellement réuni aux conditions requises pour le projet. Il a donc paru préférable d'effectuer les simulations en devises.

#### ***Compte d'exploitation***

##### ***Vente et achat de gaz***

2.8 Comme on l'a vu plus haut, on considère que les recettes de la société de transport proviennent uniquement des montants qu'elle aura perçus au titre de cette activité, et non de la vente de gaz. On a aussi posé pour principe que les tarifs de transport sont fixés une

fois pour toutes, et ne seront pas modifiés (à la hausse ou à la baisse, même pour suivre l'inflation) au cours de la période étudiée. Les sociétés de distribution règlent leurs achats directement au(x) vendeur(s) ou à une personne morale constituée pour administrer le marché de l'approvisionnement en gaz. Cette personne morale pourrait être un groupement d'intérêt économique (GIE) constitué sur le modèle européen, transparent sur les plans juridique et fiscal, mais permettant de centraliser la gestion des obligations contractuelles. En aucun cas le gaz n'est acheté par les sociétés de distribution à l'entreprise de transport. Le solde des comptes fournisseurs, des comptes clients et des comptes propres des sociétés de distribution est acquitté dans les 30 jours.

### ***Coûts d'exploitation***

2.9 Le coût d'exploitation annuel du gazoduc de transport est estimé à 2 % de l'investissement total réalisé pour sa mise en place. Ce coût comprend les frais d'entretien ainsi que les charges administratives du système de transport.

2.10 Le coût annuel d'exploitation générale des sociétés de distribution est estimé à 5 % de l'investissement réalisé pour la mise en place du réseau. En outre, des charges spécifiques s'ajoutent à l'exploitation générale; elles sont engendrées par la gestion du réseau et de ses clients, la rémunération du personnel et les achats d'équipements comme les véhicules, les bureaux et les matériels d'exploitation. Les sociétés de distribution sont censées se doter du personnel nécessaire, sur une période de quatre ans à compter du début de la période de construction, pour mettre en place les systèmes de gestion de la clientèle, d'entretien et de sécurité des réseaux. Du fait de la proximité des deux agglomérations et pour réduire les coûts de distribution, l'exploitation de Mohammedia est gérée depuis Casablanca, de sorte qu'aucune charge de personnel ou de bureau n'a été retenue pour la première. La rémunération du personnel est prise en compte dans le modèle et augmente de 3 % par an au titre de l'inflation, comme tous les autres coûts des réseaux.

2.11 On estime que les réseaux les plus importants (ceux qui ont un grand nombre de clients) vont devoir faire face à des impayés pour un montant courant moyen égal à 0,5 % de leurs ventes. Ces défauts de paiements peuvent résulter de réorganisations approuvées par le tribunal, de faillites ou de toute autre situation. Les petits réseaux n'ont pas à assumer ce coût. L'amortissement linéaire des réseaux est de 20 ans.

### ***Impôts et taxes***

2.12 Les sociétés de distribution prélèvent la Taxe Interne sur les Combustibles (TIC) auprès de leurs clients et la reversent à l'État. La TIC est due par les sociétés de distribution au moment où le gaz acheté est réglé. L'impôt sur le revenu des sociétés est perçu au taux en vigueur au Maroc, soit 35 %. La TVA, récupérable, n'a pas été prise en compte. Un système de report de perte fiscale sur les exercices ultérieurs, tenant compte des conditions applicables au Maroc (4 ans), a été pris en compte dans le modèle.

**Bilan****Actif**

2.13 Les actifs courants ne recouvrent ici que les comptes clients, établis en fonction d'un cycle de paiement mensuel. Les actifs immobilisés sont déterminés en fonction du coût du projet chiffré dans l'étude économique. On a optimisé le modèle financier en le couplant avec le modèle économique (qui actionne le sous-modèle de la demande de gaz), de façon que toute modification des données financières (prix et coûts financiers) puisse réagir sur les conditions de la demande, et inversement. Le processus itératif s'achève lorsqu'une situation d'équilibre est trouvée entre les données économiques et financières. La durée de construction du gazoduc a été estimée à deux ans, pendant lesquels les intérêts sont capitalisés. Pour les réseaux de distribution, on a retenu une durée d'un an pour les travaux, sauf à Casablanca, où deux ans ont été prévus du fait de la dimension du réseau. Là aussi, les intérêts sont capitalisés pendant la phase de construction.

**Passif**

2.14 Les éléments du passif à court terme correspondent aux dettes contractées envers le fournisseur de gaz et le fournisseur des services de transport. La rubrique qui couvre les autres éléments de passif à court terme correspond à la dette envers l'État au titre de la TIC. Ces éléments de passif sont tous pris en fonction d'un cycle de paiement mensuel.

**Financement du projet**

2.15 Les éléments d'actif de la société de transport sont financés à raison de 30 % par des capitaux propres et à raison de 70 % par des emprunts. En revanche, les sociétés de distribution ne se financent que sur capitaux propres. En effet, il est probable que les importants investissements requis pour le gazoduc de transport (123 millions de dollars) ne pourront être financés dans les conditions voulues que sur les marchés financiers internationaux. En revanche, le montant des investissements des sociétés de distribution, considérablement plus faibles (1 à 4 millions de dollars environ, selon les réseaux), permet d'envisager un financement réalisé intégralement sur fonds propres par l'opérateur, dans la mesure où le coût de transaction de l'emprunt risquerait d'être supérieur à celui de l'immobilisation à long terme de capitaux. On considère que la société de transport peut contracter des emprunts sur 12 ans (10 ans, plus différé d'amortissement de 2 ans) au taux de 12 %. Ces emprunts sont libellés en dollars. Pour la conversion des équipements thermiques, on a considéré que les industriels seraient prêts à la financer à la condition que les bénéfices attendus équilibrent le coût de la conversion dans un délai maximum de 5 ans, période au delà de laquelle les bénéfices de la conversion sont conservés par l'industriel. Les coûts financiers de conversion comprennent, en sus du coût économique, 43 % de charges fiscales.

## Rendement du capital investi

2.16 On a considéré que le capital des différentes sociétés appartiendrait à des détenteurs de capitaux du secteur privé et que les entreprises seraient tenues de satisfaire aux conditions raisonnablement imposées par les investisseurs. Ces investisseurs exigeront un rendement qui, d'une part, rémunère l'argent immobilisé, et d'autre part prend en compte les risques associés à l'investissement. En bonne logique, ils demanderont une rémunération normale du capital investi, tenant compte des risques auxquels ils s'exposent.

2.17 On estime que la société de transport présente, de manière générale, moins de risque que les entreprises de distribution. En effet, ses revenus proviennent en grande partie du transport du gaz destiné aux centrales à cycle combiné qui seront construites à Kenitra et Mohammedia. Un taux de rendement de l'ordre de 20 % paraît approprié pour une entreprise nouvelle dans ce secteur d'activité. Ce chiffre relativement élevé s'explique par la durée de vie importante du projet, qui augmente le risque. Les résultats de la simulation montrent que les investisseurs ne recevront qu'un dividende faible ou nul au cours des premières années qui suivront le démarrage des opérations de construction.

2.18 Les sociétés de distribution auront à desservir deux types de zone:

- l'agglomération de Casablanca-Mohammedia, qui compte un grand nombre de clients industriels potentiels. Pour amener la région à se convertir à la nouvelle source d'énergie, la société de distribution et les autorités devront convaincre les différentes industries des avantages que présente l'adoption du gaz. Compte tenu de leur manque d'expérience en la matière, il est probable que cela prendra du temps, même si la conversion présente un bénéfice économique clair. Il est vraisemblable que la consommation de gaz augmentera progressivement (on a pris en compte une montée en puissance étalée sur 5 ans), ce qui signifie que les rentrées seront faibles pendant cette période. Pour s'intéresser à l'opération, on a considéré qu'un investisseur recherchera un rendement annuel de l'ordre de 25 %.
- la région de Kenitra et celle du Gharb, où les futurs opérateurs se trouvent dans une situation très différente. En effet, le marché potentiel de ces zones est dominé par un client important, et aucun investisseur réaliste n'investira dans une opération de distribution tant que ce consommateur n'aura pas été persuadé de convertir ses installations au gaz. Une fois celui-ci converti, le risque pesant sur l'investissement devient relativement plus faible<sup>8</sup>, et l'on a retenu un rendement annuel de 20 % pour les réseaux de ces deux villes.

2.19 Les tarifs ont ensuite été déterminés en fonction des seuils minimum de rentabilité mentionnés ci-dessus, compte dûment tenu des contraintes suivantes :

---

<sup>8</sup> Sous réserve du risque commercial brièvement présentés au paragraphe 2.35 ci-dessous.

- les sociétés ne peuvent accumuler des pertes qui feraient tomber leur valeur nette à un niveau négatif (elles seraient alors insolvables et devraient être déclarées en faillite),
- la structure de la rentabilité des sociétés doit leur permettre de refinancer leurs emprunts à long terme lorsqu'ils arrivent à échéance,
- les sociétés ne peuvent verser de dividendes à leurs actionnaires tant qu'elles n'ont pas durablement atteint un taux de couverture du service de la dette supérieur à 1,5 et un ratio de couverture des intérêts de 2,
- les sociétés sont tenues d'absorber les pertes qu'elles auront encourues au cours des premières années avant de commencer à verser des dividendes.

Le rendement a été calculé selon la méthode du taux de rentabilité interne.

