

# L'ÉNERGIE : développement énergétique au Maroc depuis 1955, perspectives 2025

A. MOUNIR DEBBARH

<i>Introduction</i> .....	65
1. La problématique énergétique du maroc .....	66
1.1. Ressources nationales réduites .....	66
1.1.1. Les énergies fossiles .....	66
1.1.2. Les énergies renouvelables .....	66
1.2. Consommation croissante .....	66
1.2.1. La multiplication par 2,34 de la consommation globale .....	66
1.2.2. La recomposition de sa structure .....	67
1.3. Balance énergétique déficitaire .....	68
1.3.1. La production nationale en hydrocarbures n'a jamais été importante.....	68
1.3.2. La dépendance du charbon devient totale .....	68
1.3.3. La fourniture hydroélectrique est instable .....	69
1.4. Importations et factures énergétiques en hausse .....	69
1.4.1. Importations de pétrole .....	69
1.4.2. Importations de charbon.....	70
1.4.3. Importations d'électricité.....	70
1.4.4. Facture énergétique alourdie.....	71
1.5. Poids du secteur énergétique dans l'économie nationale .....	72
1.5.1. La contribution du secteur énergétique au PIB.....	72
1.5.2. La contribution des recettes fiscales tirées du secteur énergétique aux finances publiques.....	72
2. Les étapes du développement énergétique depuis 50 ans .....	72
2.1. Les efforts de mise en valeur des potentialités énergétiques .....	72
2.1.1. Les hydrocarbures .....	72
2.1.2. Le charbon .....	75
2.1.3. L'hydroélectricité .....	75
2.1.4. Les énergies renouvelables .....	76

2.2. Les évolutions de la politique énergétique .....	76
2.2.1. Le dirigisme étatique .....	76
2.2.2. La marocanisation contrôlée .....	77
2.2.3. La libéralisation progressive .....	77
2.2.4. Les réformes tarifaires et fiscales des produits énergétiques .....	78
2.2.5. La compétitivité législative : Le Code des Hydrocarbures .....	81
2.3. Résultats de la nouvelle stratégie énergétique .....	82
2.3.1. Sécurité d’approvisionnement .....	82
2.3.2. Investissements et financements .....	83
2.3.3. Production énergétique .....	83
2.3.4. Impact sur les consommateurs .....	83
3. Perspectives énergétiques a l’horizon 2025 .....	84
3.1. Croissance inexorable de la demande énergétique .....	84
3.2. Scenarii sur le développement des ressources nationales .....	84
3.2.1. Les énergies fossiles.....	84
3.2.2. Les énergies renouvelables .....	85
3.3. Développement du Gaz Naturel dans la stratégie énergétique .....	86
3.4. Rôle de l’Etat sur la scène énergétique future .....	87
3.5. Développement Humain et Energie au Maroc .....	88
<i>Conclusion et résumé</i> .....	89

## Introduction

L'énergie est au cœur de tous les progrès et développements qu'a connus l'humanité depuis l'invention de la roue, la navigation à voile et plus proche de nous, les révolutions industrielles du charbon puis du pétrole et de l'électricité qui ont, sans conteste, modelé la civilisation du xx<sup>e</sup> siècle où l'urbanisation, les transports rapides, les télécommunications audio-visuelles, les avancées scientifiques et technologiques, constituent les piliers du formidable essor des échanges et de la richesse des nations.

Cependant, si le monde n'a jamais été globalement aussi opulent, il demeure marqué par des gaspillages et des disparités qui consacrent sa division en deux blocs, composés, d'un côté, par des pays industrialisés, démographiquement minoritaires, mais développés et riches, et de l'autre côté, par les pays du tiers-monde, sous développés et pauvres. À partir des années 50, avec les luttes pour l'indépendance, et depuis les années 70, avec les travaux du Club de Rome, une prise de conscience universelle s'est opérée sur la nécessité, d'une part, de réduire les inégalités entre le Nord et le Sud, et d'autre part, d'assurer un développement durable centré sur l'homme et respectueux des équilibres écologiques et environnementaux de la planète qui, autrement, courrait vers une impasse grave la conduisant à sa perte.

Pour assurer le développement durable, il est nécessaire de disposer de l'énergie commerciale et moderne, centrale dans son concept, qui doit satisfaire à trois objectifs stratégiques fondamentaux :

- **La disponibilité** en tout temps et en tout lieu de l'énergie en quantités suffisantes, en préparant la relève à terme des énergies fossiles, épuisables et polluantes, par des énergies alternatives renouvelables et propres.
- **L'accessibilité** généralisée à l'énergie à des prix abordables, notamment pour les 2 milliards d'habitants des pays en développement qui en sont actuellement privés, en mettant en place les énormes infrastructures nécessaires à sa mise à disposition.
- **L'acceptabilité** sociale des formes d'énergie, en minimisant leurs impacts sur l'environnement et en maximisant leur sécurité (syndrome de Chernobyl).

Cet exposé tente d'abord d'examiner les efforts déployés par le Maroc, depuis son indépendance, pour satisfaire ses besoins en énergie afin d'assurer son développement économique et social avant d'analyser la politique énergétique mise en place pour répondre à la demande énergétique présente et future d'ici l'horizon 2025.

Dans ce but, Il a semblé judicieux de partir de la situation d'aujourd'hui, fruit de l'évolution passée et illustration de la problématique énergétique du Maroc et de la prendre comme base de référence pour dégager les perspectives énergétiques pour le premier quart du XXI<sup>e</sup> siècle.

# 1. Problématique énergétique du Maroc

Le Maroc doit relever de nombreux défis dont la forte contrainte énergétique à laquelle il est soumis et qu'il est nécessaire de desserrer pour dégager une meilleure perspective à son essor économique et social.

La problématique énergétique est illustrée par la situation énergétique marocaine, caractérisée actuellement par les traits suivants :

## 1.1. Des ressources énergétiques domestiques réduites

Elles sont estimées pour :

### 1.1.1. Les énergies fossiles

Les réserves prouvées restantes récupérables de 1550 Kilo Tonnes Équivalent Pétrole (KTEp = 1000 Tep) répartis en :

- Gaz naturel : 1250 KTEP ou 1,4 Milliards de m<sup>3</sup>
- Condensat : 300 KTEP
- Charbon : épuisé avec le gisement de Jerrada

### 1.1.2. Les énergies renouvelables

La production d'électricité avec une puissance installée :

- en grande hydroélectricité : 1266 MW
- en éolienne : 50 MW
- en solaire : pas encore d'installations à l'échelle industrielle

## 1.2. Une consommation énergétique en constante croissance

Elle s'est traduite de 1980 à 2003, par :

### 1.2.1. la multiplication par 2,34 de la consommation globale

Passant de 4680 KTEp à 10960 KTEP, accompagnant la croissance économique et démographique.

Mais la consommation par habitant reste faible avec moins de 0,4 Tep par an, contre 0,6 Tep et 1,7 Tep en moyenne respectivement dans les PVD et dans le monde.

## 1.2.2. La recomposition de sa structure

Avec :

### A. La baisse de la part des produits pétroliers de 85 % à 61 %

En raison de la politique visant une meilleure sécurité d'approvisionnement par la diversification des sources d'énergie qui a atténué la dépendance excessive du pétrole. Cependant, ils ont progressé en valeur absolue, le volume de leur consommation ayant cru de 73 % (de 3860 à 6680 KTEP) pendant la période. Cette augmentation est tirée, d'une part, par le butane, avec un accroissement de +355 % (de 270 à 1226 KTEP), massivement adopté pour les usages ménagers à la place notamment du charbon de bois, et d'autre part, par le gas-oil qui croît de 1140 à 3140 KTEP, soit +175 %, en tant que carburant préféré dans les transports routiers en net développement, au détriment de l'essence ordinaire en recul continu, de 137 à 73 KTEP (-47 %) et du super en légère hausse de 234 à 312 KTEP (+ 33 %). Par contre, le fuel-oil, de premier produit pétrolier consommé dans les années 80, comme combustible principal des industries énergivores, centrales thermiques, cimenteries et sucreries, chimie, monte de 1750 KTEP en 1980 à un pic de 2089 KTEP en 1984 et se met à régresser pour se situer à 1464 KTEP en 2003 (-30 %), cédant peu à peu la place au charbon. Le pétrole lampant, utilisé surtout pour l'éclairage en milieu rural, tend à disparaître devant la butanisation et l'électrification (61900 TEP en 1983 et seulement 47 TEP en 2003).

### B. La percée remarquable du charbon

Sensible depuis 1985, son prix devenant compétitif par rapport au coût du pétrole brut importé. Aujourd'hui totalement approvisionné de l'extérieur après l'épuisement de la mine de Jerrada, le charbon, avec 3440 KTEP consommés en 2003, plus de 9 fois supérieur au 371 KTEP de 1980, représente 32 % de nos consommations énergétiques totales contre 17 % en 1986 (900 KTEP) quand sa consommation avait quasiment triplé par rapport à son niveau de 1980 où il ne représentait que 8 % du total consommé. Utilisé à plus de 81 % dans la production d'électricité thermique et 16 % par les cimentiers, le charbon voit le rythme de sa consommation s'accélérer depuis le second choc pétrolier de 1979-1980 avec les reconversions au charbon de l'ONE, la montée en puissance des centrales au charbon de Jorf Lasfar, confiées en concession de production au groupement ABB/CMS (JLEC), dont les deux premières tranches de 330 MW chacune entrent en pleine production en 1998 et les deux dernières de même puissance en 2001.

### C. L'explosion de la consommation électrique

Qui passe de 4460 à 16780 GWH (+276 %) entre 1980 et 2003, soit une croissance annuelle moyenne de 7 %, due à la dynamique de développement économique et social du pays, à l'expansion rapide des villes, et à l'accélération de l'électrification rurale dont le taux s'est élevé à 62 % en 2003 alors qu'il n'était encore que de 14 % en 1990, l'objectif étant une couverture quasi-totale en 2007. De grands efforts ont été engagés pour répondre à cet important accroissement de la demande, avec des investissements de l'ordre de 6 Milliards de Dirhams par an en équipements de production, la réalisation des interconnexions avec l'Algérie et l'Espagne et l'appel aux capitaux étrangers comme à Jorf Lasfar et à Koudia Al Beida. Ce dispositif a mis fin aux délestages connus dans les années 80 et permet la fourniture de l'électricité de plusieurs sources, comme le montre les origines diversifiées de l'électricité appelée nette en 2003 qui se répartit en 81,3 % pour le thermique (dont 68,4 % par les centrales de Jorf Lasfar (JLEC)), 8,6 % pour l'hydraulique, autant pour les importations surtout d'Espagne pour compenser le déficit en hydroélectricité, 1,2 % pour l'éolien qui vient de faire son entrée en 2000 avec le parc concédé d'Abdelkhalek Torres et 0,3 % par les auto-producteurs.

### 1.3. Une balance énergétique structurellement déficitaire

Avec des ressources nationales réduites dont la production est très insuffisante pour couvrir sa consommation croissante en diverses énergies, le Maroc importe aujourd'hui la quasi totalité de ses besoins en pétrole brut et en charbon, la majeure partie des GPL, butane surtout, un appoint en quelques autres produits pétroliers, comme le gas-oil, et une partie de son électricité qui peut se révéler importante dans les années de mauvaise pluviométrie.

