

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

## **UNIVERSITE MENTOURI CONSTANTINE**

**FACULTE DES SCIENCES ECONOMIQUES**

**ET SCIENCES DE GESTION**

**THESE DE DOCTORAT D'ETAT**

**Option : Théorie du développement**

# **LES ELEMENTS D'EFFICACITE D'UNE POLITIQUE ENERGETIQUE**

Présentée et soutenue par  
recherche

**SLOUGUI Zoubir**

Directeur de

**KERDOUN Azzouz**

Devant le Jury :

<b>Président :</b>	<b>CHARABI Abdelaziz</b>	<b>Professeur</b>	Université Mentouri Constantine
<b>Rapporteur :</b>	<b>KERDOUN Azzouz</b>	<b>Professeur</b>	Université Mentouri Constantine
<b>Examineurs :</b>	<b>KHELIF Amor</b>	<b>Professeur</b>	Université d'Alger
	<b>HAMAMDA Med.</b>	<b>Maitre de</b>	Centre universitaire
	<b>Tahar</b>	<b>Conférences</b>	de Khenchla
	<b>LARABA Mouloud</b>	<b>Maitre de</b>	Université Mentouri
		<b>Conférences</b>	Constantine
	<b>DJERMANE Rebai</b>	<b>Maitre de</b>	Centre universitaire
		<b>Conférences</b>	de Khenchla

**Année Universitaire 2009-2010**

## **Remerciements**

Je remercie le professeur KERDOUN Azzouz, pour avoir accepté de diriger ce travail et pour les encouragements qu'il m'a apportés tout au long de sa préparation.

J'adresse également mes remerciements aux :

Professeur CHARABI Abdelaziz qui a bien voulu présider le jury malgré un emploi du temps chargé.

Professeur KHELIF Amor qui m'a fait l'honneur de participer à cette soutenance en dépit de ses nombreuses activités pédagogiques et scientifiques.

Docteur HAMAMDA Mohamed Tahar pour son soutien et ses conseils.

Docteur LARABA Mouloud pour sa disponibilité.

Docteur DJERMANE Rebaï pour les débats que nous avons eu l'occasion d'engager sur cette recherche.

A Doudja

A Redha

A Moncef

## Résumé

La libéralisation des marchés (notamment gaziers), couplée à la spéculation financière et aux perspectives d'épuisement des ressources fossiles a affecté les équilibres énergétiques mondiaux. Cette évolution pose avec force la question de l'utilité d'une politique énergétique. Même les partisans du « tout marché » qui rejettent le bien fondé d'une telle mesure reconnaissent, aujourd'hui, la nécessité de l'intervention de la puissance publique dans la gestion des crises énergétiques. La dégradation environnementale est perçue comme un effet externe « justifiant » l'engagement de l'Etat. Ce sont également les Etats qui assurent la sécurité des approvisionnements à long terme et préconisent des actions de régulation pour freiner les fluctuations erratiques des prix. Ces préoccupations expliquent la tendance des comportements des pouvoirs publics à devoir remédier aux imperfections du marché. La revendication d'un partage plus équitable de la rente minière en faveur des pays producteurs devrait aller au-delà de la stabilisation des cours des matières premières. La problématique de la récupération de la rente, aussi pertinente soit-elle pour réajuster le rapport de force entre les acteurs, doit s'élargir à une préoccupation plus large intégrant la gestion à long terme des ressources épuisables. Une allocation intertemporelle satisfaisante des ressources passe, donc, par la détermination d'un « juste prix » des produits miniers. La politique énergétique algérienne ne doit plus être articulée sur une vision en termes de valorisation externe des hydrocarbures. La maximisation de la rente énergétique, certainement louable du point de vue d'une juste rémunération des ressources non renouvelables, accélère cependant l'épuisement des réserves et installe l'économie nationale dans une situation de dépendance chronique

vis-à-vis du pétrole et du gaz. La véritable question à débattre se rapporte, alors, à l'impérieuse nécessité d'élaborer une véritable stratégie économique devant assurer un développement durable, d'autant que la démarche consistant à continuer à faire des revenus énergétiques le moteur de la croissance a largement montré ses limites. Le nouveau contexte énergétique international caractérisé par une demande atone des combustibles fossiles, l'essor des gaz non conventionnels, l'inquiétude environnementale, plaide pour une révision des choix énergétiques de l'Algérie, justifiée en outre par une augmentation significative de la consommation nationale. Dans le cadre des changements susceptibles d'être introduits dans la gestion du secteur énergétique, la priorité devrait être accordée à la réduction du rythme d'extraction et des volumes d'exportation de pétrole et de gaz. Cette attitude prudente contribuera, sans nul doute, à mettre le pays à l'abri de risques de devenir à long terme importateur d'énergie et préserver l'avenir des générations futures.