### Coût des combustibles

2.20 Le coût financier des combustibles comprend les taxes non récupérables auxquelles ces derniers sont assujettis; il ne comprend pas la TVA qui, par définition, est récupérable. Les taxes prises en compte dans le calcul sont celles réellement en vigueur à l'automne 1996. Pour le gaz, on a retenu une TIC équivalente, à contenu énergétique égal, à celle appliquée aux autres combustibles industriels (sauf le gazole, qui se voit appliquer sa TIC spécifique réelle), soit 0,04 MAD par thermie (Mcal) ou encore \$1,17 par mmbtu.

**Tableau 2.1 - Coût financier des combustibles<sup>9</sup> (dollars/mmbtu)**

<i>Combustibles</i>	<i>Coût financier</i>
Fuel-oil HTS	5,14
Fuel-oil BTS	5,67
Gazole	14,61
Propane	9,53

2.21 Les deux variantes retenues dans l'étude économique pour le fuel-oil (HTS et BTS) ont été conservées ici. Dans la première, on considère que le gaz devra rivaliser avec le fuel-oil HTS sur le marché industriel. C'est la situation actuelle. Dans la seconde, on part de l'hypothèse que le gaz sera confronté au fuel-oil BTS au moment du démarrage du projet, ou bien qu'une taxe environnementale frappera l'utilisation du fuel-oil HTS. On estime que celle-ci équivaldrait à la différence entre le prix des deux variétés de fuel-oil, soit 20 dollars/tonne. Cette deuxième variante traduit le fait, déjà pris

<sup>9</sup> A la porte des utilisateurs, à Casablanca.



en compte dans l'étude économique<sup>10</sup>, que le fuel-oil HTS a un coût pour l'environnement égal au coût économique supporté par le pays du fait de la pollution due à la présence de résidus de combustion et de substances nocives.

2.22 Comme le montre le modèle économique, la pénétration du gaz s'accroît lorsque le coût de l'énergie concurrente (c'est-à-dire le coût d'opportunité du gaz) augmente. Les coûts unitaires de transport et de distribution ont alors tendance à décroître car un volume plus important est transporté, sans que l'accroissement des ventes, au demeurant limité, nécessite la mise en place d'infrastructures plus vastes, donc plus onéreuses. Le modèle financier traite les deux variantes. Dans la variante BTS, il prend en compte la consommation accrue de gaz, rendu plus compétitif dans le secteur.

## Coût de transport

### *Cas où le fuel-oil HTS est le concurrent du gaz naturel*

2.23 Les coûts de transport, différenciés selon le point de livraison du gaz<sup>11</sup>, varient de 0,46 à 0,98 dollar par mmbtu (tableau 2.2), ce qui autorise un taux de rentabilité sur fonds propres de 20,5 %. Ce taux est jugé suffisant pour un investisseur qui intervient dans un environnement stable où environ 80 % du gaz transporté (rappelons que la société de transport est rémunérée uniquement par la vente du service qu'elle propose) sera utilisé pour alimenter des centrales électriques fonctionnant en base dans le cadre de contrats de type 'take or pay'.

**Tableau 2.2 - Coût du transport avec le fuel-oil HTS comme concurrent du gaz**

<i>Point de livraison du gaz sur l'antenne</i>	<i>Coût du transport (dollars/mmbtu)</i>
Gharb	0,46
Kenitra	0,46
Mohammedia	0,85
Casablanca	0,98

2.24 Les actions des entreprises de transport de gaz se négocient généralement sur la base d'un profil de risques plus favorable (coefficient bêta plus faible) que la bourse dans son ensemble. Si l'on suppose que le rendement attendu en bourse est de 6 % supérieur à

<sup>10</sup> Voir PDGM 2, paragraphe 2.18.

<sup>11</sup> Pour les points de livraison situés en deça de Kenitra, le tarif de transport retenu est celui applicable à Kenitra.

celui des prêts (fixé à 12 % dans le modèle), la constitution d'une société de transport affichant un taux de rentabilité interne prévu de 20 % devrait connaître un vif succès.

2.25 La structure financière de la société de transport est celle retenue dans les hypothèses de base, à savoir 30 % sous forme de capitaux propres et 70 % de capitaux empruntés. La société devra ainsi apporter 37,5 millions de dollars de capitaux propres, versés sur une période de 2 ans (2000 et 2001), et emprunter 95 millions de dollars. Au cours de la première année d'exploitation, elle accumulera des pertes de près de 2 millions de dollars, pour ensuite devenir rentable et sera en mesure de commencer à verser des dividendes en 2005.

2.26 Les trois premières années d'exploitation de la Société (2002 à 2004) seront les plus délicates. La demande de la plupart des consommateurs, notamment des centrales thermiques, augmentera progressivement. La société, qui exploite des installations destinées à satisfaire ses besoins à long terme, opérera durant les toutes premières années avec un taux d'utilisation inférieur à son potentiel. Pendant la période 2003-2013, durant laquelle elle remboursera ses emprunts échus (95 millions de dollars), elle ne devra, selon les résultats de l'analyse, refinancer qu'une faible proportion de sa dette. Il s'agissait là d'une des principales contraintes du modèle, et les projections de paiement des dividendes ont été établies en ce sens. Au cours de cette même période, la société versera un montant total de 133 millions de dollars sous forme de dividendes à ses actionnaires. Elle disposera d'une solide base financière, surtout après 2007. Très vraisemblablement fiable, ses actions devraient être parmi les mieux cotées quelle que soit la place.

#### ***Variante gaz naturel vs fuel-oil BTS***

2.27 Ici, on considère que le concurrent du gaz naturel est le fuel-oil BTS, ou bien que les consommateurs de fuel-oil HTS doivent acquitter une taxe environnementale d'un montant équivalent à la différence de prix entre les deux catégories de combustible. La société de transport enregistre les mêmes performances (niveau de rentabilité, service de la dette, rendements financiers) en appliquant des tarifs légèrement moins élevés (tableau 2.3). Ces tarifs lui permettent d'obtenir un taux de rentabilité sur fonds propres de 20,6 %. La situation est fondamentalement la même que dans la variante précédente, ce qui permet notamment de satisfaire aux conditions de remboursement de la dette.

**Tableau 2.3 - Coût du transport avec le fuel-oil BTS comme concurrent du gaz**

<i>Point de livraison du gaz sur l'antenne</i>	<i>Coût du transport (dollars/mmbtu)</i>
Gharb	0,43
Kenitra	0,43
Mohammedia	0,79
Casablanca	0,92

## Coût de distribution

2.28 La distribution du gaz doit répondre à des marchés très divers, à savoir: une grande agglomération où la demande potentielle est élevée et complexe (Casablanca), une ville de taille plus restreinte, où la demande industrielle est plus faible et émane de petits consommateurs (Mohammedia), une autre où la demande est dominée par un gros client potentiel (Kenitra) et, enfin, une zone qui se compose d'un groupe d'utilisateurs isolés (la région du Gharb) où le plus gros usager potentiel est situé à Sidi Yahya.

2.29 L'hypothèse de base est qu'il y aura une société de distribution par ville. Celle-ci financera la construction du réseau de distribution, du poste de détente et de comptage, et de la canalisation de raccordement au gazoduc de transport. A ce stade, on a retenu un tarif unique de distribution aux industries clientes.

2.30 La première conclusion est que la société de distribution de Mohammedia, si elle est gérée de façon autonome, ne bénéficie pas d'une demande suffisante pour amortir ses coûts et assurer le service de sa dette. La situation est quelque peu différente à Kenitra et dans le Gharb. Kenitra abrite un important consommateur potentiel, la Compagnie Marocaine de Cartons et Papiers (CMCP). L'analyse montre que la conversion de cette usine conditionne la rentabilité d'un réseau de distribution destiné aux petits consommateurs. Si la CMCP décide de convertir toutes ses installations au gaz, le volume à transporter permet de générer des coûts de distribution très concurrentiels qui mettent le coût financier du gaz sensiblement au-dessous de celui des combustibles liquides. La société de distribution peut alors compter sur une demande stable tout au long de l'année, mais le monopole constitué par la prééminence de fait de la CMCP la met dans une situation de dépendance que certains investisseurs pourront juger inacceptable. Il est possible que ce contexte conduise la CMCP à envisager de prendre une participation majoritaire au capital de la société de distribution, voire d'en être le seul actionnaire.

2.31 La situation du marché industriel du Gharb est très similaire. Etant donné que la région ne compte qu'un seul grand consommateur potentiel (la Cellulose du Maroc), il n'est possible de justifier la constitution d'un réseau que si ce client décide de convertir ses installations au gaz. A cette condition, la simulation montre que les opérations de distribution sont rentables tant que le prix du gaz reste fixé à un niveau approprié, même si cette rentabilité risque d'être faible du fait qu'il n'existe qu'un actionnaire/client et que les bénéfices seront répercutés sur ce dernier sous la forme d'un tarif peu élevé.