Cette dépendance de l'extérieur s'est aggravée au cours du temps, entraînée par une détérioration constante du déficit énergétique qui d'environ 73 % en 1970 grimpe à 83 % en 1980 pour se situer actuellement à 96-97 % en fonction de la pluviométrie. Ceci reflète la diminution de la contribution des ressources nationales à la satisfaction de la consommation croissante en énergie, qui passe de 30 % en 1970 à 17 % en 1980 pour chuter à moins de 5 % actuellement avec l'épuisement des gisements charbonnier et pétrolier et la modestie relative de la production hydroélectrique.

#### 1.3.1. La production nationale en hydrocarbures n'a jamais été importante

Sauf de 1955 à 1965, où elle a baissé de 15 % à 7 %, sa contribution à l'alimentation du marché pétrolier intérieur a varié entre 3 % et 2 % de 1970 à 1985 pour stagner depuis à moins de 1 %. Malgré des efforts plus ou moins intenses mais continus en recherches pétrolières, le Maroc n'a pas réalisé à ce jour de découvertes consistantes en pétrole et gaz.

C'est le talon d'Achille du Maroc en matière énergétique, en considération de sa forte « pétrolisation ». Sa production modique en hydrocarbures à partir de ses réserves très limitées n'a contribué que très partiellement à sa consommation croissante en produits pétroliers, comme mis en évidence dans le tableau ci-dessous (en 1000 TEP) :

Tableau 1 : Évolution de la production et de la consommation des produits pétroliers

	Production nationale	Consommation en Produits Pétroliers	Déficit %
1955	102	670	85
1965	126	1 723	93
1970	59	2 560	98
1975	73	2 700	97
1980	64	3 920	98
1985	79	4 370	98
1990	55	4 985	99
1995	25	6 127	99+
2000	51	6 435	99
2003	57	6 445	99

#### 1.3.2. La dépendance du charbon devient totale

Alors que le Maroc a longtemps joui d'une autonomie relative en ce combustible avec la découverte de la mine d'anthracite de Jerrada à la fin des années 20. Même si elle n'a pas été aussi importante que prévue, quelque 100 millions de tonnes, elle a répondu à une partie importante des besoins en charbon du pays jusque dans les années 80 quand de quasi autosuffisant il est passé progressivement à la dépendance totale comme illustré par les chiffres ci-dessous (1000 Tonnes)

Tableau 2 : Évolution de la production et de la consommation du charbon

	Charbon local	Consommation de charbon	P/C en %
1955	467 000	500 000	93
1965	636 000	546 400	116
1970	657 000	537 000	122
1980	628 600	662 500	95
1990	518 000	1 987 500	26
2000	28 570	4 584 000	0.6
2003	0	6 141 000	0.0

### 1.3.3. La fourniture hydroélectrique est instable

Un effort considérable a été consenti pour mobiliser cette ressource nationale renouvelable. La puissance installée a quasiment quadruplé entre 1956 et 2003, passant de 317 MW à 1266 MW bien que sa part par rapport au thermique ait baissé considérablement entre les deux dates de 80 % à 28 %. Mais les productions hydroélectriques sont erratiques et semblent être plus en fonction des conditions climatiques que de la puissance installée. Pendant les 8 années, 1956-1963, à bonne pluviométrie, la production hydroélectrique cumulée a été de 7440 GWH avec une puissance installée moyenne de 320 MW. En comparaison, la période 1981-1988, où cette capacité s'est accrue de +90 % à 609 MW, la production cumulée a baissé de 30 % (5230 GWH), en raison de la sécheresse sévère qui y a sévi. Dans tous les cas de figures, la contribution de l'électricité d'origine hydraulique à la consommation énergétique totale restera désormais inscrite dans des proportions modestes, comme le démontre son évolution depuis l'indépendance :

Tableau 3 : Évolution de la part de l'énergie hydro-électrique

1956	1961	1970	1980	1990	2000	2003
21 %	18.5 %	15 %	7.6 %	5 %	2 %	3.4 %

Les interconnexions avec les réseaux électriques de l'Algérie et, plus récemment, de l'Espagne permettent au Maroc de compenser la variabilité incontrôlable de la production hydroélectrique et de réguler son offre électrique pour mieux répondre à la demande tout en profitant des échanges avantageux que ces liaisons permettent.

## 1.4. Importations et facture énergétiques en hausse

Le creusement du déficit de la balance énergétique, faute de ressources nationales adéquates pour faire face à la croissance de la demande, entraîne des importations de plus en plus importantes, notamment en produits pétroliers et en charbon, alourdissant d'autant la facture énergétique..

### 1.4.1. Importations de pétrole

Le Maroc a toujours été importateur de pétrole en quantités croissantes, et ceci bien avant son indépendance, d'abord sous forme de produits finis qui ont été remplacés progressivement par le brut au fur et à mesure de la construction et du développement des capacités de l'outil national de raffinage composé de deux raffineries, celle l'ex-SCP de Sidi Kacem dont la capacité annuelle de traitement est passée de 120 KT

en 1951 à 1500 KT aujourd'hui, et celle de la SAMIR à Mohammadia, en service depuis 1962, qui, conçue au départ pour traiter annuellement 1250 KT de brut, en met en œuvre actuellement plus de 7000 KT.

En 1955, Le Maroc consommait 670000 T de produits pétroliers finis satisfaits à hauteur de 14 % par la raffinerie de Sidi Kacem (92000 T) à partir du brut national et à 86 % par des importations (578000 T). Dix ans plus tard, en 1965, la tendance s'est inversée pour se perpétuer jusqu'à nos jours, les importations croissantes de brut se substituant à celles des produits finis importés en quantités réduites, sauf pour le butane, pour compléter la production des deux raffineries qui, par ailleurs, exportent leurs excédents, notamment le naphta. Ce que montre le tableau suivant qui décrit l'évolution des importations de pétrole brut, la production des raffineries et la consommation en produits pétroliers (en 1000 TEP) :

**Tableau 4 : Évolution des importations de brut et de la capacité de raffinage**

	Importations de brut	Production des raffineries	Consommations en Produits Pétroliers
1955	40	92	670
1965	995	1 037	1 025
1970	1 504	1 172	1 464
1980	4 200	4 048	3 866
1990	5 681	5 339	4 985
2000	6 696	6 450	6 435

#### 1.4.2. Importations de charbon

La mine d'antracite de Jerrada a longtemps assuré au Maroc une autonomie relative en ce combustible. La production n'a été que de quelque 5500 tonnes (T) en 1931 (avec 150 000 T importées). Suite aux efforts successifs de mécanisation réalisés, la production s'élève à 467000 T en 1955, atteint un maximum de 837500 T en 1984 pour entamer son déclin. Malgré les travaux importants effectués dans la mine pour augmenter sa production, et ses réserves, il est apparu qu'elle avait atteint ses limites.

Le Maroc, d'exportateur net depuis les années 60, est devenu importateur net de volumes croissants de charbon pour satisfaire notamment la production grandissante d'électricité thermique qui, avec la hausse des cours du pétrole, revient au charbon au détriment du fioul. C'est ainsi que nos importations en charbon, limitées au début des années 80, 36220 T en 1982, dérapent depuis lors et connaissent une progression plus qu'exponentielle. Elles quadruplent en 1983 à 152272 T, pour être multipliées par 10 et par 20 respectivement en 1985 (385000 T) et 1986 (767270 T). En 1990 le million de tonnes est dépassé pour grimper à 1680 KT en 1994, le double en 1998 (3350 KT) et plus du triple en 2001 (5300 KT) pour se stabiliser pour le moment à ce niveau.

#### 1.4.3. Importations d'électricité

En raison de son suréquipement en hydroélectricité, le Maroc, depuis 1956 a été souvent exportateur d'électricité sur l'Algérie jusqu'en 1974 quand les échanges se sont arrêtés, le maximum ayant été de 148 GWH en 1968. En 1988 la liaison avec l'Algérie reprend, et l'ONE, à cause de la baisse notamment de la production hydroélectrique due à la sécheresse, fait appel au réseau algérien pour des quantités relativement importantes, allant jusqu'à un maximum de 1027 GWH en 1993. Mais depuis 1997, l'Espagne est son principal fournisseur, avec des achats supérieurs à 1200 GWH à partir de 1999 allant jusqu'à 2268 GWH en 2000, et avec l'amélioration de la pluviométrie, tombent à 1355 GWH en 2002 pour remonter légèrement à un peu plus de 1438 GWH en 2003.

#### 1.4.4. facture énergétique alourdie

L'importance de la facture énergétique du Maroc non producteur de pétrole et où les produits pétroliers sont dominants dans sa consommation énergétique, dépend essentiellement des cours du brut qu'il importe en totalité.

**Les bas prix du pétrole qui ont prévalu jusqu'en 1972** ont permis au Maroc de s'approvisionner en brut sans grande pression sur ses finances extérieures. C'est ainsi que la facture pétrolière est passée de 64 à 114 millions de Dirhams (MM DH) entre 1963 et 1970 pour des volumes de brut importé respectivement de 865 KT et 1504 KT, le prix moyen pondéré sur la période s'établissant en Dirham courant à environ 75 DH/tonne équivalent à 2  $\Omega$ /baril. Les achats en produits énergétiques, rapportés aux importations et aux exportations totales du pays n'ont pas dépassé 7 % entre 1970 et 1973, et ont absorbé de 25 % à 33 % des recettes d'exportations de phosphate.

**Le premier choc pétrolier de 1973** se produit quand l'OPEP décide d'augmenter les prix du brut pour les porter à 12  $\Omega$  le baril, le quadruple du niveau moyen de 3  $\Omega$  pratiqué jusqu'à lors. Le montant de la facture pétrolière quadruple aussi en une année, passant de 257,5 MM DH en 1973 à 1067 MM DH en 1974, pour désormais absorber une part croissante de nos exportations totales, bondissant de 6,8 % en 1973 à 14,3 % en 1974 pour dépasser les 20 % en 1976 et se trouver à plus de 26 % en 1978. L'indexation éphémère des prix à l'export des phosphates sur ceux du pétrole a permis entre 1974 et 1975 de couvrir la totalité de nos achats en énergie avec un peu plus de 26 et 30 % de nos recettes de phosphates, mais cette tentative ayant échoué, ce taux de couverture grimpe à 56 % dès 1976 pour atteindre 81,5 % en 1978.

**Le second choc pétrolier de 1979-1980** frappe de plein fouet le Maroc, quand les prix du brut flambent à 35-40  $\Omega$ /baril au lendemain de la révolution iranienne et du déclenchement de la guerre Irak-Iran qui font peser une menace de pénurie pétrolière. La facture énergétique va absorber 36,3 % de nos exportations totales en 1979 équivalent à 112 % de nos recettes de phosphate exporté. Ces pourcentages montent à 41 % et 113 % respectivement en 1980 pour arriver à 50 % et 115 % en 1981 quand sa valeur va dépasser les 6 Milliards de Dirhams et atteindre plus de 10 Md DH en 1985, soit respectivement 6 et 10 fois son montant de 1974 (1067 MM DH) qui avait déjà plus que doublé en 1979 (2770 MM DH). Entre 1980 et 1985 il a fallu consacrer l'équivalent de 6 à 9 % de notre PIB à la facture pétrolière.