**Mots clés : Politique Énergétique –Marché – Régulation– Rente Minière –  
Prix**

## LISTE DES ABBREVIATIONS

<b>AAPG:</b>	American Association of Petroleum Geologists
<b>AIE :</b>	Agence Internationale de l'Energie
<b>APRU</b>	Agence pour la Promotion et la Rationalisation de l'Energie
<b>ASPO:</b>	Association for the Study of Peak Oil
<b>BAfD :</b>	Banque Africaine de Développement
<b>BM:</b>	Banque Mondiale
<b>BP:</b>	British Petroleum
<b>CME:</b>	Conseil Mondial de l'Energie
<b>CREG :</b>	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
<b>FMI:</b>	Fond Monétaire International
<b>FPEG :</b>	Forum des Pays Exportateurs de Gaz
<b>GNL :</b>	Gaz Naturel Liquéfié
<b>GOR :</b>	Gas Oil Ratio
<b>IFP :</b>	Institut Français du Pétrole
<b>MEM :</b>	Ministère de l'Energie et des Mines
<b>OCDE :</b>	Organisation pour la Coopération et le Développement Economique
<b>OPEP :</b>	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
<b>PNME :</b>	Programme National de Maitrise de L'Energie
<b>SPE:</b>	Society of Petroleum Engineers
<b>USGS:</b>	United States Geological Survey

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Producteurs traditionnels et nouveaux entrants dans l'industrie pétrolière : Quelques exemples	P	57
Tableau 2 : Production d'électricité par région et par filière (TWh)	P	82
Tableau 3 : Production d'électricité par région et par filière (%)	P	82
Tableau 4 : Evolution du parc électrique mondial à l'horizon 2050	P	83
Tableau 5 : Exemple théorique 1	P	99
Tableau 6 : Exemple théorique 2	P	100
Tableau 7 : Principaux indicateurs	P	148
Tableau 8 : Economies d'énergie et réduction de CO <sub>2</sub>	P	156
Tableau 9 : Evolution de la consommation nationale par produit	P	159
Tableau 10 : Consommation nationale par agrégat	P	161
Tableau 11 : Consommation finale par produit	P	162
Tableau 12 : La consommation finale par secteur d'activité	P	163
Tableau 13 : Evolution de la consommation nationale d'énergie entre 2007 et 2020	P	164
Tableau 14 : Evaluation de la concurrence sur les marchés gaziers	P	170
Tableau 15 : Comparaison et taux de dépendance gazière des 3 grandes régions de consommation	P	177
Tableau 16 : Développement du réseau de transport du gaz	P	187
Tableau 17 : Réserves plus production de pétrole et de gaz en méditerranée	P	206

en 2006

Tableau 18 : Exportations Algériennes d'hydrocarbures en Association : SONATRACH- firmes étrangères	P 208
Tableau 19 : Quantités commercialisées par compagnies (en milliards de m <sup>3</sup> /an) (Transport par gazoduc et méthanier)	P 210
Tableau 20 : Comparaison des taux de croissance annuels du PIB entre pays producteurs et importateurs d'hydrocarbures (pays a revenu intermédiaire) pour l'année 2007 (en %)	P 219
Tableau 21 : Les principaux exportateurs de GNL en 2009 (en milliards de m <sup>3</sup> )	P 223
Tableau 22 : Usines de regazéification mises en services et en projet	P 224
Tableau 23 : Les principaux opérateurs de méthaniers	P 228