### ***La distribution de gaz à Casablanca***

2.32 Si l'on retient un taux de rentabilité minimum de 25 % (25,1 % précisément) la simulation montre que le prix du gaz à Casablanca est de 5,15 dollars/mmbtu TTC<sup>12</sup> (soit 3,98 dollars/mmbtu, hors TIC) lorsque le combustible concurrent est le fuel-oil HTS (voir

---

<sup>12</sup> Hors TVA.

la courbe du coût d'opportunité du gaz naturel dans le secteur industriel de Casablanca, tableau 2.4). Comme on l'a vu au paragraphe 2.15 ci-dessus, on a considéré que le distributeur de gaz à Casablanca se financera uniquement sur ses capitaux propres. En effet, on part de l'hypothèse que la demande n'atteindra un niveau suffisant qu'après cinq années d'exploitation, donc que les revenus de la société de distribution seront faibles pendant cette période de montée en puissance. On a décidé de retenir cette solution après avoir effectué des simulations basées sur un niveau d'autonomie financière plus classique (soit un ratio d'endettement de 70 pour 30, comme pour l'entreprise de transport). On avait alors constaté que la société enregistrait de fortes pertes au cours des premières années, aggravées par la charge des intérêts et des échéances à honorer pendant cette période. Ainsi, le prix qui aurait dû être demandé dans les premières années pour éviter la faillite technique du distributeur (voir paragraphe 2.19) aurait été beaucoup trop élevé pour être acceptable pour les consommateurs. De surcroît, une fois le régime de croisière atteint, ce tarif aurait été démesurément élevé, générant un taux de rentabilité bien au-delà du raisonnable, inacceptable, à juste titre, tant par l'autorité de réglementation que par les consommateurs.

2.33 La société de distribution a besoin de 3 millions de dollars sous forme de capitaux propres pour financer ses investissements. Elle enregistre des pertes cumulées approchant 350.000 dollars au cours des deux premières années d'exploitation (2002 et 2003), avant de devenir rentable et de pouvoir verser des dividendes, ce qu'elle commence à faire dès 2004. Au-delà, elle parvient à générer d'importants dividendes à mesure que le nombre de clients et les ventes de gaz augmentent.

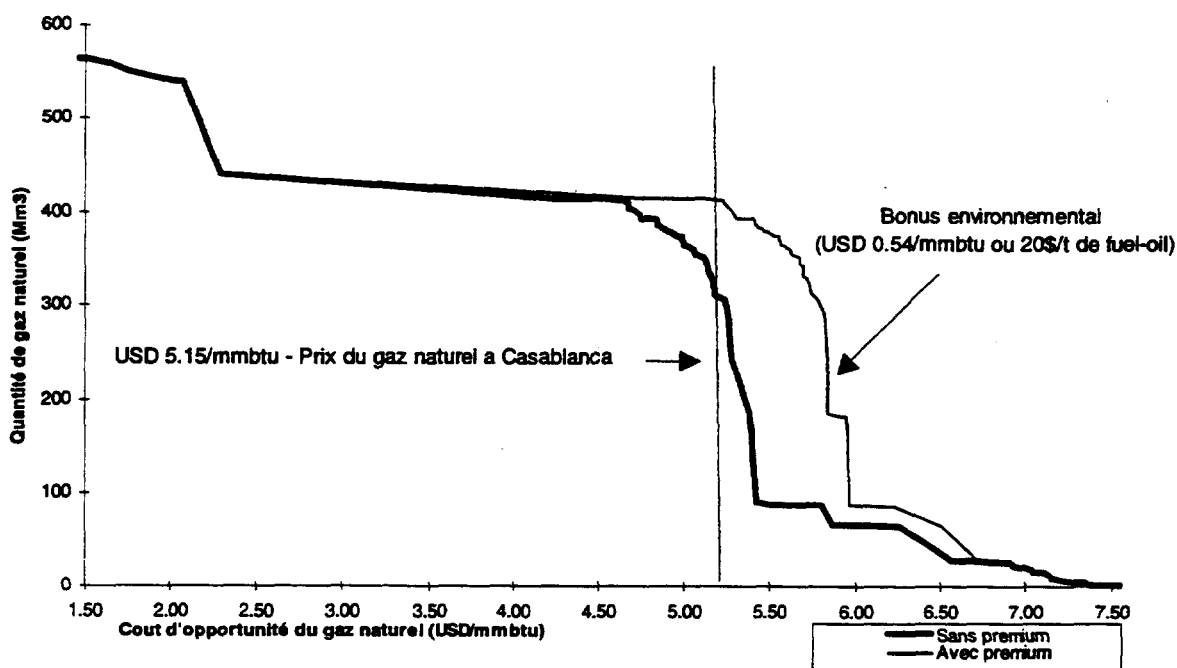
2.34 Dans le cas où le fuel-oil BTS est le combustible concurrent, le coût d'opportunité du gaz est plus élevé, ce qui se traduit par une pénétration accrue. Les ventes de gaz étant supérieures à ce qu'elles sont dans la variante prenant la catégorie HTS comme référence, le coût de distribution par unité vendue est plus faible. Un prix de 5,07 dollars/mmbtu génère un taux de rentabilité de 25,2 %. La différence de prix entre les deux variantes (0,08 dollar/mmbtu) est relativement faible car les revenus induits par l'accroissement des ventes sont en partie compensés par le niveau plus élevé des investissements nécessaires (3,7 millions de dollars) pour financer le réseau de distribution, celui-ci devant être plus étendu pour répondre à une demande élargie.

#### ***Les autres sociétés de distribution***

2.35 La distribution de gaz à **Kenitra** est conditionnée par la conversion au gaz des installations de l'usine de la CMCP. Ce consommateur de premier plan a un impact crucial sur les hypothèses qui peuvent être raisonnablement adoptées pour la distribution du gaz. Le coût financier du combustible rendu à la porte des consommateurs, taxes comprises, s'établit à 4,98 dollars/mmbtu, c'est-à-dire au-dessous du coût d'opportunité du gaz pour la CMCP. On a donc considéré que celle-ci devrait convertir ses installations à la date à laquelle le gaz est disponible. En revanche, le reste du marché potentiel

est trop faible pour que la distribution du gaz soit rentable si la CMCP ne se convertit pas. Aussi est-on parti du principe que, sans la CMCP, il n'y aura pas de réseau de distribution de gaz à Kenitra. Sur la base d'un investissement de 1,1 million de dollars, entièrement financé sur fonds propres, on obtient ainsi un taux de rentabilité interne de l'investissement de 20,3 %.

**Tableau 2.4 - Coût financier d'opportunité du gaz naturel dans le secteur industriel de Casablanca**



2.36 A Kenitra, le risque majeur est constitué par la forte dépendance de la société de distribution à l'égard d'un seul client. Cette situation implique que (a) l'existence d'un contrat liant aussi durablement que possible ce client au distributeur, et (b) une protection du distributeur (et des autres petits consommateurs) contre tout comportement prédateur de la part d'un tiers fournisseur.

2.37 Le coût financier de distribution n'est pas sensible à la catégorie du combustible de référence. Lorsque l'on prend en compte le fuel-oil BTS plutôt que le HTS, l'accroissement des ventes de gaz est provoqué par une augmentation des petits consommateurs et reste donc globalement très faible, car la CMPC a économiquement intérêt à se convertir même lorsque le combustible de référence est le fuel-oil HTS. Le coût de distribution ne baisse que de 1 cent pour s'établir à 4,97 dollars/mmbtu.

2.38 Comme on l'a vu plus haut, le marché de la région du **Gharb** repose sur 5 utilisateurs isolés à la capacité de consommation moyenne et forte. Dans le cas où le fuel-oil HTS est pris comme combustible de référence, seule la conversion de l'usine de Cellulose du Maroc, située à Sidi Yahia, est économiquement viable. Dans ce cas, le coût financier de distribution s'élève 4,79 dollars/mmbtu, et le taux de rentabilité obtenu par la société de distribution est de 20,3 % pour un investissement de 0,9 million de dollars. Ce coût baisse légèrement (4,75 dollars/mmbtu) si l'on retient le fuel-oil BTS. La remarque sur les risques de monopsonne évoqués pour Kenitra vaut aussi pour la région du Gharb.

2.39 Le seul marché<sup>13</sup> sur lequel une société de distribution autonome ne peut être rentable est celui de **Mohammedia**, où il n'existe pas de gros consommateur (hors production d'électricité) pouvant entraîner des ventes suffisantes pour couvrir les coûts d'investissement. La seule solution pour y développer la distribution du gaz serait de mettre sur pied une société de distribution commune aux agglomérations de Casablanca et de Mohammedia, qui pourrait absorber le déficit attendu dans la seconde, moyennant une légère augmentation des tarifs dans la première. Bien que contraire au respect de la stricte orthodoxie économique qui récuse les subventions croisées, cette solution pourrait être jugée intéressante par un investisseur tenté de développer le marché de Mohammedia en prévision d'évolutions futures. La différence de taille entre les marchés potentiels de Casablanca et Mohammedia est telle que le surcoût du gaz pour les consommateurs de Casablanca serait très faible.

### **Cas d'une société de distribution unique**

2.40 Dans l'hypothèse où les sociétés de distribution de Kenitra et du Gharb paraîtraient trop petites à des opérateurs potentiels pour leur permettre de développer une activité gazière dans de bonnes conditions économiques, on a étudié un scénario dans lequel ce service est assuré par une seule entreprise desservant l'ensemble des agglomérations situées le long du "corridor" Ouezzane-Casablanca, c'est-à-dire Casablanca, Kenitra et le Gharb, auxquelles on a ajouté non seulement Mohammedia, mais aussi Skhirat-Temara, Rabat et Salé, villes pour lesquelles la distribution, prise isolément, n'est pas rentable. Pour la société de transport, on a considéré un tarif unique qui est la moyenne pondérée des différentes valeurs du scénario "décentralisé", c'est-à-dire des prix soumis à une péréquation effectuée indépendamment de la situation géographique des réseaux. Ce tarif unique ne vaut que pour les industries, les centrales thermiques continuant de se voir appliquer des prix différenciés en fonction de leur emplacement géographique. Il est à noter que cette hypothèse de tarif unique n'est pas la seule option. En effet, on peut parfaitement imaginer une société de distribution unique dont les tarifs de transport restent différenciés en fonction du point de livraison, comme dans la première hypothèse de travail.