**Le contre choc de 1986** dû à la pléthore d'offre pétrolière, suite principalement aux découvertes de la Mer du Nord et à la politique de reconquête des parts de marché par les pays de l'OPEP. En février 1986, les cours du brut chutent à 10  $\Omega$ /baril pour remonter et fluctuer entre 15 et 22  $\Omega$  jusqu'au milieu de 1999, à l'exception d'une flambée éphémère à 35  $\Omega$  en août 1991, au moment de l'invasion du Koweït par l'Irak. Bien que nos importations de pétrole et de charbon continuent à augmenter, cette détente durable du marché pétrolier soulage considérablement notre facture énergétique qui va baisser à 4 % du PIB durant toute cette période et absorber en moyenne 20 % de nos exportations totales, le prix CIF moyen étant de 17.75  $\Omega$ /baril.

**La hausse des prix du brut reprend** à la fin de 1999 et semble inaugurer un cycle haussier durable des cours du pétrole, si la reprise économique mondiale se confirme comme il est le cas aux USA et en Asie, et surtout en Chine dont l'économie croît à plus de 7 % par an. Le prix CIF moyen du baril importé au Maroc monte de 17  $\Omega$  en 1999 à 27.25 en 2000, et nos importations énergétiques ont représenté 18 % des importations totales et ont été couverts par 28 % des exportations.

Les 2004-2005 connaissent une nouvelle flambée des prix du brut, dépassant le seuil historique de 70  $\Omega$ . Des projections plus pessimistes envisagent le maintien de cette tendance haussière. La facture pétrolière nationale a augmenté de ... % en 2004 et de ... % estimée pour 2005, soit ... MDhs

## **1.5. Poids du secteur énergétique dans l'économie nationale**

### *1.5.1. La contribution du secteur énergétique au PIB*

S'est élevée de 3 % entre 1980 et 1994 à 8 % actuellement. Sa valeur ajoutée directe a cru de moins de 3000 MM DH en 1980 à plus de 28000 MM DH courants aujourd'hui, constituée essentiellement par l'électricité (57 %) et le raffinage (43 %) sans compter celle des activités induites. Avec des investissements annuels de 6 Milliards DH en moyenne et plus de 40 000 emplois permanents, il se place au premier rang du secteur industriel.

### *1.5.2. La contribution des recettes fiscales tirées du secteur énergétique aux finances publiques*

Est appréciable. De 1980 à 1985, les prix intérieurs des produits pétroliers relativement stables, permettent des entrées fiscales de quelque 3 à 4 Milliards DH, soit 5 à 6 % des recettes fiscales de l'État.

Le régime de prélèvement pétrolier instauré de 1986 à 1994, en imposant les produits pétroliers sur la base d'un cours fictif de 30 \$/baril au lieu des 15-17\$ réels, rapporte au Budget, entre 1990 et 1995, 7 à 11 Milliards Dh en taxes sur l'énergie, soit 9 à 14 % des recettes fiscales totales.

Les réaménagements introduits en 1995 dans les systèmes de fixation des prix et de taxation des produits énergétiques, permettent une stabilisation des recettes fiscales, les prix de reprise en raffinerie étant indexés sur les cotations de Rotterdam. Cette réforme a permis de prélever en 2000 plus de 13000 MM DH de TIC et de TVA sur les produits pétroliers, portant à 17 % leur part dans les prélèvements fiscaux totaux de l'État, ceci malgré la suspension du système d'indexation depuis août 1999 en ne répercutant pas la hausse des cours du brut sur les prix intérieurs. À fin 2001, ce blocage a occasionné un manque à gagner de plus de 7 Milliards de dirhams dont 4,3 compensés par le Budget Général pour ne pas compromettre la compétitivité de notre économie.

## **2. Les étapes du développement énergétique depuis 50 ans**

Le Maroc conscient de l'importance cruciale de l'énergie pour son développement économique et social a depuis toujours déployé de grands efforts pour développer son potentiel énergétique. Malheureusement, les résultats n'ont pas été jusqu'à maintenant à la hauteur de ses espérances, du moins dans les domaines pétrolier et charbonnier. Cette partie de l'exposé va passer en revue l'évolution des moyens et des politiques mis en œuvre pour développer le secteur énergétique marocain.

### **2.1. Les efforts de mise en valeur des potentialités énergétiques**

#### *2.1.1. Les hydrocarbures*

À l'indépendance, le Maroc confirme sa volonté de rechercher l'autonomie même relative en ressources pétrolières. À cet effet, Il dispose déjà de deux principaux instruments nationaux qui vont dominer l'activité

de recherche pétrolière, le BRPM, entreprise publique créée en 1928 et la SCP à capitaux privés en 1929, jusqu'à la relève du premier par l'ONAREP en 1981 et la fusion du second avec la SAMIR après leur privatisation en 1997 par cession au groupe saoudien, Coral.

## Période 1957-1980

En 1958, avec la promulgation du premier code des hydrocarbures plus moderne, la relance de l'exploration est immédiate aussi bien par les sociétés nationales que par la quinzaine de compagnies étrangères de différentes nationalités qui affluent au Maroc, parmi lesquelles on trouve Agip, Erap, Esso, Pétrofina-Apex, Preussag, Candel & Allen, SNPA, Tosco, Burmah et d'autres. La recherche s'élargit à de nouveaux bassins terrestres, Tarfaya, Essaouira, Souss, Doukkala, Hauts Plateaux, et pour la première fois à l'offshore au large de Tarfaya, Agadir, Essaouira, Larache.

Plus de 200 forages sont effectués dont 15 en offshore et le reste en onshore avec 110 dans le Gharb-Préfir et 51 à Essaouira. En mer, seul Esso, après 8 forages au large de Tarfaya découvre au puits MO-2 une petite accumulation de pétrole lourd inexploitable. À terre les découvertes sont mineures, les réserves récupérables étant estimées pour le bassin d'Essaouira, à 910.000 tonnes d'huile à Sidi Ghalem et 800.000.000 m<sup>3</sup> de gaz à Jeer et Kechoula pour la SCP, 200.000.000 m<sup>3</sup> de gaz associé à 100.000 tonnes de condensat à Toukimt pour le BRPM, et 700 millions de m<sup>3</sup> de gaz notamment pour APEX dans le Gharb. Les résultats demeurent très insuffisants comme au temps du protectorat.

## Période 1981-2003

L'ONAREP est créé en novembre 1981 par transfert de l'activité pétrolière du BRPM pour redynamiser la recherche pétrolière essoufflée par les déceptions passées. Cette décision intervient en plein deuxième choc pétrolier dans un contexte favorable où les compagnies pétrolières internationales, devant des cours pétroliers en hausse, entreprennent l'exploration pétrolière hors des pays OPEP et intensifient les recherches sur la pyrolyse des schistes bitumineux de par le Monde.

De 1981 à 1985, l'ONAREP concentre ses efforts d'une part, sur l'appréciation et le développement rapide de la découverte de Meskala faite par le BRPM en 1980 et dont les experts de la Banque Mondiale estiment les réserves à des centaines de millions de TEP de gaz et de condensat, et d'autre part, sur l'accélération de la mise en valeur des roches bitumineuses de Timahdite. Des moyens financiers importants sont engagés dont deux prêts de 75 et 20 Millions US\$ de la BIRD en plus des dotations budgétaires de l'État. Parallèlement, il s'attèle à attirer les compagnies pétrolières internationales dans l'exploration au Maroc.

L'ONAREP réalise 10 forages à Meskala dont seulement 4 sont positifs avec des réserves récupérables limitées à 1 Milliard de m<sup>3</sup> de gaz associés à 200.000 Tonnes de condensat. Il continue par ses propres moyens l'exploration dans d'autres bassins où 12770 Km de sismique sont acquis et 43 forages exécutés qui aboutissent à des découvertes insignifiantes de moins de 50 millions m<sup>3</sup> de gaz associé à 4500 de tonnes de condensat dans la région d'Essaouira.

Plusieurs accords pétroliers sont signés avec des compagnies d'envergure mondiale, comme ARCO, AMOCO, MOBIL, ESSO, ELF AQUITAINE, qui acquièrent 20 420 Km de lignes sismiques notamment dans l'offshore (18010 Km) et forent sans résultat appréciable 20 puits dont 13 à terre et 7 en mer.

Au niveau des schistes bitumineux, l'usine pilote construite à Timahdite par ONAREP montre la non fiabilité du procédé marocain de pyrolyse T3. Shell, après d'importants travaux et études technico-économiques sur les schistes bitumineux de Tarfaya dont le potentiel est estimé à 4 milliards de tonnes de pétrole, conclut à la non rentabilité du projet à moins de 40-50 \$/baril et abandonne ses recherches après avoir dépensé quelque 20 Millions \$.

De 1986 à 1996, les compagnies pétrolières durement affectées par la chute durable des prix du pétrole

quittent le Maroc où leurs travaux ont été vains. La promulgation en 1992 d'une nouvelle loi pétrolière plus avantageuse produit très peu d'impact. L'ONAREP avec des ressources financières propres insignifiantes et des dotations budgétaires très limitées consacrées au remboursement des prêts de la Banque Mondiale, réduit drastiquement son activité d'exploration et procède à sa restructuration qui entraîne le départ volontaire indemnisé d'un millier de ses agents.

Peu de travaux sont entrepris, totalisant 23 forages dont 21 à terre et uniquement 2 en offshore. Quelques petites découvertes sont cependant réalisées avec la SCP, 60 000 tonnes de pétrole à Sidi Ghalem et 400 Millions de m<sup>3</sup> de gaz dans le Gharb qui en remédiant à la déplétion des gisements d'APEX permettent de reprendre les livraisons à la CMCP arrêtées en 1991 faute de production suffisante. Malgré les espoirs déçus, l'ONAREP maintient sa stratégie de promotion du potentiel pétrolier des bassins sédimentaires marocains auprès de l'industrie pétrolière internationale.

**À partir de 1997 avec une accélération depuis 2000**, à la suite des amendements très incitatifs apportés à la loi pétrolière d'avril 1992, les activités de recherche pétrolière au Maroc connaissent une relance sans précédent, portée par une conjoncture internationale en général et pétrolière en particulier favorable, marquée par le redressent des cours du brut et la reprise des investissements d'exploration des compagnies pétrolières encouragées par leur succès en offshore et notamment en mer profonde où d'importantes découvertes ont été réalisées dans les Golfes du Mexique et de Guinée, en Angola, au Brésil et en Nouvelle Écosse. Le Maroc bénéficie de ce renouveau avec l'afflux de plusieurs sociétés pétrolières qui signent avec l'ONAREP plusieurs accords portant notamment sur les zones maritimes profondes où les études préliminaires montrent des similitudes et des analogies avec les régions précitées.

Actuellement, 17 sociétés pétrolières opèrent sur notre territoire aussi bien à terre qu'en mer, comprenant des firmes de différentes tailles allant des majors comme Shell et Total, aux grands indépendants comme Eni, Repsol, Kerr McGee, Maersk, les grandes sociétés nationales internationalisées comme Petronas et Norsk Hydro jusqu'aux compagnies émergentes de moindre dimension mais très dynamiques comme Vanco, Energy Africa, Maghreb Petroleum Exploration, Cabre et d'autres. Nos partenaires ont acquis plus de 60 000 Km de sismique 2D dont 95 % en mer où pour la première fois au Maroc de la sismique 3D a été tirée couvrant plus de 11000 Km<sup>2</sup>.

Les résultats prometteurs de ces travaux qui ont permis d'identifier plusieurs prospects, ont encouragé certains de nos associés à réaliser des forages offshore qui ont commencé en mai 2004. Le premier a été achevé par Vanco en juin sur le permis Cap Draa Offshore et ses résultats vont être analysés et appréciés. Deux autres sont en cours d'exécution par Shell sur les permis Rimella et Ras Tafelney. D'autres partenaires s'apprêtent à effectuer ultérieurement d'autres forages dès qu'ils auront terminé l'interprétation de leurs travaux géologiques et géophysiques.