## Liste des graphes :

Graphe 1 : Part de marché par filière (Tableaux 5 et 6)	P 101
Graphe 2 : Consommation par filière (Tableau 5)	P 102
Graphe 3 : Consommation par filière (Tableau 6)	P 103
Graphe 4 : Part de marché par filière dans le monde	P 104
Graphe 5 : Consommation d'énergie par filière dans le monde	P 105
Graphe 6 : Evolution de la part d'énergie d'origine non fossile	P 110
Graphe 7 : Variations des intensités énergétiques primaires et finales (1990 - 2006)	P 118
Graphe 8 : Impacts des changements de structure du PIB (1990 – 2006)	P 119
Graphe 9 : Consommations spécifiques de carburant des voitures neuves (litres/100Km)	P 121
Graphe 10 : Prix de l'essence TTC	P 124
Graphe 11 : Ventilation sectorielle du PIB en 2006 (en pourcentage)	P 145
Graphe 12 : Structure de la Production Primaire en millions de TEP	P 150
Graphe 13 : Évolution de la demande énergétique totale dans certains pays européens	P 173
Graphe 14 : Production et consommation de gaz en Union Européenne	P 174
Graphe 15 : Origine du gaz importé dans les Etats Union Européenne	P 176
Graphe 16 : Consommation d'énergie primaire en Méditerranée, 2006	P 205
Graphe 17 : Les principaux chantiers de construction de méthaniers.	P 227
Graphe 18 : La production des gaz non conventionnels aux Etats Unis	P 230
Graphe 19 : L'approvisionnement des Etats Unis en Gaz sur la période 2009-2030	P 232

# Table des matières

<b>Introduction Générale</b>	P	1
<b>Chapitre I: Rente Minière et Théorie des Ressources Epuisables</b>		8
<b>Introduction</b>	P	8
<b>1. La Notion de Rente : Un Survol Théorique</b>	P	8
<b>2. La répartition de la rente</b>	P	13
2.1. La formation du cartel	P	13
2.2. L'émergence des « Indépendants »	P	16
2.3. La création de l'OPEP	P	17
<b>3. La Théorie des Ressources Epuisables</b>	P	20
3.1. Position du problème : La formalisation de la règle de Hotelling.	P	22
3.2. Les fondements de la théorie des ressources épuisables	P	25
3.3. La théorie du « Peak Oil » (pic de production pétrolière)	P	30
3.3.1. La notion de « réserves »	P	30
3.3.2. Le concept de « Peak Oil »	P	32
<b>Conclusion</b>	P	35
<b>Chapitre II : Fonctionnement des marchés et stratégies des opérateurs</b>		
<b>Introduction</b>	P	37
<b>1. Le Fonctionnement des Marchés</b>	P	37
1.1. Le marché spot	P	38
1.2. Les contrats Netback (ou de valorisation)	P	41
1.3. Les contrats de vente à la formule	P	42

1.4.	Nouveau système de commercialisation et effet sur les prix	P	43
1.5.	Les marchés financiers	P	44
1.5.1.	Le marché à terme	P	44
1.5.2.	L'impact de la spéculation	P	45
1.5.3.	Spéculation et marchés pétroliers	P	47
<b>2.</b>	<b>Les Structures de Marché</b>	P	50
2.1.	La concurrence : le cas de l'industrie pétrolière	P	51
2.2.	Le monopole naturel : Le cas de l'industrie gazière (industrie de réseau)	P	58
2.2.1.	Le développement des industries de réseau	P	59
2.2.2.	Les conditions d'un fonctionnement optimal des réseaux	P	61
2.2.3.	La déréglementation des industries de réseau	P	62
2.2.3.1.	La théorie des coûts de transactions : les principales hypothèses	P	65
2.2.3.2.	L'intégration verticale	P	67
2.2.3.3.	Le monopole de l'industrie gazière	P	69
2.2.3.4.	La théorie des marchés contestables; Argument de l'ouverture à la concurrence	P	70
<b>3.</b>	<b>Les Principaux Marchés Énergétiques</b>	P	73
3.1.	Le marché du gaz naturel	P	76
3.1.1.	Le marché du gaz aux Etats-Unis	P	77
3.1.2.	Le marché du gaz en Europe	P	78
3.2.	Le marché du charbon	P	80
3.3.	Le marché du nucléaire	P	85

<b>4. La stratégie des opérateurs</b>	P	89
4.1. La stratégie énergétique des firmes	P	89
4.2. La stratégie énergétique des Etats	P	92
<b>Conclusion</b>	P	94
<b>Chapitre III : l'Efficacité Energétique</b>	P	96
<b>Introduction</b>	P	96
<b>1. La Notion de Substitution Energétique</b>	P	98
1.1. La substitution partielle	P	99
1.2. La substitution réelle	P	101
1.3. Les substitutions énergétiques dans le monde	P	103
<b>2. Le Concept de Transition Energétique</b>	P	107
2.1. L'accroissement de la demande	P	108
2.2. L'approvisionnement énergétique à long terme	P	108
2.3. Les étapes de la transition énergétique	P	110
2.4. Progrès technique et transition	P	112
<b>3. Eléments d'Efficacité Energétique</b>	P	116
3.1. Les objectifs globaux des politiques d'efficacité énergétique	P	116
3.2. Les mesures d'efficacité énergétique	P	122
<b>Conclusion</b>	P	130
<b>Chapitre IV : La Politique Energétique Nationale</b>	P	131
<b>Introduction</b>	P	131
<b>1. Les Principales Phases du Développement du Secteur des Hydrocarbures</b>	P	134
1.1. L'étape coloniale	P	134