---

<sup>13</sup> Hormis ceux déjà écartés à l'issue du PDGM 2.

2.41 Le tarif de transport unique résultant de la péréquation est de 0,80 dollar/mmbtu. Le prix moyen de la distribution sur l'ensemble de l'infrastructure (0,58 dollar/mmbtu) est plus élevé que le coût moyen pondéré des trois agglomérations de base, du fait que la société unique exploite des réseaux qui, pris individuellement, ne sont pas rentables. Le coût de mise à disposition du gaz à la porte des industriels est ainsi de 5,22 dollars/mmbtu (variante HTS) et de 5,03 dollars/mmbtu (variante BTS).

2.42 Le tableau 2.5 ci-dessous présente le coût financier de la fourniture du gaz aux utilisateurs industriels et aux producteurs d'électricité. Ce coût correspond au prix de vente moyen qui permet aux sociétés de transport et de distribution de fournir le gaz à un prix compétitif, tout en ayant un taux de rentabilité acceptable par les investisseurs.

**Tableau 2.5 - Prix du gaz à la porte de l'utilisateur<sup>14</sup> (dollars/mmbtu)**

<i>Point de livraison</i>	<i>Coût au point de piquage sur le GME</i>	<i>Coût de transport</i>	<i>Coût de distribution</i>	<i>TIC</i>	<i>Prix de vente moyen à l'utilisateur</i>
Gharb (distribution)	2,67	0,46	0,49	1,17	4,79
Kenitra (électricité)	2,67	0,46	s.o.	1,17	4,30
Kenitra (distribution)	2,67	0,46	0,68	1,17	4,98
Mohammedia (électricité)	2,67	0,85	s.o.	1,17	4,69
Mohammedia (distribution)	2,67	0,85	s.o. <sup>15</sup>	1,17	s.o.
Casablanca (distribution et électricité) <sup>16</sup>	2,67	0,98	0,33	1,17	5,15
Casablanca et Mohammedia (distribution jumelée)	2,67	0,98	0,35	1,17	5,17
Toutes distributions confondues (Société de distribution unique, tarif après péréquation)	2,67	0,80	0,58	1,17	5,22

<sup>14</sup> Dans le cas où le fuel-oil HTS est le concurrent du gaz naturel.

<sup>15</sup> Le coût de la distribution à Mohammedia (de l'ordre de 3 dollars/mmbtu) est trop élevé pour concurrencer le fuel-oil. Le réseau de distribution n'est donc pas rentable s'il est exploité par une société à l'activité limitée à cette catégorie.

<sup>16</sup> A Casablanca, le gaz peut être utilisée pour produire de l'électricité dans les turbines à gaz de Tit-Mellil et de la zone industrielle. Dans ce cas, le gaz doit emprunter le réseau de distribution - à la différence de Kenitra et de Mohammedia où des producteurs indépendants d'électricité et, le cas échéant, les centrales existantes, seront alimentées directement par le réseau de transport - et supporter le coût de distribution.

### Evolution des tarifs: les perspectives

2.43 Comme on l'a vu plus haut (paragraphe 2.8), on a considéré que les tarifs des transport sont fixes et qu'ils ne seront pas modifiés pendant les 19 années du projet (2002-2020). Toutefois, si les tarifs restent constants en valeur absolue, ils baissent en valeur relative car les coûts d'exploitation augmentent avec l'inflation (paragraphe 2.9). Cette hypothèse, bien que classique et rationnelle aux fins de la construction du modèle, présente l'inconvénient de faire varier la rentabilité des entreprises de transport et de distribution dans de fortes proportions au cours de la période couverte par les projections (2000 à 2020) et ce, malgré la baisse relative des tarifs évoquée ci-dessus.

2.44 La permanence des tarifs est valable dans l'hypothèse où les caractéristiques techniques du système restent les mêmes. Si une station de compression devait être construite en tête du gazoduc, par exemple à Ouezzane, le coût de transport s'en trouverait augmenté et le tarif applicable à ce service devrait refléter cette augmentation. *A contrario*, si un ou plusieurs nouveaux gros consommateurs, non pris en compte dans l'étude de marché initiale, devaient se raccorder au réseau, ils contribueraient à une nette augmentation du volume de gaz transporté, et le tarif du transport devrait diminuer en conséquence.

2.45 Le modèle financier montre que la rentabilité des investissements des sociétés de distribution augmente rapidement dans le temps, une fois passée la période de montée en régime. Au départ, les réseaux ne peuvent que fonctionner au-dessous de leur capacité nominale, puisque leur dimensionnement est prévu pour satisfaire à la demande à terme. Les recettes sont donc faibles et les rendements négatifs. Au fil du temps, les ventes se développent et les revenus augmentent, tandis que les sociétés de distribution, une fois les investissements initiaux amortis et la dette remboursée, ne supportent plus que les charges directes d'exploitation. Cette situation a tendance à gonfler considérablement les rendements financiers, notamment pendant la seconde moitié de la période étudiée. Ce phénomène est bien connu des opérateurs qui interviennent dans les industries à forte intensité de capital (comme les sociétés d'autoroutes et les industries de réseaux). Le problème disparaît dès lors que l'activité est soutenue tout au long de la période, entraînant des investissements continus (extension de l'infrastructure existante, création de nouveaux réseaux).

2.46 Il appartiendra à l'autorité de réglementation de tenir compte de cette augmentation importante -- cela fait partie de son mandat. Cette autorité pourrait être amené à juger que les rendements obtenus par les sociétés de distribution sont trop élevés au-delà d'une certaine période. Mais il devra aussi prendre en compte le fait que le capital investi doit être suffisamment rémunéré à long terme pour couvrir la faiblesse du rendement obtenu par les sociétés jusqu'à ce que le volume de leurs opérations atteigne un niveau suffisant. Un cadre réglementaire approprié est donc nécessaire pour inciter les opérateurs à investir, tout en protégeant les clients contre des niveaux de tarifs sans proportion avec les coûts réellement supportés par les opérateurs.



# 3

---

## Structure des tarifs

3.1 En règle générale, les tarifs doivent traduire et rendre compréhensibles les règles applicables aux prix des services de transport et de distribution du gaz. Constituant l'interface économique entre le prestataire de service et le client, ils forment la base sur laquelle le fournisseur va établir ses recettes, et le client ses dépenses. Etant par nature destinés à un grand nombre de clients, ils ne peuvent s'adapter à chaque cas particulier. Ils doivent donc être le fruit d'un compromis entre, d'une part, la nécessité pour le fournisseur, de couvrir ses dépenses dans un avenir incertain et, d'autre part, le besoin pour le client de disposer de données transparentes, prévisibles et immuables sur une période donnée.

### Tarif de transport

3.2 Les acheteurs de gaz en gros (*bulk*) sont directement connectés au réseau de transport. Ils peuvent être répartis en trois catégories: sociétés de distribution, producteurs d'électricité et, exceptionnellement, gros consommateurs industriels isolés et alimentés directement en haute pression. Ils souscrivent une capacité journalière auprès de la compagnie de transport. Cette capacité constitue une *réserve* et équivaut le plus souvent à la consommation de pointe de l'utilisateur. Pour un industriel ou un producteur d'électricité, cette réserve est égale ou proche de 100 % du taux de marche de son installation.

3.3 Pour la société de transport, le tarif constitue la structure des prix de vente du service qu'elle propose. Il doit donc permettre de couvrir les coûts comptables de la société et assurer une rentabilité suffisante par rapport aux objectifs des actionnaires. L'activité de transport constituant un monopole naturel, le niveau des tarifs fait l'objet d'une réglementation et d'un audit comptable de la part de l'autorité de réglementation. Si l'organisation institutionnelle de ce secteur et les modalités du contrôle des sociétés de transport peuvent revêtir des formes très variées, la structure générale du tarif est identique dans la plupart des pays. La récupération des coûts comptables s'effectue au moyen d'un tarif binôme (éventuellement trinôme). La facturation du consommateur comporte les deux (ou trois) éléments suivants:

- une partie fixe ou *charge de capacité* (ou de *puissance*) payable mensuellement et représentant le prix de la réservation de capacité journalière. La charge de capacité est évaluée en unité monétaire par m<sup>3</sup>/jour<sup>17</sup> souscrit par le consommateur.
- une partie variable ou *charge de service* payée en fonction des quantités de gaz réellement consommées, exprimée en unité monétaire par m<sup>3</sup> effectivement utilisé. La charge de service représente la couverture des frais variables occasionnés par la fourniture d'un m<sup>3</sup> de gaz.
- parfois, un *abonnement*, lui aussi mensuel, destiné à payer des installations fixes (poste de détente et de régulation) et le traitement de la facturation. Cet abonnement est généralement minime en comparaison des autres charges.

3.4 Ces deux (ou trois) éléments constituent le tarif de transport proprement dit. Dans l'hypothèse où le transporteur vend également le gaz<sup>18</sup>, il s'y ajoute le paiement du combustible lui-même. Cette charge, naturellement variable, est facturée, en général, avec la charge de service. La présente section ne traite que du tarif de transport proprement dit.