Auparavant, 7 forages terrestres ont été exécutés, aboutissant pour Cabre dans le Gharb à des découvertes évaluées à environ 50 millions de m<sup>3</sup> de gaz et pour l'ex Lone Star, devenu depuis MPE, à la mise à jour d'accumulations de gaz et de pétrole à Talsinnt avec des réserves qui restent à prouver par des forages d'appréciation pour en confirmer la consistance.

En résumé, les efforts déployés jusqu'à maintenant demeurent très insuffisants et les bassins sédimentaires marocains sous explorés avec une densité de forage de moins de 4 forages par 1000 Km<sup>2</sup> contre une moyenne mondiale de 80 forages par 100 Km<sup>2</sup>. Ce qui explique les résultats modestes obtenus avec des découvertes cumulées de moins de 3 Millions de tonnes d'huiles et 3,5 Milliards de m<sup>3</sup> de gaz. De plus, les recherches, concentrées sur des zones limitées et des objectifs géologiques superficiels, ont été menées avec des moyens techniques inadéquats pour les approfondir et prospector plus avant les formations plus prometteuses du Trias, du Jurassique, du crétacé et du Paléozoïque. Dans l'offshore atlantique dont les bassins sédimentaires couvrent plus de 350 000 km<sup>2</sup>, seulement 30 forages ont été exécutés en eau peu pro-

fonde et concentrés sur la zone Agadir-Tarfaya avec un certain nombre arrêté sur instrumentation. En Méditerranée, seuls deux forages ont été effectués au large de Nador.

Il faut espérer que les hautes technologies utilisées actuellement, sismique 3D, modélisation des bassins, observations et cartographies par satellites, vont permettre de mettre en valeur nos richesses réelles en hydrocarbures.

### *2.1.2. Le charbon*

Avec les mêmes motivations que pour le pétrole, le protectorat cherche à développer l'activité charbonnière au Maroc pour approvisionner, d'une part, la métropole qui ne dispose pas de grandes réserves houillères comme l'Angleterre ou l'Allemagne, et d'autre part, le développement industriel impulsé par les sociétés françaises installées au Maroc.

Le BRPM créé en décembre 1929, avait aussi pour objectif de développer le gisement d'anthracite découvert en 1927 à Jerrada. En décembre 1946 il participe à la constitution de la société Charbonnages Nord-Africains, dotée d'importants moyens financiers pour équiper et exploiter à grande échelle la mine.

Après l'indépendance, à part Jerrada, qui est d'ailleurs exploitée jusqu'en 1970 à moins de 500.000 tonnes, alors qu'équipée depuis 1953 pour une capacité de 700.000 tonnes, les efforts de recherche ne donnent lieu à aucune nouvelle découverte. La concurrence de l'hydroélectricité en développement et du fuel-oil, dont l'utilisation augmente dans les centrales thermiques, freine la production de Jerrada. Il faut attendre la politique plus volontariste des années 70 et la mise en service de la centrale thermique de Jerrada en 1971-1972 qui absorbe 95 % du charbon extrait, pour que la production de la mine dépasse les 700.000 tonnes et atteigne un maximum de 835.000 tonnes en 1984. Malgré les transformations et travaux d'approfondissement réalisés, l'objectif du million de tonnes ne sera jamais réalisé. L'augmentation des coûts et des difficultés d'exploitation, les réserves limitées en déclin et la vente du charbon sous le prix de revient, mettent les CDM dans une situation financière intenable qui a entraîné sa fermeture en 2000.

### *2.1.3. L'hydroélectricité*

En 1955, le Maroc dispose de 12 barrages construits sous le protectorat, dont l'important complexe de Bin EL Ouidane-Afourer, qui produisent 770 GWH d'hydroélectricité, représentant plus de 85 % de l'énergie électrique totale produite de 910 GWH, la part du thermique étant de 15 %. En terme de puissance, les parts sont respectivement de 76 % pour hydraulique (316,7 MW) et 24 % pour le thermique (98,5 MW).

**Pendant la période 1960-1972**, le rythme d'équipement en barrages est ralenti et seulement deux centrales sont mises en service, Mohamed V et Bouareg, portant la puissance hydroélectrique globale à 362,5 MW. La part de l'hydroélectrique commence à diminuer par rapport celle du thermique (310,5 MW) avec respectivement en 1972 54 % et 46 % de la puissance totale installée. Au plan de la production, la contribution de l'hydroélectricité baisse de 92 % en 1960 à 69 % en 1972 pour une production totale d'électricité qui a plus que doublée entre les deux dates en passant de 1012 GWH à 2311 GWH.

**De 1972 à 2003**, douze nouveaux ouvrages hydroélectriques ont été mis en production, totalisant une puissance de 965 MW s'étalant de 6,4 à 247,5 MW et dont les plus importants sont les usines d'Al Massira (128 MW), Allal El Fassi (240 MW), Al Wahda (247,5 MW) et Ahmed Al Hansali (92 MW). À l'achèvement des travaux lancés en 2001 de la Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) d'Afourer de 450 MW, le Maroc disposera d'une puissance totale installée en hydroélectricité de 1715 MW, soit 54 % de la puissance thermique totale installée en 2003 (3189 MW).

Le renversement de la situation en faveur définitivement du thermique s'est accentué, la longueur du

temps de maturation des projets hydroélectriques ne permettant pas de suivre le rythme de progression élevée de la demande électrique. À partir de 1973, la capacité des groupes thermiques dépasse celle de l'hydraulique, d'abord par recours au fuel-oil et aux turbine à gaz pour assurer la pointe, puis avec les chocs pétroliers et la hausse des prix du pétrole, par le basculement au charbon importé qui se substitue au fuel comme combustible dans les deux dernières tranches de Mohammadia (300 MW) mis en service en 1984-1985 et dans les quatre centrales de Jorf Lasfar (330 MW chacune) en production depuis 1994 pour les deux premières et 2001 pour les deux autres.

#### *2.1.4. Les énergies renouvelables*

L'option de développer les énergies renouvelables ne s'est confirmée qu'avec le second choc pétrolier pour atténuer la dépendance accrue des sources extérieures d'approvisionnement en énergies fossiles, notamment le pétrole et le charbon. Le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) a été créé en 1982 avec une mission plus d'études et de promotion que de réalisation de projets qui est laissée à l'initiative des entreprises privées et /ou publiques spécialisées.

Les énergies renouvelables qui semblent actuellement avoir le plus haut potentiel de développement sont l'éolien qui selon les sites recensés pourrait produire 6000 MW et le solaire dont le rayonnement est estimé à 5 KWH/m<sup>2</sup> /jour.

Les réalisations les plus remarquées mais à une échelle encore limitée concernent :

- La mise en service du parc éolien de Abdekalek Torres de 53 MW.
- Les systèmes éoliens isolés de Moulay Bouzerktoune et Sidi Kaouki près d'Essaouira totalisant 65 KW.
- Le début d'électrification par kits solaires de 7000 foyers à Taroudant et par kits photovoltaïques de 32 000 foyers dans les régions du Centre et du Nord.

La puissance installée actuellement, estimée à 6 MW, sert aux besoins électriques de 2000 foyers, au pompage d'eau potable et aux télécommunications des sites isolés.

Les projets planifiés produiront dans le moyen terme un plus grand apport avec l'implantation des parcs éoliens de Tanger et Tafaya totalisant 200 MW et la réalisation de la centrale thermo-solaire de 180 MW à Ain Béni Mtar qui fonctionnera au gaz pour 2/3 et l'énergie solaire pour 1/3.

Les actions de promotion de la commercialisation du matériel par les micro entreprises dites Maisons-Énergie et de l'utilisation des chauffe-eau solaires (PROMASOL) dans le secteur immobilier pourrait jouer un rôle non négligeable dans le développement du solaire.

## *2.2. Les évolutions de la politique énergétique*

### *2.2.1. Le dirigisme étatique*

Jusqu'à la vague des privatisations commencée en 1994, et à l'instar de la plupart des pays, l'activité énergétique au Maroc a relevé, avec certaine nuance, du monopole d'État.

Dans l'électricité, l'Office National d'Électricité (ONE), institué le 5 août 1963 comme entreprise publique, a l'exclusivité des activités électriques au-dessus de 10 MW. À ce titre, il reprend le service public concédé jusqu'alors à la société Énergie Électrique du Maroc créée en 1923, la gestion de la distribution déléguée à la Société Chérifienne de l'Énergie et la régie de Tanger, Electras Marroquis, qui lui cède sa centrale en 1968.

L'ONE contrôle toute la filière électrique, depuis la production, le transport et la distribution sauf pour la basse tension qui est pour la plupart gérée par des régies municipales.

**Dans le raffinage**, la SAMIR, dont le capital est détenu à sa création en 1959 à 50 % par l'ENI à égalité avec l'État, passe complètement sous le contrôle de ce dernier en 1973 avec la marocanisation.

La SCP considérée comme privée, malgré son caractère mixte, était de fait une filiale du BRPM puis de l'ONAREP. À la veille de sa privatisation en 1997, l'ONAREP et le Trésor détenaient 73,88 % de son capital, Elf 20,48 % et le reste par le public.

**Pour le charbon**, les Charbonnages Nord-Africains (CNA) de société d'économie mixte dont les actions sont détenues à sa création en 1946 à 33 % par le BRPM, l'État français et des intérêts privés, passe progressivement après l'indépendance sous le contrôle de l'État marocain qui en détiendra 98 % du capital en 1972 à travers le BRPM, après le rachat de la part des sociétés françaises et belges, le Trésor français lui ayant cédé sa participation de 15 % dès 1957.

**Dans les activités pétrolières amont**, Le BRPM avec le code pétrolier de 1958 et après lui l'ONAREP, à travers leurs participations obligatoires dans les permis de recherches et les concessions d'exploitation, contrôlent l'exploration et la production des hydrocarbures, par ailleurs largement ouvertes à travers les associations, aux tiers qui remplissent les conditions de capacités techniques et financières.

### *2.2.2. La marocanisation contrôlée*

La Société Nationale des Produits Pétroliers (SNPP) est constituée en 1974 dans le cadre de la marocanisation pour prendre et gérer les participations étatiques de 50 % dans le capital des sociétés pétrolières étrangères de distribution des hydrocarbures quasi entièrement dominée par elles et qui leur procurait de grands profits. L'État complète ainsi son contrôle sur les activités pétrolières amont et aval. Les transactions aboutissent avec toutes les sociétés dont la plupart garde leur appellation sauf BP et AGIP qui fusionnent pour devenir CMH et Esso qui prend le nom de PETROM après avoir cédé la totalité de ces parts à la SNPP qui en revend 49 % au consortium maroco-koweïtien, CMKD.