1.2.	La récupération des ressources	P	135
1.3.	Le renforcement du contrôle de l'Etat	P	137
1.4.	L'ouverture du secteur des hydrocarbures	P	138
<b>2.</b>	<b>Les Lignes Directrices de la Politique Energétique</b>	P	139
2.1.	Elargir le patrimoine énergétique national	P	140
2.1.1.	L'exploration	P	141
2.1.2.	La conservation	P	141
2.1.3.	La promotion des énergies de substitution	P	141
2.2.	Préserver des réserves stratégiques	P	142
2.3.	Utiliser et exploiter rationnellement l'énergie	P	142
2.4.	Etablir des niveaux d'exportations compatibles avec les besoins financiers	P	142
2.5.	Les moyens à mettre en œuvre	P	143
2.5.1.	La valorisation des hydrocarbures	P	143
2.5.2.	La satisfaction de la demande nationale	P	143
2.5.3.	L'adaptation de la politique d'exportation	P	144
<b>3.</b>	<b>Evaluation et Perspectives de la Politique Energétique Nationale</b>	P	144
3.1.	Evaluation sommaire de la politique énergétique	P	144
3.2.	Perspectives	P	149
<b>4.</b>	<b>Le Modèle de Consommation Energétique Nationale</b>	P	151
4.1.	L'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie : rôle et missions	P	153
4.2.	Le Programme National de Maitrise de l'Energie	P	154

4.3.	La politique des prix des produits énergétiques	P 157
4.4.	Evolution des Tendances de la Consommation Nationale d'Energie	P 159
4.5.	Evolution de la Consommation Finale	P 161
<b>5.</b>	<b>La Problématique Gazière en Algérie : Eléments introductifs</b>	P 166
5.1.	La "Directive Gaz" de l'Europe : les aspects fondamentaux	P 167
5.2.	La dépendance gazière de l'Europe	P 172
5.3.	La stratégie des principaux fournisseurs du marché Européen	P 177
5.3.1.	La stratégie de GAZPROM	P 178
5.3.2.	La stratégie de STATOIL	P 180
<b>6.</b>	<b>La Stratégie de SONATRACH</b>	P 180
6.1.	La politique d'exportation gazière : Objectifs et contraintes	P 184
6.2.	La gestion optimale des ressources gazières	P 191
6.2.1.	Retour sur les évolutions marquantes	P 191
6.2.2.	Les alternatives	P 196
6.3.	L'intégration gazière Euro-méditerranéenne	P 203
6.4.	Les implications du syndrome Hollandais	P 214
6.5.	Les enjeux du gaz naturel liquéfié et des gaz non conventionnels	P 221
6.5.1.	Le gaz naturel liquéfié	P 222
6.5.2.	Les gaz non conventionnels	P 229
	<b>Conclusion</b>	P 234
	<b>Conclusion Générale</b>	P 236
	<b>Bibliographie</b>	P 243

**Résumé en Anglais**

P 254

**Résumé en Arabe**

P 255

## Introduction Générale

Le nouveau paradigme de la croissance fondé sur l'économie de la connaissance et celle de l'immatériel (la part des services dans le processus de création des richesses ne cesse d'augmenter) a relativement atténué l'intérêt porté aux ressources naturelles perçues par leurs détenteurs comme source de développement économique et social.

La détérioration des termes de l'échange (capacité du pouvoir d'achat des exportations d'un pays mesurée en termes d'importations) entraînant des relations asymétriques au détriment des pays producteurs, les avantages comparatifs censés apporter un surplus d'efficacité à ces pays, relèveraient selon la pensée dominante<sup>1</sup> d'une problématique surannée.