3.5 Une telle formule fournit au consommateur des repères clairs sur sa participation aux frais fixes du réseau et lui permet d'optimiser sa souscription en fonction de ses besoins, évitant ainsi des investissements en capacité de transport inutile. La construction du tarif consiste donc à répartir les coûts annuels en deux groupes: coûts fixes et coûts variables, selon qu'ils sont nécessairement encourus par le transporteur indépendamment des volumes effectivement acheminés (partie fixe), ou proportionnels aux quantités de gaz transportées (partie variable).

3.6 La *partie fixe* des coûts financiers ou comptables est ensuite libellée en unité de capacité de pointe (en général m<sup>3</sup>/jour) en divisant le coût annuel de cette réservation par 12 pour obtenir une charge de capacité mensuelle. La demande totale ainsi définie est la somme de toutes les capacités souscrites par chacun des clients de la compagnie de transport; elle est en général supérieure au maximum des quantités qui seront réellement transportées, en raison du foisonnement de la demande, c'est-à-dire de la non-concomitance de l'utilisation des capacités maximum souscrites. C'est ce phénomène qui permet de vendre du gaz "à bien plaisir" à un tarif interruptible<sup>19</sup>, même lorsque la capacité du gazoduc est en principe entièrement souscrite.

3.7 La *partie variable* des coûts comptables est divisée par la somme des quantités de gaz consommées pour donner une charge de service par m<sup>3</sup> consommé. La part des charges variables dans les coûts comptables annuels est faible en l'absence

---

<sup>17</sup> Traduit en unité d'énergie et ajusté en fonction des conditions de fourniture (pouvoir calorifique du gaz, température et pression).

<sup>18</sup> Option "merchant pipeline".

<sup>19</sup> Voir paragraphe 3.17.

d'autoconsommation de gaz pour les besoins de compression; elle se trouve même réduite à des postes de faible montant comme l'énergie et les produits fongibles ainsi que certains services extérieurs ou charges salariales qui peuvent être proportionnelles aux quantités de gaz transporté (heures supplémentaires par exemple).

3.8 La frontière entre charge fixe et charge variable n'est pas fixée à priori, mais dépend des caractéristiques du réseau de transport et du mode d'opération. Ainsi les charges variables seront plus importantes pour un réseau proche de sa capacité maximum que pour un réseau sous-utilisé. Dans le premier cas, la partie des frais de main d'oeuvre proportionnelle au volume de gaz transporté sera la plus importante.

3.9 Parmi les postes de charge fixe, les plus importants sont (i) l'amortissement des équipements (essentiellement le gazoduc et les installations périphériques et le gros équipement d'entretien), (ii) une partie des frais opératoires (une grande partie des salaires et charges sociales et des matériaux divers), (iii) certaines charges fiscales, et (iv) les frais financiers et la rémunération du capital investi.

3.10 L'amortissement, bien que ne constituant pas une dépense pour la compagnie, doit cependant être récupéré chaque année et donc être inclus dans le tarif. Il représente en effet l'usure de l'actif immobilisé et doit donc constituer un produit utilisable par la société afin d'investir pour maintenir l'intégrité du réseau et faire face aux charges de remboursement de la dette. En cela, le tarif est le garant de la capacité de l'opérateur à remplir ses obligations au titre du service de la dette. Pour les investisseurs et leurs financiers, il sera à la source des décisions d'investissement dans le réseau de transport de gaz au Maroc.

3.11 La détermination d'un niveau de tarif propre à assurer une juste répartition des coûts est en fait un processus itératif. Le niveau du tarif du gaz doit avoir une certaine stabilité dans le temps. Les évolutions sont lissées pour éviter toute variation brusque, particulièrement pénalisante pour le consommateur nouvellement converti au gaz, qui voit dans la stabilité du tarif un gage de confiance vis-à-vis de la récupération de ses investissements de conversion. Le plan d'investissement de la compagnie doit donc être adapté à des prévisions de demande le plus réalistes possibles. Ces deux paramètres (investissement et demande) sont en effet au coeur de l'établissement des niveaux tarifaires. Aux deux extrémités le tarif doit tenir compte de la concurrence des autres énergies, telle qu'elle ressort de leur prix, garantir un rendement suffisant aux actionnaires et donner des moyens de trésorerie permettant de faire face aux engagements financiers de la compagnie. Ce schéma itératif, effectué chaque année à partir de la projection de documents comptables à un horizon de 4 à 5 années, procure une évolution glissante du tarif et permet d'affiner les prévisions de demande de gaz par rapport aux évolutions de la concurrence.

3.12 Comme on l'a vu plus haut, les charges fixes représentent la majeure partie du coût du transport. Pour l'opérateur du gazoduc, elles représentent 90 % de ce coût, lorsqu'elles sont traduites en unité monétaire par unité d'énergie vendue, soit 0,765 dollar/mmbtu pour Mohammedia et 0,414 dollar/mmbtu pour Kenitra. Pour les centrales

thermiques, compte tenu du fait que la réservation souscrite par les producteurs d'électricité doit permettre l'utilisation maximale, en période de pointe, des centrales<sup>20</sup>, le tarif mensuel de la souscription doit être de 0,63 dollar par m<sup>3</sup>/jour souscrit, pour Mohammedia, et de 0,35 dollar par m<sup>3</sup>/jour souscrit, pour Kenitra. En année moyenne, la contribution des producteurs d'électricité devrait être de l'ordre de 25,5 millions de dollars.

3.13 Pour les industriels isolés et les sociétés de distribution, le tarif sera identique, la grande différence étant que la part de la souscription dans le prix total payé, gaz compris, sera d'autant plus élevé que le coefficient d'utilisation de la pointe souscrite (le facteur de charge) est faible. Pour le distributeur, le volume de gaz souscrit sera fonction du marché qu'il aura identifié et du volume de pointe cumulé qui en résultera.

3.14 Les charges variables de transport (donc hors prix du gaz) représentent 0,29 cent et 0,16 cent par m<sup>3</sup> effectivement transporté vers Mohammedia et Kenitra, respectivement. Pour les producteurs d'électricité, cela représente une contribution annuelle d'environ 2,6 millions de dollars.

### **Tarifs de distribution**

3.15 La logique et la structure du tarif de distribution sont identiques à celles du tarif de transport. Il s'agit là aussi de tarifs binômes. Les principales différences sont les suivantes :

- Les frais commerciaux sont importants. Ils correspondent à l'effort de vente et aux coûts de gestion de la clientèle (relevé des compteurs, tenue des livres, frais de facturation, etc.) liés au nombre élevé de consommateurs. Les coûts techniques le sont également. Il s'agit du coût de l'entretien et surtout de la surveillance du réseau de distribution. Ils sont proportionnellement plus élevés que dans le cas d'un gazoduc de transport, car le réseau est situé en zone urbaine, ce qui oblige à faire face aux interventions, parfois inopportunes, des entreprises de construction et des autres concessionnaires du sous-sol, à proximité des canalisations.
- Les petits consommateurs industriels et tertiaires ne souscrivent pas de charge de capacité reposant sur une souscription maximale. A la différence d'un réseau de transport, les coûts de gestion technique et commerciale de la société sont supérieurs à l'amortissement des installations. Afin de conserver un tarif simple et lisible, le distributeur établira une *prime fixe*, qui recouvre les frais fixes d'amortissement et de gestion du réseau, et une *charge variable* qui comprend les coûts variables d'exploitation (comme pour un transporteur) et surtout le coût du gaz. Si le

---

<sup>20</sup> Du fait que les centrales ne fonctionnent pas à leur puissance maximale tout au long de l'année -- on a retenu une durée d'utilisation de 6.500 heures par an -- la réservation quotidienne souscrite est supérieure à la moyenne journalière du gaz transporté.

distributeur est lié au vendeur de gaz par une clause de take or pay, le risque commercial induit par cette clause sera inclus dans la prime fixe.

- La prime fixe est modulée par classe de consommateurs. Ces classes, au nombre de trois ou quatre maximum, sont établies en fonction de la consommation annuelle attendue. La répartition des frais fixes entre les catégories de consommateurs s'effectue selon les responsabilités que ceux-ci ont respectivement dans les coûts fixes des réseaux de distribution primaire et secondaire. La prime fixe est donc d'autant plus élevée que la consommation attendue est forte, mais elle ne lui est pas directement proportionnelle car elle comprend des coûts qui en sont indépendants, comme la gestion commerciale de la clientèle.

3.16 Dans une zone de distribution donnée, la détermination des tarifs découle directement de la structure du marché potentiel et des modalités du contrat d'achat de gaz. Les tarifs doivent donc être établis par les Sociétés de distribution après une étude de marché exhaustive, ce qui dépasse le cadre de cette étude.

### **Tarifs interruptibles**

3.17 Certains consommateurs potentiels n'éprouvent pas la nécessité de disposer d'une réservation garantie dans le gazoduc. Il s'agit généralement de grosses installations utilisant des technologies simples (chaudières, gros fours) pour lesquelles le prix, plus que la nature de l'énergie, est un critère déterminant. Ces installations doivent pouvoir être alimentées par deux combustibles (par exemple fuel-oil et gaz) et pouvoir basculer facilement et rapidement de l'un à l'autre avec un court préavis. Le consommateur n'ayant pas de capacité garantie, le tarif applicable est monôme: il ne présente pas de charge de capacité, le client payant seulement une charge de service. Ce type de tarif se justifie dans des conditions particulières, lorsque (i) il existe de fortes variations saisonnières de la demande globale de gaz, résultant notamment de besoins de chauffage importants en saison froide, et (ii) le système de transport est proche de la saturation durant la haute saison. Les clients interruptibles participent alors à l'écrêtage des pointes pour un coût (pour l'opérateur) très inférieur à celui d'installations fixes telles que celles nécessaires pour un stockage souterrain. En fait, il s'agit d'une situation peu probable au Maroc où le gaz est destiné à être utilisé pour la production ou la transformation et non pour le chauffage, et où les variations saisonnières ne sont pas susceptibles de présenter de fortes amplitudes.