En fait, à la différence des autres entreprises publiques du secteur énergétique qui contrôlent l'ensemble des activités relevant de leur responsabilité, la SNPP ne dispose que d'une partie de la distribution où subsiste un large pan privé, les 9 sociétés de son groupe où 50 % sont détenus par des parties étrangères et les 12 sociétés marocaines du secteur. Bien que cette atomisation du marché ne permette pas d'appliquer plus efficacement la politique gouvernementale dans l'aval pétrolier, la SNPP exerce son pouvoir indirectement par le poids de son groupe, par ses opérations d'importations et d'exportations, de reprise en raffinerie et en centre emplisseur ainsi que de distribution en gros des produits pétroliers et des GPL. Elle supervise le développement du stockage et de sa répartition à travers le pays, en créant en 1977 la Compagnie d'Entreposage Communautaire (CEC) pour gérer les stocks de sécurité à travers la construction de plusieurs dépôts qui seront de véritables pools de stockage pour l'ensemble des sociétés avec des gains d'échelle et de réduction des coûts d'exploitation. Le transport collectif des produits est organisé à terre et une société de cabotage Pétrocab est créée par Mobil et Shell, deux sociétés du groupe. La SNPP assure aussi une fonction importante de gestion, statistiques de consommation et de ventes, plans d'investissement, politique des implantations des stations services.

### *2.2.3. La libéralisation progressive*

Depuis les années 90 le Maroc est engagée dans une nouvelle ère de démocratisation politique et de libéralisation économique comme choix stratégique pour s'intégrer dans la mondialisation. Des réformes ont été

engagées par le Maroc dans le but de favoriser les investissements privés, ouvrir les marchés à la compétition, libéraliser progressivement les différents secteurs pour améliorer leur efficacité et leur compétitivité.

Ces options sont illustrées par le transfert de plusieurs services et sociétés publiques au capital privé et le secteur de l'énergie a joué un rôle majeur dans ce processus de privatisation et de libéralisation. C'est ainsi que sont intervenues :

- La privatisation des sociétés de distribution des produits pétroliers en 1994 avec la rétrocession par la SNPP de ses parts aux sociétés de son groupe et celle des sociétés de raffinage SAMIR et SCP en 1997 au groupe saoudien Coral qui les a fusionnées en 1999.
- La perte du monopole de production électrique par l'ONE par le décret-loi du 23 septembre 1994 permettant au secteur privé de devenir producteur sous un régime de concession à long terme imposant au concessionnaire la capacité, le mode de fonctionnement et le combustible avec garantie de fourniture exclusive à l'ONE de l'électricité produite pendant la durée du contrat. Cette réforme reste limitée, l'ONE gardant la main mise sur la commercialisation et le transport de l'électricité. Les premières applications de cette politique ont commencé avec les concessions des centrales de Jorf Lasfar à ABB/CMS (JLEC), du parc éolien de Abdelkalek Torres à la Compagnie Eolienne du Détroit. Il en est de même pour la future centrale à cycle combiné de Tahaddart, première filiale de l'ONE en partenariat avec Endesa et Siemens, et qui constitue le premier jalon du développement du gaz dans notre pays en utilisant en nature la royauté reçue par le Maroc sur le passage du gaz algérien livré à l'Espagne à travers le Gazoduc Maghreb-Europe mis en service en 1996 et exploité aussi par une société concessionnaire, Metragas.
- Le système de concession est aussi appliqué par la délégation de la distribution de l'électricité et de l'eau à des opérateurs privés. Les premières expériences ont démarré à Casablanca avec Lydec, à Rabat avec Rédal ainsi qu'à Tanger et Tétouan avec Amendis.
- Et Tétouan avec Vivendi.
- Pour l'instant, l'amont pétrolier n'est pas touché explicitement. Mais les amendements de mars 2000 apportés à la loi sur la recherche pétrolière d'avril 1992, en stipulant que la participation de l'État est au maximum de 25 %, n'exclue pas le principe que celle-ci soit nulle et que des entreprises puissent dans ce cas agir seules, l'État ne remplissant alors, en tant que partenaire, qu'un simple rôle de contrôle.

Ces réformes n'ont concerné que les acteurs tout en introduisant des aménagements sur la fixation des prix et les dispositions fiscales relatives aux produits pétroliers, étape de transition vers la libéralisation complète de leur marché prévue en 2009. En fait, à partir de juillet 2002, la protection accordée au raffinage depuis sa privatisation pour lui permettre de se mettre à niveau est en train de prendre fin progressivement avec le début du démantèlement douanier dont les droits vont baisser de 2,5 % par an sur les sept prochaines années quand les raffineries seront en concurrence directe avec les importations de produits pétroliers qui seront entièrement libérées.

#### *2.2.4. Les réformes tarifaires et fiscales des produits énergétiques*

Un des instruments déterminants pour influencer l'orientation de la structure de consommation des produits énergétiques réside dans la politique tarifaire et fiscale qui leur est appliquée.

##### **A. Les prix à la consommation des produits pétroliers**

Les prix payés par les consommateurs sont fixés administrativement et comprennent les éléments fondamentaux suivants dont les modes de calcul vont varier avec les différentes réformes :

- Les prix de reprise auxquels les raffineurs vendent leurs produits
- Les taxes et les montants de compensation prélevés par l'État
- La compensation

### *Les prix de reprise*

Jusqu'en 1972, les prix de reprise se réfèrent à des prix d'importation fictifs CIF des produits finis Caraïbe-Maroc auxquels sont ajoutés les droits de douane avec un mécanisme compensatoire pour éviter une grande fluctuation des prix. Ces prix calculés à partir d'un marché non représentatif et n'intégrant pas les coûts réels du raffinage seront abandonnés.

**De 1973 à 1994**, les prix de reprise sont liés aux prix de revient des raffineries déduits de leurs comptes d'exploitation en leur laissant une marge pour rémunérer leur « capital raffinage » de 10 % pour la SCP et de 8 % pour la SAMIR. En fait, c'est le prix du Fuel n° 2, produit le plus consommé à l'époque, qui sert de référence en le multipliant par des coefficients spécifiques pour déterminer celui de chacun des autres produits raffinés. À la fin de chaque exercice des régularisations sont faites avec la Caisse de Compensation sur la base des comptes d'exploitation réels. Ce système rigide a permis aux raffineries de survivre aux chocs pétroliers, mais ne permet pas d'instaurer la vérité des prix, les raffineries travaillant pratiquement en régies, n'encourage pas les importations et cause des frais financiers aux raffineries par les retards d'ajustement des prix. De plus, il a été pratiquement délaissé à partir de 1986, quand le Gouvernement avait décidé de taxer en amont le pétrole brut sur la base d'un cours théorique de 30 \$ par baril pour tirer profit de la chute des prix du pétrole.

**Le 1<sup>er</sup> janvier 1995**, un nouveau système entre en vigueur, les prix étant indexés sur les cotations des produits pétroliers de Rotterdam en vue de la libéralisation progressive de l'économie et du secteur énergétique. Le calcul des prix de reprise est resté à peu près le même sauf que le pétrole brut ne subit plus aucune taxe à l'importation, alors que les droits de douane sont maintenus sur les produits finis importés pour assurer provisoirement une protection du raffinage national afin de le préparer à l'ouverture totale du marché en 2009. La marge de raffinage est ramenée à 6,5 % et certains frais ne sont plus intégrés.

Le plus important dans cette réforme est la répercussion sur le consommateur des fluctuations du marché international pour toute hausse ou baisse qui dépasse 2,5 % introduisant ainsi une automaticité de variation des prix de vente. Toutefois, ce système est suspendu depuis août 1999 pour atténuer les effets de la flambée des cours du baril, la Caisse de Compensation couvrant la différence entre les prix intérieurs bloqués et les prix réels que l'indexation aurait exigés. De même les importations de produits sont ouvertes à tous les acteurs dans les conditions de protection précitées sauf pour les huiles de base, le bitume, la paraffine et le propane qui sont libérés complètement.

### *La fiscalité sur les produits pétroliers*

Avant janvier 1995 tous les produits pétroliers, y compris le brut, subissent les droits de douane, le PFI et les taxes comprenant la TVA et la TIC calculée de manière arbitraire et discriminatoire sur les volumes. Si le PFI et la TVA sont uniformes 15 % et 7 % respectivement, les droits de douane s'étalent de 2,5 % sur le brut, à 12,5 % sur la paraffine, à 17 % sur le propane et le butane pour monter à 35 % sur les autres produits. Le brut depuis 1986 supportait un excédent pétrolier avec une TIC de 500 DH/T et une multiplication par 6 des droits de douane et de PFI.

Depuis la réforme de janvier 1995, le pétrole brut ne subit plus aucune taxe, les droits de douane ont été réduits sur les produits pétroliers pour s'établir à 2,5 % sur le propane et le butane, 12,5 % sur les autres produits pétroliers sauf le carburacteur qui en est exonéré, le PIF restant à son niveau antérieur. Pour compenser les pertes de recettes que ces baisses allaient causer à l'État, le principal de la taxation est reporté sur la

TIC qui est désormais calculée sur le pouvoir calorifique de chaque produit à raison de 0,04 Dh la thermie. Sauf pour le propane et le butane qui restent à 46 DH/T, les quotités de la TIC subissent des augmentations substantielles sur tous les autres produits en étant multipliées pratiquement par trois pour le Super (130,38 à 376,4 DH/HL), l'ordinaire (126,7 à 357,2 DH/HL) et le Gasoil (64,05 à 220DH/HL pour croître à 254,2 DH le 01/07/96 et être ramené à 242,2 DH le 31/07/96 après les grèves des routiers). Quant au fuel sa quotité est multipliée par plus de 26 fois pour monter de 16,5 DH/T en 1994 à 435,9 DH/T en janvier 1995 pour plafonner actuellement à 386,7 DH/T; cependant sa fiscalité est harmonisée avec celle du charbon qui est désormais soumis à la TIC dont il était exonéré (101,2 DH/T le 01/01/95 et 179,4 DH/T le 01/07/96) avec un alignement de son PFI à 15 % au lieu de 12,5 % auparavant et une augmentation de sa TVA de 19 % à 20 % en juillet 1996. Comme antérieurement, les carburants subissent un prélèvement, selon un système de péréquation, destiné à subventionner le butane.

La différenciation de taxation entre les produits pétroliers engendre une différence de prix allant du simple au double. En 2001 les prélèvements fiscaux y compris pour la compensation ont représenté plus de 50 % du prix de vente public des essences et du gasoil. Le Super et le gasoil destinés aux provinces sahariennes, le gasoil pour la pêche et le transport maritime, ne subissent aucune taxation.

Le fuel destiné principalement aux industries et à la production électrique est taxé à hauteur de 27 %, cette charge est tombée à 19 % depuis la décision de baisser la TIC sur ce produit pour la production de l'électricité de puissance. Le lampant, destiné essentiellement au monde rural, n'est pas assujéti à la TIC mais contribue au prélèvement pour subvention du butane. La fiscalité sur ce produit représente 43 % de son prix de vente, alors que son prix de reprise est proche de ceux des essences et du gasoil.

Le butane en raison de son caractère social est moins taxé, la fiscalité ne représente que 7 % et 9 % du prix de vente respectivement pour les bouteilles de 12 Kg et de 3 Kg. De plus, la part de compensation représente 50 % de son prix de vente au détail.

Les distorsions introduites au niveau de la fiscalité influencent largement la structure de consommation des produits pétroliers, le gasoil 36 % moins cher que les essences est le carburant préféré du parc automobile, malgré un différentiel de seulement 7 % du prix sortie raffinerie. De même, elles encouragent des fraudes et des détournements au niveau du marché national, comme le mélange du lampant au gasoil et la réintroduction clandestine des produits exonérés dans les marchés taxés.

### *La compensation*

Jusqu'en 1994, la Caisse de compensation intervenait par ses subventions ou prélèvements au niveau du raffinage et de la distribution, les prix étant administrés à la production et à la consommation.