A la fin des années 70, en effet, le commerce international n'est plus régi par une relation simpliste d'échanges de produits primaires des pays du Sud contre des produits élaborés des pays du Nord. La Globalisation a « unifié » les produits. Pourtant le débat sur les matières premières ressurgit ces derniers temps. La hausse continue et quasi-généralisée des cours associée à la raréfaction des réserves et la dégradation environnementale (réchauffement climatique, émission de gaz à effets de serre) a fait rebondir de façon spectaculaire sur le devant de la scène la question de la place de ces ressources dans l'économie mondiale. Le secteur minier est redevenu attractif pour les investisseurs, les grandes firmes s'étant lancées dans des opérations intenses de fusions-acquisitions<sup>2</sup> encouragées du reste, par des résultats financiers exceptionnels. Les états ne sont pas en marge de cette dynamique, les uns

---

<sup>1</sup> Il est fait référence ici aux théories sur la mondialisation.

<sup>2</sup> Les fusions EXXON-MOBIL, BP-AMOCO, TOTAL-PETROFINA illustrent parfaitement la stratégie de concentration du capital des grandes compagnies dans le secteur pétrolier.

(producteurs) cherchant à revaloriser leurs richesses, les autres (consommateurs) à sécuriser leurs approvisionnements.

La financiarisation des activités énergétiques portée par le développement des produits dérivés (sur les hydrocarbures), mais aussi par la spéculation sur le lien entre prix du pétrole et cours du dollar confirme, pour sa part, le retour au premier plan à la valeur stratégique des produits miniers. Ceux-ci ont retrouvé une fonction de valeur-refuge dans un contexte de crise financière internationale, poussant les opérateurs à prendre des positions sur les marchés de ces produits devenus une nouvelle classe d'actifs.

Les ressources naturelles dont le retour sur les marchés internationaux est, donc incontestable, soulèvent cependant la problématique de leur gestion. C'est autour de cette préoccupation et des enjeux (économiques, financiers, politiques, sociaux) du secteur minier que s'organise la présente recherche. L'attention sera focalisée sur les ressources énergétiques en raison des fortes turbulences qui les affectent et des incertitudes qui pèsent sur leur évolution.

Le débat sur le prix optimal d'une ressource épuisable est récurrent. Il s'est exprimé avec beaucoup d'intensité durant la décennie 1930, en particulier aux Etats-Unis, à une période où les réserves de brut de ce pays chutaient fortement. L'analyse de Harold HOTELLING développée en 1931 avait, alors, suggéré une solution à la question de savoir comment doit se comporter, à long terme, le prix d'une énergie non renouvelable.

Les travaux sur ce thème pertinent, un moment oublié, ont largement repris à l'occasion du premier choc pétrolier où la crainte d'un épuisement des ressources, à l'échelle mondiale cette fois-ci, s'est lourdement fait ressentir. Il devenait, ainsi,

urgent pour les pays producteurs de réfléchir à une juste valorisation de leur patrimoine énergétique, notamment les hydrocarbures appelés à se raréfier. Les choix pour ces pays s'articulaient autour de deux approches conformes à la théorie Hoteliennne. La première consiste à intensifier l'exploitation à court terme pour maximiser les revenus, ce qui risque d'accélérer l'extinction des réserves. La seconde privilégie d'inscrire l'extraction dans la longue durée permettant ainsi de préserver les gisements.

Les termes de ce débat posent en définitive le délicat problème de la gestion intertemporelle des ressources épuisables. L'hypothèse de l'immuabilité d'un stock en terre à extraire devient de plus en plus plausible du fait que le déclin des réserves constitue une tendance lourde, même si les stratégies d'innovation permettent, temporairement de repousser le délai d'épuisement (réalisation de nouvelles découvertes) ou de concevoir des substituts (backstop technology).

La réduction inexorable des combustibles fossiles, le manque de compétitivité des énergies nouvelles et renouvelables, le rejet pour certains d'entre elles par la société, constituent autant d'indices révélateurs des limites du modèle de croissance énergétique aujourd'hui prédominant.

La sensibilisation actuelle sur le spectre d'une crise énergétique donne lieu à de multiples interprétations : les uns y voient une saturation des capacités de production des pays producteurs entraînant à moyen et long terme un profond déséquilibre entre offre et demande des produits. Les autres contestent certains choix (Nucléaire, biocarburants) jugés incohérents.

Jusqu'à ce jour, le processus de sélection en matière de technologies énergétiques s'est basé essentiellement sur des critères de rentabilité à court terme en

évacuant des décisions prises les coûts sociaux engendrés ou coûts externes. Il s'agit de développer l'énergie susceptible de générer le plus de profit dans des délais très courts, au détriment des sources ne présentant pas d'intérêt immédiat.