Joint UNDP/World Bank  
ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAMME (ESMAP)

LIST OF REPORTS ON COMPLETED ACTIVITIES

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
<b>SUB-SAHARAN AFRICA (AFR)</b>			
Africa Regional	Anglophone Africa Household Energy Workshop (English)	07/88	085/88
	Regional Power Seminar on Reducing Electric Power System Losses in Africa (English)	08/88	087/88
	Institutional Evaluation of EGL (English)	02/89	098/89
	Biomass Mapping Regional Workshops (English)	05/89	--
	Francophone Household Energy Workshop (French)	08/89	--
	Interafrican Electrical Engineering College: Proposals for Short- and Long-Term Development (English)	03/90	112/90
	Biomass Assessment and Mapping (English)	03/90	--
	Symposium on Power Sector Reform and Efficiency Improvement in Sub-Saharan Africa (English)	06/96	182/96
	Commercialization of Marginal Gas Fields (English)	12/97	201/97
Angola	Energy Assessment (English and Portuguese)	05/89	4708-ANG
	Power Rehabilitation and Technical Assistance (English)	10/91	142/91
Benin	Energy Assessment (English and French)	06/85	5222-BEN
Botswana	Energy Assessment (English)	09/84	4998-BT
	Pump Electrification Prefeasibility Study (English)	01/86	047/86
	Review of Electricity Service Connection Policy (English)	07/87	071/87
	Tuli Block Farms Electrification Study (English)	07/87	072/87
	Household Energy Issues Study (English)	02/88	--
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	05/91	132/91
Burkina Faso	Energy Assessment (English and French)	01/86	5730-BUR
	Technical Assistance Program (English)	03/86	052/86
	Urban Household Energy Strategy Study (English and French)	06/91	134/91
Burundi	Energy Assessment (English)	06/82	3778-BU
	Petroleum Supply Management (English)	01/84	012/84
	Status Report (English and French)	02/84	011/84
	Presentation of Energy Projects for the Fourth Five-Year Plan (1983-1987) (English and French)	05/85	036/85
	Improved Charcoal Cookstove Strategy (English and French)	09/85	042/85
	Peat Utilization Project (English)	11/85	046/85
	Energy Assessment (English and French)	01/92	9215-BU
Cape Verde	Energy Assessment (English and Portuguese)	08/84	5073-CV
	Household Energy Strategy Study (English)	02/90	110/90
Central African Republic	Energy Assesment (French)	08/92	9898-CAR
Chad	Elements of Strategy for Urban Household Energy The Case of N'djamena (French)	12/93	160/94
Comoros	Energy Assessment (English and French)	01/88	7104-COM
Congo	Energy Assessment (English)	01/88	6420-COB
	Power Development Plan (English and French)	03/90	106/90
Côte d'Ivoire	Energy Assessment (English and French)	04/85	5250-IVC
	Improved Biomass Utilization (English and French)	04/87	069/87
	Power System Efficiency Study (English)	12/87	--
	Power Sector Efficiency Study (French)	02/92	140/91
	Project of Energy Efficiency in Buildings (English)	09/95	175/95

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Ethiopia	Energy Assessment (English)	07/84	4741-ET
	Power System Efficiency Study (English)	10/85	045/85
	Agricultural Residue Briquetting Pilot Project (English)	12/86	062/86
	Bagasse Study (English)	12/86	063/86
	Cooking Efficiency Project (English)	12/87	--
	Energy Assessment (English)	02/96	179/96
Gabon	Energy Assessment (English)	07/88	6915-GA
The Gambia	Energy Assessment (English)	11/83	4743-GM
	Solar Water Heating Retrofit Project (English)	02/85	030/85
	Solar Photovoltaic Applications (English)	03/85	032/85
	Petroleum Supply Management Assistance (English)	04/85	035/85
Ghana	Energy Assessment (English)	11/86	6234-GH
	Energy Rationalization in the Industrial Sector (English)	06/88	084/88
	Sawmill Residues Utilization Study (English)	11/88	074/87
	Industrial Energy Efficiency (English)	11/92	148/92
Guinea	Energy Assessment (English)	11/86	6137-GUI
	Household Energy Strategy (English and French)	01/94	163/94
Guinea-Bissau	Energy Assessment (English and Portuguese)	08/84	5083-GUB
	Recommended Technical Assistance Projects (English & Portuguese)	04/85	033/85
	Management Options for the Electric Power and Water Supply Subsectors (English)	02/90	100/90
	Power and Water Institutional Restructuring (French)	04/91	118/91
	Energy Assessment (English)	05/82	3800-KE
Kenya	Power System Efficiency Study (English)	03/84	014/84
	Status Report (English)	05/84	016/84
	Coal Conversion Action Plan (English)	02/87	--
	Solar Water Heating Study (English)	02/87	066/87
	Peri-Urban Woodfuel Development (English)	10/87	076/87
	Power Master Plan (English)	11/87	--
	Power Loss Reduction Study (English)	09/96	186/96
	Energy Assessment (English)	01/84	4676-LSO
Liberia	Energy Assessment (English)	12/84	5279-LBR
	Recommended Technical Assistance Projects (English)	06/85	038/85
	Power System Efficiency Study (English)	12/87	081/87
Madagascar	Energy Assessment (English)	01/87	5700-MAG
	Power System Efficiency Study (English and French)	12/87	075/87
	Environmental Impact of Woodfuels (French)	10/95	176/95
Malawi	Energy Assessment (English)	08/82	3903-MAL
	Technical Assistance to Improve the Efficiency of Fuelwood Use in the Tobacco Industry (English)	11/83	009/83
	Status Report (English)	01/84	013/84
Mali	Energy Assessment (English and French)	11/91	8423-MLI
	Household Energy Strategy (English and French)	03/92	147/92
Islamic Republic of Mauritania	Energy Assessment (English and French)	04/85	5224-MAU
	Household Energy Strategy Study (English and French)	07/90	123/90
Mauritius	Energy Assessment (English)	12/81	3510-MAS
	Status Report (English)	10/83	008/83
	Power System Efficiency Audit (English)	05/87	070/87



<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Mauritius	Bagasse Power Potential (English)	10/87	077/87
	Energy Sector Review (English)	12/94	3643-MAS
Mozambique	Energy Assessment (English)	01/87	6128-MOZ
	Household Electricity Utilization Study (English)	03/90	113/90
	Electricity Tariffs Study (English)	06/96	181/96
	Sample Survey of Low Voltage Electricity Customers	06/97	195/97
Namibia	Energy Assessment (English)	03/93	11320-NAM
Niger	Energy Assessment (French)	05/84	4642-NIR
	Status Report (English and French)	02/86	051/86
	Improved Stoves Project (English and French)	12/87	080/87
	Household Energy Conservation and Substitution (English and French)	01/88	082/88
Nigeria	Energy Assessment (English)	08/83	4440-UNI
	Energy Assessment (English)	07/93	11672-UNI
Rwanda	Energy Assessment (English)	06/82	3779-RW
	Status Report (English and French)	05/84	017/84
	Improved Charcoal Cookstove Strategy (English and French)	08/86	059/86
	Improved Charcoal Production Techniques (English and French)	02/87	065/87
	Energy Assessment (English and French)	07/91	8017-RW
	Commercialization of Improved Charcoal Stoves and Carbonization Techniques Mid-Term Progress Report (English and French)	12/91	141/91
SADC	SADC Regional Power Interconnection Study, Vols. I-IV (English)	12/93	--
SADCC	SADCC Regional Sector: Regional Capacity-Building Program for Energy Surveys and Policy Analysis (English)	11/91	--
Sao Tome and Principe	Energy Assessment (English)	10/85	5803-STP
Senegal	Energy Assessment (English)	07/83	4182-SE
	Status Report (English and French)	10/84	025/84
	Industrial Energy Conservation Study (English)	05/85	037/85
	Preparatory Assistance for Donor Meeting (English and French)	04/86	056/86
	Urban Household Energy Strategy (English)	02/89	096/89
	Industrial Energy Conservation Program (English)	05/94	165/94
Seychelles	Energy Assessment (English)	01/84	4693-SEY
	Electric Power System Efficiency Study (English)	08/84	021/84
Sierra Leone	Energy Assessment (English)	10/87	6597-SL
Somalia	Energy Assessment (English)	12/85	5796-SO
South Africa	Options for the Structure and Regulation of Natural Gas Industry (English)	05/95	172/95
Republic of Sudan	Management Assistance to the Ministry of Energy and Mining	05/83	003/83
	Energy Assessment (English)	07/83	4511-SU
	Power System Efficiency Study (English)	06/84	018/84
	Status Report (English)	11/84	026/84
	Wood Energy/Forestry Feasibility (English)	07/87	073/87
Swaziland	Energy Assessment (English)	02/87	6262-SW
	Household Energy Strategy Study	10/97	198/97
Tanzania	Energy Assessment (English)	11/84	4969-TA
	Peri-Urban Woodfuels Feasibility Study (English)	08/88	086/88
	Tobacco Curing Efficiency Study (English)	05/89	102/89
	Remote Sensing and Mapping of Woodlands (English)	06/90	--
	Industrial Energy Efficiency Technical Assistance (English)	08/90	122/90