Suite à la réforme tarifaire de 1995, l'intervention de la Caisse s'est limitée à la distribution du butane, sauf depuis le blocage de l'indexation des prix en juillet 2001. Les prélèvements sur les carburants pour subventionner le butane a mobilisé en 2000 près de 180 millions de dirhams par mois. À signaler que pendant la période 1986-1994, la Caisse de Compensation réalisait des excédents financiers versés au Trésor qui, depuis la flambée des prix mondiaux, a été sollicité pour un montant de plus de 4 milliards de dirhams entre 1999 et 2001.

Cette réforme tarifaire et fiscale prépare la libéralisation totale prévue en 2009 en visant les objectifs suivants :

- assurer l'approvisionnement en produits pétroliers dans les meilleures conditions de prix et de sécurité;
- améliorer les performances et la productivité des raffineries en leur permettant ainsi qu'aux importateurs et distributeurs de saisir les opportunités du marché international pour importer les produits pétroliers quand les prix le justifient;

- stabiliser la charge fiscale sur les produits énergétiques et instaurer une équité entre différents combustibles en harmonisant les taxes qu'ils supportent;
- inciter la mise en place de l'environnement nécessaire pour encourager l'investissement privé dans le secteur;
- donner des signaux économiques tant aux producteurs qu'aux consommateurs pour orienter leurs choix sur les produits;
- automatiser le système de tarification sans procédures administratives compliquées permettant aux opérateurs d'accélérer et d'adapter leur décision aux nouvelles tendances du marché pour choisir les techniques et les investissements en conséquence.

## B. La tarification de l'électricité

Les tarifs de l'électricité sont administrés et dépendent de la tension utilisée, de la quantité consommée et de la période de consommation.

En janvier 1996, une réforme tarifaire a porté à la fois sur la structure et les niveaux des tarifs avec l'introduction du barème tri-horaire pour inciter les industriels à consommer en heures creuses en contrepartie d'une réduction des prix. Ces tarifs sont présentés comme suit (THT : Très Haute Tension, HT : Haute Tension, MT : Moyenne Tension) :

Tableau 5 : Tarification modulée de l'électricité

Niveau de tension	Prime fixe Dh/KVA/An	Heures de pointe Dh/KWH	Heures pleines Dh/KWH	Heures creuses Dh/KWH
THT et HT	280	0,9769	0,7179	0,4820
MT	291	1,0614	0,7216	0,4844

La tarification de la basse tension destinée au résidentiel et au tertiaire est basé sur les tranches de consommations mensuelles pour inciter à l'économie d'énergie. Ainsi le tarif du KWH varie de 0,8420 DH, 0,9055 DH, 0,9851 DH respectivement pour les consommations mensuelles de 0-100 KWH, 101-200 KWH, 201-500 KWh et 1,3464 DH au delà de 500 KWH.

La production de l'électricité bénéficie depuis octobre 2000 d'une réduction de plus de 50 % sur la TIC des combustibles utilisés. Cette mesure, conjuguée aux améliorations du marché électrique, notamment les concessions et les interconnexions, a permis des baisses de tarifs en 2000 de 17 % et 10 % pour l'électricité à usage industriel et agricole respectivement, le cumul des réductions depuis 1997 atteignant 28 %. Autant de mesures qui renforcent la compétitivité de notre économie.

### 2.2.5. La compétitivité législative : le Code des Hydrocarbures

Pour monter comment les réformes législatives et réglementaires peuvent améliorer la compétitivité du Maroc dans plusieurs secteurs, le Code des hydrocarbures à travers ses refontes successives va servir d'exemple.

Comme déjà montré plus haut, à chaque amélioration et simplification de la législation sur la recherche et l'exploitation des hydrocarbures, le Maroc a pu attirer un grand nombre de compagnies pétrolières, notamment après la loi de 1958 et les amendements de mars 2000 apportés à celle promulguée en 1992.

Le Code de 1958 avait l'avantage de mettre un terme au vide législatif qui existait en le détachant du code minier. Il est bâti sur les principes appliqués dans les pays producteurs et le nouveau partage « fifty/fifty » de

la rente pétrolière introduit par le Président Mattei de l'ENI italienne avec le paiement d'une royalty allant de 12,5 % à 20 % déductible ou non de la base de calcul de l'impôt sur le bénéficiaire. Les frais d'exploration sont pris en charge par le partenaire. Le BRPM en rembourse la moitié s'il y a découvertes commerciales dans le cadre des contrats d'association, ou pas du tout s'il s'agit d'accords de concession. Dans les deux cas, les dépenses de développement et d'exploitation et les bénéfices nets sont partagés à 50/50. Il a permis de relancer l'exploration pétrolière dans notre pays avant de s'essouffler au début des années 70 en raison des résultats décevants des recherches. Une analyse sérieuse aurait montré qu'il fallait l'amender pour l'adapter aux conditions difficiles du Maroc non producteur et où le risque géologique élevé demandait des avantages plus substantiels pour le balancer. Des modifications dans ce sens auraient sans doute pu faire revenir les opérateurs étrangers au moment des chocs pétroliers où les prix élevés du pétrole les auraient convaincus des possibilités de haute rentabilité en cas de découverte.

Un projet de nouvelle loi avait été proposé effectivement au début des années 80, mais le manque de réactivité diligente de l'administration avait retardé sa sortie jusqu'en 1992 dans la période où les prix du brut sont restés bas après le contre choc pétrolier et décourageait l'exploration dans le monde entier. C'est ce qui explique que la Loi 21-90 d'avril 1992, malgré les encouragements incitatifs qu'elle offrait mais qui restaient somme toute limités à des exonérations de royalties sur les premières productions de pétrole et de gaz extraites des découvertes réalisées dans les dix ans suivant sa promulgation, à l'exemption des équipements et consommables des droits de douane et de la TVA, n'a pas eu les résultats escomptés en intervenant trop tard et dans un Contexte moins favorable, d'autant que de plusieurs pays producteurs, comme l'ex URSS et l'Algérie, jusque là fermés aux sollicitations des compagnies pétrolières, leur avaient ouvert leurs portes.

L'observation plus attentive de la scène pétrolière internationale a permis de saisir plus rapidement la nécessité de réviser la loi pétrolière pour la rendre encore plus avantageuse pour les sociétés pétrolières qui étaient assidûment contactées par les campagnes de promotion fréquentes que l'ONAREP organisait. D'importantes modifications apportées au Codes des hydrocarbures d'avril 1992 sont promulguées en mars 2000. Tenant compte de la réalité du Maroc, non producteur de pétrole, les principaux amendements concernent la baisse de la participation de l'État à 25 % maximum au lieu de 50 % maximum, l'exonération du paiement de l'Impôt sur les Sociétés pendant les 10 années qui suivent la mise en production de toute découverte, l'introduction d'une Provision de Reconstitution des Gisements (PRG) déductible de l'assiette de l'IS avec obligation de la réinvestir, de la possibilité pour un concessionnaire de consolider ses comptes. Les royalties sont devenues à taux fixes et tiennent compte des difficultés de recherches. Ainsi elles sont de 10 % pour le pétrole et 5 % pour le gaz pour les zones terrestres et maritimes à moins de 200 mètres de profondeur d'eau, abaissées respectivement à 7 et 3,5 % pour l'offshore au delà de 200 mètres de profondeur d'eau. Du coup le Maroc est classé parmi les cinq meilleures lois pétrolières en remontant de la 156<sup>ème</sup> place que lui attribuait le ranking des experts pétroliers. Ce qui a permis la relance de l'exploration comme mentionnée plus haut.

## ***2.3. Résultats de la nouvelle stratégie énergétique***

### ***2.3.1. En sécurité d'approvisionnement***

La diversification des sources d'énergie et leur libéralisation ont permis de disperser le risque de rupture d'approvisionnement ou d'indisponibilité momentanés. Ainsi les interconnexions électriques suppléent aux baisses de production nationale et notamment hydroélectrique tout en permettant des échanges fructueux avec les autres pays. La constitution des stocks de sécurité et l'anticipation des mesures d'ouverture du mar-

ché pétrolier ont permis de remédier à l'immobilisation de la raffinerie de Mohammedia suite à l'incendie qui l'a ravagée en novembre 2002. Les importations de charbon permettent d'atténuer la dépendance du pétrole plus soumis aux fluctuations géopolitiques et des prix et d'arbitrer entre ses utilisations et celles du fuel selon les opportunités.

### *2.3.2. Au niveau des investissements et des financements*

Avec la stabilité politique et sociale et la clarification de l'option libérale de l'économie, le Maroc jouit de la confiance des investisseurs et des institutions financières internationales qui permet une plus grande célérité dans les réalisations des projets tout en allégeant le recours à l'endettement coûteux du passé. Ainsi, l'introduction du système des concessions dans la production électrique et sa distribution a permis de reporter sur les capitaux des groupes étrangers les investissements nécessaires pour la construction des nouvelles centrales de Jorf Lasfar et l'assainissement des réseaux de distribution d'eau et d'électricité dans les villes où la gestion déléguée a été appliquée. Ceci sans compter les transferts technologiques et de savoir-faire que ces partenariats apportent.

### *2.3.3. Sur le plan de la production énergétique*

Il est indéniable que l'ouverture accentuée sur l'extérieur a accéléré le développement de la production électrique et a contribué à mieux suivre l'accroissement rapide de plus de 6 % de la demande électrique. Les statistiques citées plus haut ont montré comment l'édification et la mise en production des deux dernières tranches thermiques de la JLEC ont permis en un temps assez court d'installer une puissance supplémentaire de 660 MW à laquelle viendra s'ajouter début 2005 les 380 MW du premier cycle combiné au gaz de Tahaddart. De même, le premier parc éolien de Tétouan en concession introduit l'utilisation de cette énergie renouvelable qui est à ses débuts.

### *2.3.4. L'impact sur les consommateurs*

N'est pas encore visible en termes de prix des produits énergétiques qui sont encore administrés en attendant leur libéralisation totale. Mais néanmoins, le blocage depuis août 1999 du régime d'indexation des prix des produits pétroliers a permis de ne pas répercuter sur le consommateur le renchérissement du cours mondial du pétrole et la baisse progressive de 28 % des tarifs de l'électricité pour les industriels tend à croître leur compétitivité. Le système de financement judicieux de l'électrification rurale en ne faisant subir au client qu'une part réduite de la charge d'installation est une subvention déguisée au tarif électrique dans le monde rural qui a permis son électrification accélérée. C'est une pratique courante admise même dans les économies les plus libérales pour favoriser l'introduction ou orienter la préférence d'une énergie. En fait, toutes ses mesures tendent à montrer que le libre fonctionnement des lois du marché ne peut pas s'appliquer dans le domaine stratégique de l'énergie et que l'intervention dosée des pouvoirs publics est nécessaire pour le réguler.

## 3. Perspectives énergétiques à l'horizon 2025

Cette partie de l'exposé sera construite sur des hypothèses les plus objectives possibles, tenant compte du développement économique du Maroc qui appellera des besoins énergétiques croissants.

### 3.1. La croissance inexorable de la demande énergétique

À l'instar de tous les pays, le progrès économique et social ainsi que l'augmentation de la population du Maroc induiront inéluctablement la croissance de sa demande en énergie commerciale.

Il faut espérer et croire que les options adoptées par le Maroc dans le cadre de la mondialisation vont opérer un véritable décollage économique avec une croissance annuelle moyenne de 6 % pendant le premier quart de ce siècle entraînant une élévation substantielle et progressive du revenu moyen par habitant de 1200  $\Omega$  aujourd'hui à 2500-3000  $\Omega$  à l'horizon 2025. Ce qui impliquera une amélioration de la consommation énergétique moyenne par individu qui sera prise comme base synthétique pour évaluer les besoins en énergie à cet horizon.