Or une évaluation technologique correcte devrait cibler l'ensemble des sources d'énergie et définir l'usage de chacune en fonction de ses spécificités propres. En d'autres termes il convient d'examiner le système énergétique dans sa globalité, pour ensuite le décomposer en sous-systèmes, en sachant que ceux-ci sont interdépendants, afin de déterminer quelles sont les technologies qui satisfont le mieux aux objectifs de chacun d'entre eux.

Le caractère capitalistique affirmé des technologies énergétiques, le comportement oligopolistique des firmes tendant à imposer une technologie dominante, font que seul l'Etat, garant de l'intérêt général, est susceptible de promouvoir une politique globale cohérente de l'énergie fondée sur un pluralisme de filières ( pétrole, gaz, charbon, nucléaire, éolien, biomasse...).

Le rôle de l'Etat est en effet de décider de la politique énergétique à conduire, d'en définir les priorités, autrement dit d'organiser et orienter les choix énergétiques dans une direction économiquement rentable et socialement acceptable.

La croyance dans les mécanismes régulateurs du marché assurant efficacité et équité est de plus en plus battue en brèche. Qu'un risque de pénurie se produise comme aux Etats-Unis récemment (la compagnie BP est difficilement parvenue à colmater la fuite du pétrole du gisement offshore dans le golfe du Mexique) et l'on évoque de nouveau la nécessaire intervention de l'Etat pour corriger les défaillances du marché. C'est aussi, fondamentalement le secteur public qui supervise les mesures

d'efficacité énergétique dictées par le défi environnemental et les contraintes sur l'approvisionnement.

La déréglementation sur la plupart des marchés des matières premières et leur extrême volatilité s'accompagne de risques supplémentaires que la collectivité doit prendre en charge. Ces effets négatifs contrastent donc avec les bienfaits supposés de l'ouverture à la concurrence (baisse des prix au profit du consommateur) et jettent un doute sur les vertus du marché. Ceci étant, l'implication de l'Etat dans la gestion des ressources énergétiques n'est pas un gage de performance et peut aboutir parfois à l'exact contraire, c'est-à-dire à l'inefficacité du secteur. L'incapacité des pays producteurs à gérer de manière durable et équitable la rente tirée de l'exploitation de leurs gisements le prouve amplement. Tous ces pays exportateurs, à l'exception de la Norvège qui a réussi à utiliser judicieusement ses revenus pétroliers, sont affectés par le syndrome Hollandais, phénomène qui traduit une véritable situation de dépendance à l'égard du secteur minier.

La controverse sur la place respective du marché et de l'Etat reste de ce fait entièrement posée. Dans les années 1950, la mission de l'Etat était de résorber le déficit énergétique généré par la guerre (1939-1945). Le secteur public, alors en situation de monopole devait entreprendre les investissements nécessaires pour faire face à l'indisponibilité des ressources.

Depuis 1980, la préoccupation centrale dans l'industrie minière gravitait autour de la compétitivité internationale. Les firmes privées devenaient le principal instrument de régulation de l'activité énergétique dans le monde. Le recul du rôle de l'Etat au profit de la régulation par le marché pose alors la lancinante question de l'organisation optimale des industries énergétiques de réseau.

L'élaboration d'une politique énergétique rationnelle doit s'articuler sur des critères d'efficacité. L'objectif de ce travail est aussi de déterminer ces critères, c'est-à-dire, définir les éléments d'une gestion optimale des ressources minières.

Pour ce faire nous adopterons la démarche suivante :

Le premier chapitre vise, dans un souci pédagogique, à clarifier les concepts de « Rente minière » et « Ressources épuisables ». La présentation sommaire de ces notions permet d'appréhender que la rente est l'émanation d'un rapport de force entre les acteurs du champ énergétique (producteurs, consommateurs, firmes) et qu'à cet égard elle peut constituer un frein à la mise en œuvre d'une politique énergétique cohérente.

Le deuxième chapitre s'intéresse au fonctionnement des marchés dans un contexte de financiarisation des activités énergétiques ainsi qu'au développement des industries de réseaux. Il essaie de mettre en exergue, la stratégie des opérateurs face à l'évolution des structures de marché.

Le troisième chapitre examine les éléments concrets permettant d'assurer le passage à l'efficacité énergétique. Il insiste sur les moyens à réunir pour réussir sans choc la transition énergétique.