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Tanzania	Power Loss Reduction Volume 1: Transmission and Distribution System Technical Loss Reduction and Network Development (English)	06/98	204A/98
	Power Loss Reduction Volume 2: Reduction of Non-Technical Losses (English)	06/98	204B/98
Togo	Energy Assessment (English)	06/85	5221-TO
	Wood Recovery in the Nangbeto Lake (English and French)	04/86	055/86
	Power Efficiency Improvement (English and French)	12/87	078/87
Uganda	Energy Assessment (English)	07/83	4453-UG
	Status Report (English)	08/84	020/84
	Institutional Review of the Energy Sector (English)	01/85	029/85
	Energy Efficiency in Tobacco Curing Industry (English)	02/86	049/86
	Fuelwood/Forestry Feasibility Study (English)	03/86	053/86
	Power System Efficiency Study (English)	12/88	092/88
	Energy Efficiency Improvement in the Brick and Tile Industry (English)	02/89	097/89
	Tobacco Curing Pilot Project (English)	03/89	UNDP Terminal Report
	Energy Assessment (English)	12/96	193/96
Zaire	Energy Assessment (English)	05/86	5837-ZR
Zambia	Energy Assessment (English)	01/83	4110-ZA
	Status Report (English)	08/85	039/85
	Energy Sector Institutional Review (English)	11/86	060/86
	Power Subsector Efficiency Study (English)	02/89	093/88
	Energy Strategy Study (English)	02/89	094/88
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	08/90	121/90
Zimbabwe	Energy Assessment (English)	06/82	3765-ZIM
	Power System Efficiency Study (English)	06/83	005/83
	Status Report (English)	08/84	019/84
	Power Sector Management Assistance Project (English)	04/85	034/85
	Power Sector Management Institution Building (English)	09/89	--
	Petroleum Management Assistance (English)	12/89	109/89
	Charcoal Utilization Prefeasibility Study (English)	06/90	119/90
	Integrated Energy Strategy Evaluation (English)	01/92	8768-ZIM
	Energy Efficiency Technical Assistance Project: Strategic Framework for a National Energy Efficiency Improvement Program (English)	04/94	--
	Capacity Building for the National Energy Efficiency Improvement Programme (NEEIP) (English)	12/94	--
<b>EAST ASIA AND PACIFIC (EAP)</b>			
Asia Regional	Pacific Household and Rural Energy Seminar (English)	11/90	--
China	County-Level Rural Energy Assessments (English)	05/89	101/89
	Fuelwood Forestry Preinvestment Study (English)	12/89	105/89
	Strategic Options for Power Sector Reform in China (English)	07/93	156/93
	Energy Efficiency and Pollution Control in Township and Village Enterprises (TVE) Industry (English)	11/94	168/94
	Energy for Rural Development in China: An Assessment Based on a Joint Chinese/ESMAP Study in Six Counties (English)	06/96	183/96
Fiji	Energy Assessment (English)	06/83	4462-FIJ

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Indonesia	Energy Assessment (English)	11/81	3543-IND
	Status Report (English)	09/84	022/84
	Power Generation Efficiency Study (English)	02/86	050/86
	Energy Efficiency in the Brick, Tile and Lime Industries (English)	04/87	067/87
	Diesel Generating Plant Efficiency Study (English)	12/88	095/88
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	02/90	107/90
	Biomass Gasifier Preinvestment Study Vols. I & II (English)	12/90	124/90
	Prospects for Biomass Power Generation with Emphasis on Palm Oil, Sugar, Rubberwood and Plywood Residues (English)	11/94	167/94
	Lao PDR	Urban Electricity Demand Assessment Study (English)	03/93
Malaysia	Sabah Power System Efficiency Study (English)	03/87	068/87
	Gas Utilization Study (English)	09/91	9645-MA
Myanmar	Energy Assessment (English)	06/85	5416-BA
Papua New Guinea	Energy Assessment (English)	06/82	3882-PNG
	Status Report (English)	07/83	006/83
	Energy Strategy Paper (English)	--	--
	Institutional Review in the Energy Sector (English)	10/84	023/84
	Power Tariff Study (English)	10/84	024/84
Philippines	Commercial Potential for Power Production from Agricultural Residues (English)	12/93	157/93
	Energy Conservation Study (English)	08/94	--
Solomon Islands	Energy Assessment (English)	06/83	4404-SOL
	Energy Assessment (English)	01/92	979-SOL
South Pacific	Petroleum Transport in the South Pacific (English)	05/86	--
Thailand	Energy Assessment (English)	09/85	5793-TH
	Rural Energy Issues and Options (English)	09/85	044/85
	Accelerated Dissemination of Improved Stoves and Charcoal Kilns (English)	09/87	079/87
	Northeast Region Village Forestry and Woodfuels Preinvestment Study (English)	02/88	083/88
	Impact of Lower Oil Prices (English)	08/88	--
	Coal Development and Utilization Study (English)	10/89	--
	Tonga	Energy Assessment (English)	06/85
Vanuatu	Energy Assessment (English)	06/85	5577-VA
Vietnam	Rural and Household Energy-Issues and Options (English)	01/94	161/94
	Power Sector Reform and Restructuring in Vietnam: Final Report to the Steering Committee (English and Vietnamese)	09/95	174/95
	Household Energy Technical Assistance: Improved Coal Briquetting and Commercialized Dissemination of Higher Efficiency Biomass and Coal Stoves (English)	01/96	178/96
	Western Samoa	Energy Assessment (English)	06/85

**SOUTH ASIA (SAS)**

Bangladesh	Energy Assessment (English)	10/82	3873-BD
	Priority Investment Program (English)	05/83	002/83
	Status Report (English)	04/84	015/84
	Power System Efficiency Study (English)	02/85	031/85
	Small Scale Uses of Gas Prefeasibility Study (English)	12/88	--

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
India	Opportunities for Commercialization of Nonconventional Energy Systems (English)	11/88	091/88
	Maharashtra Bagasse Energy Efficiency Project (English)	07/90	120/90
	Mini-Hydro Development on Irrigation Dams and Canal Drops Vols. I, II and III (English)	07/91	139/91
	WindFarm Pre-Investment Study (English)	12/92	150/92
	Power Sector Reform Seminar (English)	04/94	166/94
	Environmental Issues in the Power Sector	06/98	205/98
Nepal	Energy Assessment (English)	08/83	4474-NEP
	Status Report (English)	01/85	028/84
Pakistan	Energy Efficiency & Fuel Substitution in Industries (English)	06/93	158/93
	Household Energy Assessment (English)	05/88	--
	Assessment of Photovoltaic Programs, Applications, and Markets (English)	10/89	103/89
	National Household Energy Survey and Strategy Formulation Study: Project Terminal Report (English)	03/94	--
	Managing the Energy Transition (English)	10/94	--
	Lighting Efficiency Improvement Program Phase 1: Commercial Buildings Five Year Plan (English)	10/94	--
Sri Lanka	Energy Assessment (English)	05/82	3792-CE
	Power System Loss Reduction Study (English)	07/83	007/83
	Status Report (English)	01/84	010/84
	Industrial Energy Conservation Study (English)	03/86	054/86

#### EUROPE AND CENTRAL ASIA (ECA)

Bulgaria	Natural Gas Policies and Issues (English)	10/96	188/96
Central and Eastern Europe	Power Sector Reform in Selected Countries	07/97	196/97
Eastern Europe	The Future of Natural Gas in Eastern Europe (English)	08/92	149/92
Kazakhstan	Natural Gas Investment Study, Volumes 1, 2 & 3	12/97	199/97
Kazakhstan & Kyrgyzstan	Opportunities for Renewable Energy Development	11/97	16855-KAZ
Poland	Energy Sector Restructuring Program Vols. I-V (English)	01/93	153/93
	Natural Gas Upstream Pricing (English and Polish)	08/98	206/98
	Energy Sector Restructuring Program: Establishing the Energy Regulation Authority	10/98	208/98
Portugal	Energy Assessment (English)	04/84	4824-PO
Romania	Natural Gas Development Strategy (English)	12/96	192/96
Turkey	Energy Assessment (English)	03/83	3877-TU

#### MIDDLE EAST AND NORTH AFRICA (MNA)

Arab Republic of Egypt	Energy Assessment (English)	10/96	189/96
Morocco	Energy Assessment (English and French)	03/84	4157-MOR
	Status Report (English and French)	01/86	048/86
	Energy Sector Institutional Development Study (English and French)	07/95	173/95
	Natural Gas Pricing Study (French)	10/98	209/98

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Syria	Energy Assessment (English)	05/86	5822-SYR
	Electric Power Efficiency Study (English)	09/88	089/88
	Energy Efficiency Improvement in the Cement Sector (English)	04/89	099/89
	Energy Efficiency Improvement in the Fertilizer Sector (English)	06/90	115/90
Tunisia	Fuel Substitution (English and French)	03/90	--
	Power Efficiency Study (English and French)	02/92	136/91
	Energy Management Strategy in the Residential and Tertiary Sectors (English)	04/92	146/92
	Renewable Energy Strategy Study, Volume I (French)	11/96	190A/96
Yemen	Renewable Energy Strategy Study, Volume II (French)	11/96	190B/96
	Energy Assessment (English)	12/84	4892-YAR
	Energy Investment Priorities (English)	02/87	6376-YAR
	Household Energy Strategy Study Phase I (English)	03/91	126/91

**LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN (LAC)**

LAC Regional	Regional Seminar on Electric Power System Loss Reduction in the Caribbean (English)	07/89	--
	Elimination of Lead in Gasoline in Latin America and the Caribbean (English and Spanish)	04/97	194/97
	Elimination of Lead in Gasoline in Latin America and the Caribbean - Status Report (English and Spanish)	12/97	200/97
	Harmonization of Fuels Specifications in Latin America and the Caribbean (English and Spanish)	06/98	203/98
Bolivia	Energy Assessment (English)	04/83	4213-BO
	National Energy Plan (English)	12/87	--
	La Paz Private Power Technical Assistance (English)	11/90	111/90
	Prefeasibility Evaluation Rural Electrification and Demand Assessment (English and Spanish)	04/91	129/91
	National Energy Plan (Spanish)	08/91	131/91
	Private Power Generation and Transmission (English)	01/92	137/91
	Natural Gas Distribution: Economics and Regulation (English)	03/92	125/92
	Natural Gas Sector Policies and Issues (English and Spanish)	12/93	164/93
	Household Rural Energy Strategy (English and Spanish)	01/94	162/94
	Preparation of Capitalization of the Hydrocarbon Sector	12/96	191/96
Brazil	Energy Efficiency & Conservation: Strategic Partnership for Energy Efficiency in Brazil (English)	01/95	170/95
	Hydro and Thermal Power Sector Study	09/97	197/97
Chile	Energy Sector Review (English)	08/88	7129-CH
Colombia	Energy Strategy Paper (English)	12/86	--
	Power Sector Restructuring (English)	11/94	169/94
Costa Rica	Energy Efficiency Report for the Commercial and Public Sector (English)	06/96	184/96
	Energy Assessment (English and Spanish)	01/84	4655-CR
	Recommended Technical Assistance Projects (English)	11/84	027/84
	Forest Residues Utilization Study (English and Spanish)	02/90	108/90
Dominican Republic	Energy Assessment (English)	05/91	8234-DO
Ecuador	Energy Assessment (Spanish)	12/85	5865-EC
	Energy Strategy Phase I (Spanish)	07/88	--

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Ecuador	Energy Strategy (English)	04/91	--
	Private Minihydropower Development Study (English)	11/92	--
	Energy Pricing Subsidies and Interfuel Substitution (English)	08/94	11798-EC
Guatemala	Energy Pricing, Poverty and Social Mitigation (English)	08/94	12831-EC
	Issues and Options in the Energy Sector (English)	09/93	12160-GU
Haiti	Energy Assessment (English and French)	06/82	3672-HA
	Status Report (English and French)	08/85	041/85
Honduras	Household Energy Strategy (English and French)	12/91	143/91
	Energy Assessment (English)	08/87	6476-HO
Jamaica	Petroleum Supply Management (English)	03/91	128/91
	Energy Assessment (English)	04/85	5466-JM
Mexico	Petroleum Procurement, Refining, and Distribution Study (English)	11/86	061/86
	Energy Efficiency Building Code Phase I (English)	03/88	--
	Energy Efficiency Standards and Labels Phase I (English )	03/88	--
	Management Information System Phase I (English)	03/88	--
	Charcoal Production Project (English)	09/88	090/88
	FIDCO Sawmill Residues Utilization Study (English)	09/88	088/88
	Energy Sector Strategy and Investment Planning Study (English)	07/92	135/92
	Improved Charcoal Production Within Forest Management for the State of Veracruz (English and Spanish)	08/91	138/91
	Energy Efficiency Management Technical Assistance to the Comision Nacional para el Ahorro de Energia (CONAE) (English)	04/96	180/96
	Power System Efficiency Study (English)	06/83	004/83
Paraguay	Energy Assessment (English)	10/84	5145-PA
	Recommended Technical Assistance Projects (English)	09/85	--
Peru	Status Report (English and Spanish)	09/85	043/85
	Energy Assessment (English)	01/84	4677-PE
	Status Report (English)	08/85	040/85
	Proposal for a Stove Dissemination Program in the Sierra (English and Spanish)	02/87	064/87
	Energy Strategy (English and Spanish)	12/90	--
Saint Lucia	Study of Energy Taxation and Liberalization of the Hydrocarbons Sector (English and Spanish)	120/93	159/93
	Energy Assessment (English)	09/84	5111-SLU
St. Vincent and the Grenadines	Energy Assessment (English)	09/84	5103-STV
Trinidad and Tobago	Energy Assessment (English)	12/85	5930-TR
<b>GLOBAL</b>			
	Energy End Use Efficiency: Research and Strategy (English)	11/89	--
	Women and Energy--A Resource Guide		
	The International Network: Policies and Experience (English)	04/90	--
	Guidelines for Utility Customer Management and Metering (English and Spanish)	07/91	--
	Assessment of Personal Computer Models for Energy Planning in Developing Countries (English)	10/91	--
	Long-Term Gas Contracts Principles and Applications (English)	02/93	152/93

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
	<b>GLOBAL (Continuation)</b>		
	Comparative Behavior of Firms Under Public and Private Ownership (English)	05/93	155/93
	Development of Regional Electric Power Networks (English)	10/94	--
	Roundtable on Energy Efficiency (English)	02/95	171/95
	Assessing Pollution Abatement Policies with a Case Study of Ankara (English)	11/95	177/95
	A Synopsis of the Third Annual Roundtable on Independent Power Projects: Rhetoric and Reality (English)	08/96	187/96
	Rural Energy and Development Roundtable (English)	05/98	202/98
	A Synopsis of the Second Roundtable on Energy Efficiency: Institutional and Financial Delivery Mechanisms (English)	09/98	207/98

10/21/98











The World Bank

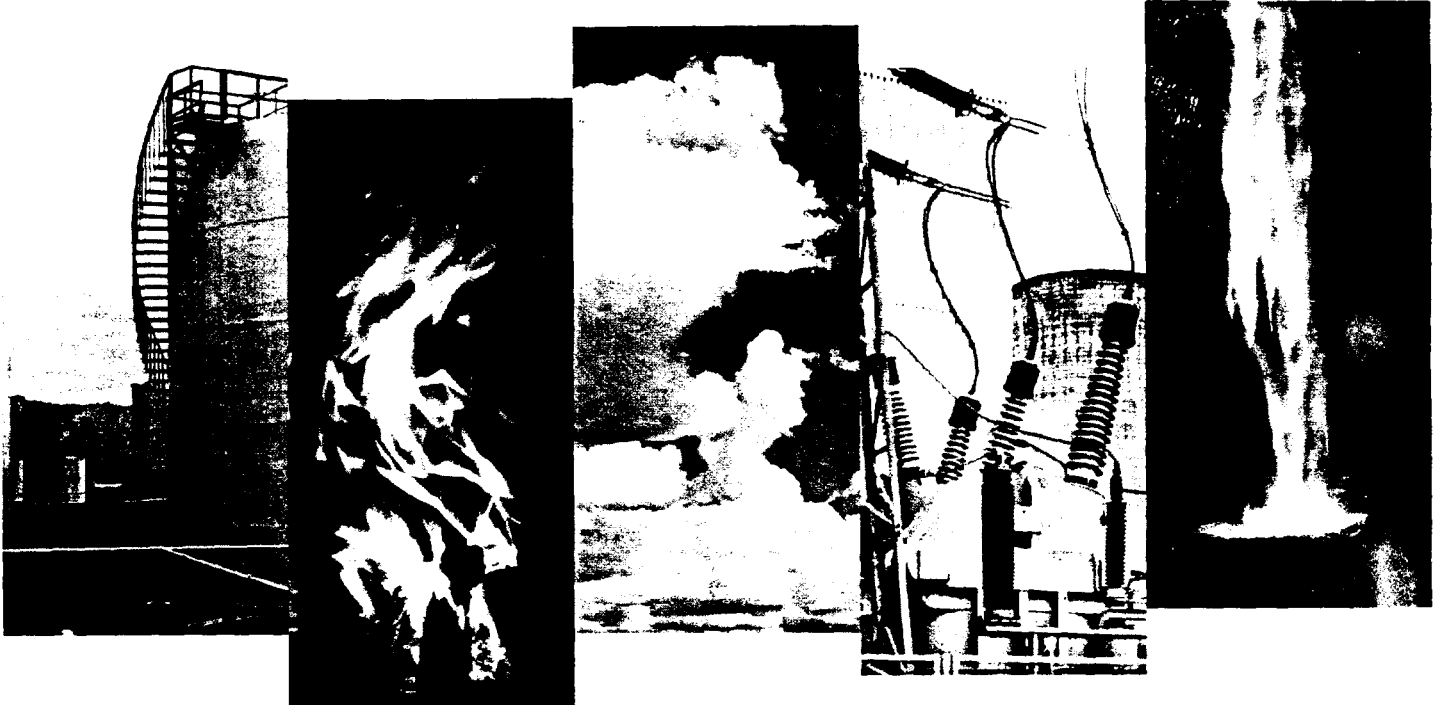
1818 H Street, NW

Washington, DC 20433 USA

Tel.: 1.202.458.2321 Fax.: 1.202.522.3018

Internet: [www.worldbank.org/esmap](http://www.worldbank.org/esmap)

Email: [esmap@worldbank.org](mailto:esmap@worldbank.org)



A joint UNDP/World Bank Programme