En 2003, la consommation totale en énergie commerciale est proche de 11000 Ktep pour une population d'environ 30 Millions d'habitants, soit une moyenne par marocain de 0,37 Tep. En 2012 et 2025, le Maroc compterait respectivement 38 et 47 millions Individus. Dans une première hypothèse (H1), qui suppose une progression annuelle constante de 5 % de la consommation énergétique totale, la demande s'élèverait pour ces deux années à 17000 et 32000 Ktep soit 0,45 et 0,7 TEP/habitant. Malgré ces améliorations, la consommation par tête n'est guère plus élevée en 2025 que celle enregistrée aujourd'hui pour les pays en développement. Dans la seconde hypothèse (H2), on conçoit que la modernisation exigera un meilleur confort énergétique portant ces taux à 0,7 et 1 Tep aux horizons considérés pour accroître la consommation totale à 27000 et 47000 Ktep. Ces niveaux peuvent constituer des fourchettes pour projeter la contribution des différentes énergies primaires commerciales dans la balance énergétique future.

Il est admis que le développement de l'industrialisation et des transports, notamment dans les PVD, requerra encore une consommation importante de pétrole qui restera une énergie dominante d'ici le milieu du siècle en l'absence d'énergies alternatives dans ses usages spécifiques. En raison du progrès technique qui permet un meilleur rendement énergétique et les substitutions par d'autres énergies, on peut tabler sur la baisse de la part des produits pétroliers dans la consommation énergétique totale du Maroc pour se situer à 55 % en 2012 et 50 % en 2025, cas PTS, au lieu des 60 % actuellement. Au cas où une politique conséquente de maîtrise de l'énergie est appliquée pour économiser du pétrole, un gain de 5 points pourrait être réalisé sur ces taux qui seraient alors de 50 % et 45 % respectivement, Cas ME.

### 3.2. Scenarii sur le développement des ressources nationales

#### 3.2.1. Les énergies fossiles

*Pour les hydrocarbures* la période actuelle d'exploration est cruciale. Car en effet, c'est du succès ou non des campagnes de forage en cours ou à exécuter dans les cinq prochaines années, notamment dans l'off-shore profond, que dépendra, et pour longtemps, l'avenir pétrolier du Maroc.

Si des découvertes de pétrole sont réalisées pour disons réduire de moitié la dépendance du Maroc des

produits pétroliers, cela signifie qu'elles devraient produire 4250 KTEP en 2012 et 7200 KTEP en 2025 KTEP en prenant l'hypothèse la plus basse (H1+ME), ou 6750 et 10500 KTEP, avec l'hypothèse confort moyen (H2+ME). C'est à dire que les importations seraient stabilisées à leurs niveaux d'évolution depuis les années 80 à aujourd'hui. Il est évident, que l'allègement ou l'alourdissement plus ou moins important de la facture pétrolière sera fonction de la dimension de ces découvertes, des cours du pétrole et du niveau de consommation atteint.

La probabilité que de grandes quantités d'hydrocarbures soient mises à jour en onshore est très réduite sur la foi des résultats obtenus jusqu'à maintenant et de la géologie très complexe de nos bassins.

De même, il n'est pas envisagé que du brut puisse être produit des schistes bitumineux d'ici 2025.

**Si c'est du gaz naturel qui est rencontré**, il faudra attendre 10 ans et davantage pour qu'il soit commercialisé, c'est à dire pas avant 2015, ses projets ayant un délai de maturation plus long que ceux du pétrole. D'ici là son utilisation dans la production électrique et d'autres industries n'est possible qu'à travers son importation sous sa forme gazeuse ou liquéfiée (GNL). Les projets d'électricité en cours de réalisation dans le cycle combiné de Tahaddart-1 et du thermo-solaire de Aïn Beni Mtar vont brûler du gaz provenant du Gazoduc Maghreb Europe (GME) et vont absorber 810 millions de m<sup>3</sup> de gaz. Supposant que d'autres projets du même ordre soient mis en service d'ici 2012, la contribution du gaz importé (1330 Ktep) à la consommation énergétique totale serait alors de 8 % ou 5 % selon les hypothèses envisagées. Si tous les projets identifiés actuellement sont réalisés vers 2015, hydrocracking et production d'ammoniac compris, le volume total de gaz consommé atteindrait 3 milliards de m<sup>3</sup> (2125 Ktep), ces taux resteraient du même ordre en 2025. À moins que des découvertes majeures ou qu'une coopération régionale plus large puissent permettre un emploi plus massif du gaz pour accroître ces proportions par exemple à 20 % ou 25 % et plus, comme dans l'Union Européenne. Au quel cas, il remplacerait plus significativement le pétrole et/ou le charbon.

**Pour le charbon**, il ne semble pas y avoir de chance de voir ressurgir une production locale, tous les besoins devant être couverts par des importations comme actuellement. Malgré les traitements pour le rendre plus propre, le charbon, qui reste le combustible le plus polluant, verrait sa part diminuer à 25 % puis à 20 %.

### 3.2.2. Les énergies renouvelables

**En grande hydroélectricité**, le potentiel étant en saturation, une puissance additionnelle de 500 MW à installer par moitié, constituerait un bon pronostic, et porterait la puissance totale hydroélectrique installée à 2000 MW d'ici 2012 et 2250 MW en 2025, soit, l'aléa pluviométrique mis à part, une productibilité totale de 6840 et 7700 GWH, sa part dans la consommation énergétique totale serait de 10 % et 6 % dans le cas H1, ou 7 % et 4 % dans le cas H2.

**L'énergie éolienne** est techniquement la plus au point pour produire un impact effectif sur la balance énergétique. Le triplement à chaque période des projets réalisés (53 MW) ou prévus (200 MW) actuellement porterait les puissances installées d'ici 2012 et 2025 à 800 MW et 1600 MW, soit 5 % et 3 % de la demande énergétique totale pour les deux horizons quelle que soit l'hypothèse retenue.

**Le solaire**, selon toutes les projections de l'industrie énergétique, ne connaîtra pas de saut technologique très sensible avant 2050 quand les réserves d'hydrocarbures auraient été ou seraient proches de l'épuisement. Il continuera donc d'ici 2025, au même titre que les autres énergies renouvelables, biomasse, micro et mini-hydraulique, de jouer un rôle d'appoint dans certains usages, chauffage d'eau, pompage d'eau potable et fourniture d'électricité décentralisés dans les zones rurales isolées. Multiplier par 10 en 2012 et par 20 en 2025 l'apport solaire actuel de 6 MW serait un scénario plutôt optimiste que conservatoire. Vu le caractère dispersé de leurs utilisations, ces énergies ne seront pas comptabilisées dans la balance énergétique.

Il apparaît ainsi que le développement prévu ici pour les énergies renouvelables, ne sera pas en mesure de faire la soudure avec les énergies fossiles. L'écart atteindrait alors, dans l'hypothèse H2 et économie de pétrole, 8 % en 2012 et 23 % en 2025. Sa couverture appellerait davantage le recours aux énergies fossiles, vraisemblablement du gaz dont la part dans la consommation énergétique totale serait de 13 % et 28 % respectivement à ces deux dates. Ce qui est plus en ligne avec le réalisme admis en général sur l'équilibrage du rôle respectif des différentes énergies à ces horizons.

### ***3.3. Développement du gaz dans la stratégie énergétique***

Dans sa stratégie de diversification énergétique, pour assurer une plus grande sécurité de son approvisionnement et atténuer sa dépendance du pétrole, tout en diminuant la pollution atmosphérique que cause le pétrole et le charbon, le Maroc préconise de développer l'utilisation du gaz, d'abord dans la production de l'électricité, pour l'étendre, au fur à mesure, à des usages industriels, puis ultérieurement aux secteurs tertiaire et résidentiel.

L'introduction du gaz, comme évoqué plus haut, se fera, dans une première phase, par des branchements courts sur le Gazoduc Maghreb Europe pour produire de l'électricité dans le cycle combiné de Tahaddart-1, dont la mise en service est prévue pour début 2005, et dans la centrale thermo-solaire de Ain Beni Mathar, à réaliser d'ici 2007. La royauté de passage perçue en nature du GME avec une capacité portée à 12 milliards m<sup>3</sup> à fin 2004, suffira pour ces deux projets qui consommeront environ 800 millions m<sup>3</sup>. Un second Tahaddart portera ce volume à près de 1,4 milliards m<sup>3</sup>, le payage ne suffirait plus pour le couvrir même avec le doublement de capacité du GME. Le Maroc devra acheter le complément à l'Algérie dans le cadre de son droit de réservation de capacité de 14 % maximum, royauté comprise. L'installation d'hydrocracking dans la raffinerie de la SAMIR à Mohammedia demandera 800 millions m<sup>3</sup> de gaz qui sera acheminé par une conduite de 50 Km jusqu'au pipeline existant Sidi Kacem-Mohammedia, saturant pratiquement le volume total de gaz auquel le Maroc a accès à partir du GME doublé (16 milliards m<sup>3</sup> x 14 % = 2,24 milliards m<sup>3</sup>).

Tout autre développement du gaz exige des découvertes majeures ou bien des importations. Dans la première éventualité on peut imaginer, à partir de 2015, une utilisation très large du gaz dans les industries y compris pétrochimiques à créer, dans le tertiaire et le résidentiel. Autrement, il n'est raisonnablement concevable que dans les zones de concentration industrielle le long de la côte atlantique de Kénitra à Jorf Lasfar où le volume critique de gaz nécessaire pour assurer la rentabilisation des installations coûteuses pourrait être atteint. Ce qui implique, soit la pose de nouveaux gazoducs pour importer du gaz d'Algérie, soit l'édification de stations de regazification de gaz naturel liquéfié (GNL) importé par méthaniers.

Quel que soit le cas, de tels projets requièrent d'importantes infrastructures exigeant des investissements très lourds et une gestion efficace du marché du gaz au niveau aussi bien de son organisation que de la tarification.

Dans ce but, il devient urgent que le gouvernement donne une plus grande visibilité aux acteurs gaziers futurs en promulguant le projet de Code Gazier en préparation depuis longtemps en y associant au préalable toutes les parties intéressées pour éventuellement y apporter les modifications pertinentes nécessaires. La version actuelle, assez libérale dans sa conception, tente de répondre à certaines questions importantes, comme l'octroi de concessions de longue durée aux investisseurs dans la construction des réseaux de transport et de distribution, le principe de formation des prix incluant une marge pour rémunérer les concessionnaires, l'instauration d'une autorité indépendante de régulation qui veillera à la transparence des opérations, à la bonne application des règles établies ainsi qu'à l'équité des prix facturés aux consommateurs.

Il faudra aussi trancher le problème de l'approvisionnement où il semble judicieux, du moins dans un pre-

mier temps, de créer une Centrale d'Achats sous forme de GIE réunissant les utilisateurs et qui, centralisant leurs demandes, aura un meilleur pouvoir de négociation avec les fournisseurs. Il sera aussi impératif d'établir les règles et mesures de sécurité à respecter, d'intégrer la politique du gaz dans le plan d'aménagement du territoire et les schémas directeurs d'urbanisme en prévision de l'arrivée du gaz de ville qui remplacera le butane dans nombre de ses usages etc. La réflexion devra aussi porter sur la libéralisation plus large du marché du gaz, notamment si, à plus ou moins long terme, plusieurs opérateurs devaient s'y livrer concurrence à la suite de plusieurs découvertes ou de provenance du gaz de sources différentes comme il se passe actuellement dans l'UE.