Le quatrième et dernier chapitre analyse dans une perspective historique la politique énergétique Algérienne. Il s'efforce d'identifier les points de rupture-continuité avec la logique énergétique dominante à l'échelle mondiale et formuler

une série de propositions susceptibles de mieux préserver et valoriser les ressources du pays.

## **Chapitre I: Rente Minière et Théorie des Ressources Epuisables**

### **Introduction**

L'évolution énergétique mondiale est assez largement marquée par les mécanismes de création-appropriation de la rente minière. L'enjeu tient probablement au poids considérable des matières premières dites énergétiques dans la croissance économique et les échanges internationaux, mais aussi au caractère non renouvelable des ressources naturelles (énergies fossiles notamment).

La contrainte d'épuisement pose, donc, la question de la sécurité d'approvisionnement à laquelle il importe de trouver des alternatives économiquement acceptables, en même temps qu'elle soulève la problématique de la rareté. Quel est le juste prix d'une ressource épuisable, autrement dit quelle valeur attribuer à cette ressource dans le cadre d'une gestion optimale à long terme ?

Ce chapitre se propose, au travers d'une présentation très sommaire sur le concept de rente et la théorie des ressources épuisables, d'apporter quelques éléments de réponse à cette interrogation.

### **4. La Notion de Rente : Un Survol Théorique**

Historiquement, au 19<sup>ème</sup> siècle, c'est l'économiste classique D. RICARDO <sup>3</sup> qui a développé la notion de rente en la définissant comme l'expression de la rareté d'une ressource naturelle, en l'occurrence la terre. Pour cet auteur, la rente foncière résulte de l'hétérogénéité des terres cultivables qui sont la propriété non pas des exploitants capitalistes, mais des propriétaires terriens.

---

<sup>3</sup> RICARDO. D (1971) : « Des principes de l'économie politique et de l'impôt » Paris, Flammarion

Si l'on entreprend de classer les terres existantes par ordre de fertilité décroissante, sachant que la production est vendue dans tous les cas au même prix sur le marché, il est possible de déterminer la terre la moins fertile dite « marginale » qui néanmoins sera cultivée dans la mesure où elle n'entraîne pas de perte.

En ce sens, la rente foncière agricole apparaît comme une prime de fertilité, de productivité de la terre, puisque la terre la plus fertile perçoit une rémunération supérieure à celle de la terre la moins fertile. La différence entre les revenus perçus constitue, pour RICARDO, la rente différentielle. En d'autres termes, la rente est déterminée par le mécanisme des prix. Une hausse de ces derniers, consécutive à un accroissement de la demande sur les biens agricoles, permet de mettre en valeur les terres les moins fertiles à des coûts supérieurs et crée du coup une rente pour les terres les plus fertiles.

En outre c'est la limitation de la production pour les différentes superficies qui explique l'existence de la rente. Car s'il était possible de produire toute la quantité souhaitée sur la terre la plus fertile, il n'y aurait plus de rente. Cela corrobore l'idée que la rente est essentiellement l'expression de la rareté.

Essayons de transposer, maintenant, la théorie de la rente foncière, forgée pour la sphère agricole, au domaine minier.

Sur le plan temporel, on peut avancer que la question de la rente minière est étroitement liée à la volonté des pays producteurs (d'hydrocarbures et de minerais) de récupérer leurs ressources et contrôler leurs gisements. L'histoire des nationalisations

est, à cet égard, édifiante et peut être interprétée comme une bataille pour la maîtrise des prix de l'énergie sur le marché international et de la rente qui leur est associée.

C'est dans les années 1970, qu'est née l'idée de la revalorisation des ressources minières détenues par les pays producteurs dont l'objectif consiste à récupérer une partie de la rente auparavant accaparée par les firmes et les états consommateurs. Le quadruplement des prix du pétrole décidé par l'OPEP en 1973 s'inscrit, en effet, dans cette revendication, celle de s'approprier la rente qui leur était indument confisquée.

Avec l'internationalisation des marchés pétroliers imposant un prix unique fondé sur le coût marginal (coût du dernier gisement mis en exploitation), c'est-à-dire sur le coût de la production le plus élevé, les producteurs qui subissent un coût moins élevé bénéficient de rentes différentielles. C'est le cas du brut du Moyen Orient produit à des coûts relativement bas comparativement au pétrole Nord-Américain dont les coûts d'exploitation sont élevés.