### ***3.4. Le rôle de l'état sur la scène énergétique future***

La libéralisation de l'économie ne signifie pas absence de l'État et plus particulièrement dans le domaine énergétique qui demeurera toujours un secteur stratégique vital pour tous les pays. Les événements alarmants survenus aux USA, cœur du libéralisme, faillite frauduleuse d'Enron et ruptures de fourniture d'électricité en Californie, ont montré que, comme pour la guerre, « l'énergie est assez sérieuse pour ne pas être menée que par le privé ».

Le raffinage et la distribution des produits pétroliers, aujourd'hui totalement privatisés, seront complètement libéralisés en 2010. La production et la distribution électriques sont ouverts au privé à travers le régime des concessions et d'ici 2012, l'électricité sera commercialisée sur deux marchés parallèles, l'un libre, destiné aux consommateurs industriels éligibles (THT, HT et MT) et l'autre réglementé, relevant du service public pour les secteurs tertiaire et résidentiel. Les interconnexions électriques renforcées avec l'Espagne (doublement de la capacité de 700 à 1400 MW en 2005) et l'Algérie (mise en service d'une 3ème ligne de 400 KV en 2005), vont relier le Maroc à l'horizon 2010-2015 à la boucle méditerranéenne en cours d'édification pour permettre un choix très large entre plusieurs sources d'approvisionnement. De même, le développement du gaz va entraîner la multiplication de ses provenances, de ses infrastructures et de ses opérateurs, gaz national en cas de découvertes majeures surtout en offshore, gaz importé sous ses formes naturelle et liquéfiée.

Dans cette perspective, il faut s'attendre à l'émergence d'un marché énergétique de plus en plus concurrentiel où l'appareil national de production pourrait être déstabilisé (raffinage et production électrique notamment) si dès maintenant il ne s'y prépare pas en gagnant en puissance et en compétitivité.

- **Dans la phase actuelle de transition**, il est nécessaire que l'État renforce les dispositions visant à :
  - améliorer les mesures d'encouragement aux investisseurs nationaux en alignant les taux d'intérêt sur le niveau moyen européen et en suscitant une plus grande implication du système bancaire dans la prise de risque et de participation ;
  - favoriser la création de grands groupes nationaux capables de se défendre sur le marché intérieur et de se positionner à l'international ;
  - doter la recherche pétrolière de moyens suffisants en ressources financières et humaines pour lui permettre de mettre plus efficacement en valeur les potentialités peu explorées du pays ;
  - mettre à niveau les capacités législative, réglementaire et gestionnaire de l'Administration en charge de l'énergie ;
  - consolider la visibilité des opérateurs : statut futur de l'ONE, avenir du raffinage, code gazier
- **La libéralisation quasi totale de tout le secteur énergétique à l'horizon 2012** va amener l'État à jouer

plus un rôle de contrôle et de régulation que d'intervention directe. Dans ce contexte il aura pour missions de :

- Définir, en concertation avec les acteurs du secteur, les grandes orientations stratégiques et veiller à leur application : sécurité d'approvisionnement, équilibre régional, protection de l'environnement, établissement des normes pour les produits et les installations, mesures fiscales et d'encouragement pour orienter le choix des investisseurs et des consommateurs vers les énergies à promouvoir ;
- Assurer le bon fonctionnement des marchés : respect des règles de concurrence, absence de positions monopolistes ou d'ententes illicites pouvant affecter le niveau des prix au détriment des consommateurs, conditions d'accès des tiers aux réseaux ;
- Arrêter les modalités de son intervention pour corriger les mécanismes de marché impropres : subventions des produits énergétiques de première nécessité en faveur des couches populaires les plus vulnérables, distorsions préjudiciables à l'intérêt national (suspension du système de fixation des prix comme actuellement avec le blocage de l'indexation) ;
- Établir les règles de contrôle et d'audit par les organismes indépendants de régulation ainsi que leur composition (professionnels et administration) : observation de la tarification des produits énergétiques, arbitrage des conflits, sanctions ;
- Intégrer dans sa vision les implications induites par les conventions internationales et régionales (UE, accords de libre échange avec les USA) et notamment les engagements futurs dans l'UMA (principes de subsidiarité, législations et réglementations supra nationales etc.).

### ***3.5. Développement humain et énergie au maroc***

L'énergie c'est la vie, sans elle pas de développement économique et a fortiori humain.

Il faut reconnaître que jusqu'à maintenant, malgré les efforts déployés depuis 50 ans d'indépendance, le Maroc n'a pas encore réalisé son véritable décollage économique. Les réformes adoptées depuis les années 90 vont certainement permettre d'ouvrir une ère nouvelle de développement économique et social de notre pays dans le cadre de la démocratie et de l'économie libérale et sociale dans lesquelles il s'est définitivement engagé.

Le retard économique, l'analphabétisme, le système de santé, le bas niveau des revenus de la majorité de la population, ont aujourd'hui plus d'impacts négatifs sur le développement humain qui souffre de ce fait de l'accès encore très faible aux énergies commerciales dont la consommation est de moins de 0,4 Tep par habitant et par an en 2003, en dessous de la moyenne de 0,6 Tep dans les pays en développement.

Plus gravement, l'isolement « énergétique » auquel le monde rural a été longtemps tenu est pour une grande part responsable de son sous développement prononcé : très bas taux de scolarisation, manque d'équipements sanitaires et d'eau potable, saccage des forêts, exode rural. Tous ces phénomènes s'y sont traduits socialement par le travail épuisant surtout des femmes qui, en plus des travaux domestiques et des champs, se chargent du ramassage du bois de chauffe et du puisement de l'eau potable de plus en plus lointains en raison de la déforestation et du recul de la nappe phréatique. Ce qui explique les taux d'avortement et de mortalité infantine ainsi que d'emploi des enfants plus forts qu'en milieu urbain.

Le Programme d'Électrification Rurale Globale (PERG) lancé 1996 avec comme objectif de généraliser l'accès à l'électricité à l'ensemble du territoire national en 2007 ainsi que la pénétration plus large du butane et des énergies renouvelables permettent progressivement de remédier à cette situation en urbanisant le monde rural qui, avec la modernisation de l'agriculture et d'autres secteurs économiques, jouira d'un mode

et d'un niveau de vie meilleurs. Ce qui fera reculer la part de déforestation imputable au ramassage inorganisé du bois, combustible principal dans les campagnes.

Les industries et les transports terrestres ne sont pas très développés au Maroc pour que leurs émissions en CO<sub>2</sub> et autres gaz ou particules nocifs puissent entraîner une pollution atmosphérique et une dégradation de l'environnement massives et généralisées comme dans les pays industrialisés. Ces manifestations sont réelles mais limitées aux zones de concentration des activités économique et industrielle de la côte atlantique de Kénitra à Jorf Lasfar et tout particulièrement à Casablanca-Mohammadia où se trouvent les installations les plus anciennes dont la conception ne souciait guère à l'époque de leur construction (années 60 et 70) d'impact environnemental. De même, rouler avec du gasoil à 10000 ppm combiné à la vétusté et au manque d'entretien des véhicules ne favorisent pas tellement la pureté de l'air dans nos villes et nos routes.

La promulgation de la loi sur l'environnement prévoyant que tous les grands projets doivent inclure une étude d'impacts sur le plan local, régional et national et recevoir au préalable l'aval d'une commission nationale comprenant les représentants de l'Administration, des collectivités locales et de la société civile avant d'être réalisés, doit être en mesure de réduire très sensiblement les préjudices environnementaux qui pourraient en découler.

La mise à niveau des raffineries pour aligner la qualité des carburants sur les normes européennes, essence sans plomb, gasoil à 350 puis 50 ppm, parallèlement à l'introduction des pots d'échappement catalytique et à la réduction de la consommation de carburants au fur et à mesure du renouvellement du parc des véhicules apporteront une amélioration certaine pour limiter les émissions dues au secteur des transports en expansion rapide. Il est nécessaire en attendant d'appliquer avec plus de rigueur les décisions prises contre les rejets industriels en mer et dans les rivières et contre les pollueurs de la circulation, et en premier lieu les transports publics.

Il faudra aussi mettre à profit tous les mécanismes de financement prévus par le protocole de Kyoto et les institutions internationales (MDP, FFEM, GEF, FPC) et mobiliser toutes les opportunités de coopération internationale et régionale pour moderniser notre appareil de production par des outils plus propres et plus respectueux de notre patrimoine naturel.

## *Conclusion et résumé*

La problématique énergétique au Maroc n'a pas évolué depuis l'indépendance et demeure caractérisée par : la faiblesse des ressources nationales en énergies fossiles, un bas niveau de la consommation par habitant, des importations et une facture énergétique de plus en plus lourdes en raison d'une dépendance plus marquée de ses approvisionnements extérieurs, notamment en produits pétroliers qui continuent de dominer sa balance énergétique.

Dans le cadre de la mondialisation, le Maroc a opté pour une stratégie d'ouverture et de libéralisation économique dans laquelle s'inscrit la politique énergétique adoptée depuis 1990 et qui englobe :

- La privatisation de l'aval pétrolier
- La libéralisation progressive puis totale en 2009 des produits pétroliers avec le démantèlement douanier
- La réforme tarifaire et fiscale des produits pétroliers par indexation sur leurs cotations à Rotterdam et neutralisation fiscale entre les différents produits énergétiques
- La production et la distribution concessionnelles de l'électricité dont le marché grands consommateurs industriels dits « éligibles » sera libéralisé d'ici 2012

- La diversification des ressources et sources d'énergies : importation de charbon et d'électricité à travers les interconnexions avec l'Algérie et l'Espagne, afin de réduire la domination du pétrole
- La promotion des énergies renouvelables (hors hydraulique d'ailleurs en saturation) : éolien, solaire, biomasse et autres
- L'encouragement à la recherche pétrolière dont la relance depuis 2000, et notamment en offshore profond, porte tous les espoirs d'un éventuel changement du paysage énergétique marocain si des découvertes majeures sont réalisées
- Le développement du gaz d'abord à travers le GME puis par utilisation du gaz national en cas d'éventuelles découvertes importantes et/ou recours à son importation sous sa forme naturelle et/ou liquéfiée
- L'accès du monde rural à plus d'énergie commerciale à travers le PERG et le développement des énergies renouvelables.

Dans la perspective du développement économique et énergétique du pays dans le contexte d'une plus grande libéralisation, l'État est appelé à préparer l'appareil énergétique national pour faire face à la vague de concurrence à laquelle il va s'affronter et à concevoir son rôle futur plus comme une autorité de contrôle et de régulation que d'acteur direct du marché énergétique. À cet effet il sera nécessaire de renforcer la capacité législative, réglementaire et gestionnaire de l'Administration en charge de l'énergie.

Le développement humain au Maroc souffre de son énergétisation limitée due à son retard économique et au bas niveau des revenus des populations qui en découle. Le développement économique et social prévu, en entraînant une élévation des niveaux de vie, va impliquer un accroissement de la consommation énergétique notamment d'origine fossile. Il est, par conséquent, nécessaire de renforcer les législations et réglementations en voie de formation pour édicter des normes et des comportements plus stricts pour réduire son impact sur l'environnement qui actuellement n'est sensible que dans la zone de concentration économique et industrielle de l'axe Casablanca-Mohammedia.