La rente différentielle minière se définirait, ainsi, comme l'écart de coût entre des ressources exploitées simultanément, ou comme la différence entre le prix de production effectif dans le secteur considéré (ici le secteur minier) et le prix individuel de production. Et du moment que les ressources minières sont non renouvelables, donc épuisables selon les rythmes d'exploitation retenus dans le temps, la rente minière elle aussi, à l'instar de la rente foncière, exprime un phénomène de rareté. De plus la raréfaction de certains minerais fait que leurs processus de reproduction ne peuvent pas être mis en œuvre avec certitude à l'échelle mondiale. Cette situation met en position

favorable les propriétaires des ressources en leur permettant de prélever une rente de monopole.

Dans la réalité, cependant, il faut modérer l'importance du pouvoir de monopole des pays producteurs dont la position sur le marché international s'est dégradée ces dernières années.

Hormis l'OPEP dont le pouvoir de régulation de l'offre de pétrole et du niveau de fixation de son prix reste limité, aucun pays ou regroupement de pays miniers n'est parvenu à imposer une rente conséquente pour l'exploitation et la commercialisation de ses produits.

Pour imposer une rente de monopole aux firmes et aux états consommateurs, il faut non seulement détenir les gisements, mais contrôler l'ensemble du process de fabrication des produits miniers, c'est-à-dire l'extraction, le transport, la transformation et la distribution. D'une certaine manière, la rente de monopole est fondée sur un rapport de forces entre états miniers, états consommateurs et compagnies internationales. Dire cela nous permet de comprendre que depuis la nationalisation des intérêts étrangers, les revenus des états producteurs se sont améliorés. Etant propriétaires du sous-sol, mais devenus également détenteurs de capital, ces états ont pu augmenter le montant de leurs rentes.

Les rentes de monopole sont prélevées par le propriétaire-exploitant du gisement, par le capitaliste minier qui contrôle en amont et en aval le process et par l'état consommateur par le biais de la fiscalité. Elles naissent de l'écart important entre le prix de marché des produits miniers et leur prix de production.

D'autres formes de rentes différentielles peuvent être distinguées. Si l'on se place dans le cadre de l'industrie pétrolière, par exemple, il est possible de définir les catégories suivantes :

- La rente de qualité est liée à la densité et la teneur en soufre des bruts et se traduit par des prix de valorisation différents.
- La rente de situation se rattache à la distance entre les lieux de consommation par rapport aux zones de production. Les opérateurs les plus proches des centres de consommation bénéficient d'une rente de position
- La rente de substitution provient de l'écart entre le coût marginal de l'énergie alternative et le prix international du pétrole.

Le processus de formation de la rente ayant été mis en évidence, et faisant apparaître celle-ci comme la différence entre le prix de marché et le prix de production d'une part, et entre différents prix de production d'autre part, il convient d'examiner maintenant la logique de partage de cette rente.

La rente énergétique constitue un enjeu économique et géopolitique considérable. La lutte pour son accaparement crée des antagonismes en plaçant les protagonistes dans un rapport de force. C'est ce rapport de force opposant capital pétrolier et états pétroliers dans le prélèvement d'une rente maximale que nous allons analyser.

La problématique de la récupération de la rente revient, alors, à étudier l'évolution du secteur énergétique. Nous présenterons dans ce qui suit les étapes les plus marquantes de cette évolution.

## **5. La répartition de la rente**

L'analyse de la répartition de la rente énergétique peut être appréhendée comme une analyse en termes de rapport de force opposant des agents économiques inégaux : le capital minier qui exerce une domination sans partage sur l'industrie minière mondiale, des nouvelles firmes qui cherchent à s'y établir au regard des profits considérables qu'elle génère, et les pays producteurs qui désirent récupérer une source de richesse dont ils ont été indument dépossédés et pouvant contribuer à leur développement.

Historiquement il est possible de distinguer trois grandes étapes marquant la formation et l'inégale appropriation de la rente pétrolière.

- La première étape correspond à la naissance des Majors qui se sont constitués par la suite en cartel international. Cette période s'est étalée entre 1870 et 1950, soit sur près d'un siècle.

- La deuxième étape intervient avec l'émergence des sociétés indépendantes. Elle débute en 1950 pour prendre fin en 1970.

- La troisième étape est liée à la montée en puissance des pays producteurs et coïncide avec la création de l'OPEP.

### **5.1. La formation du cartel**

A sa naissance aux Etats Unis, l'industrie pétrolière était caractérisée par une situation de concurrence parfaite (atomicité des producteurs, transparence des prix, faibles barrières à l'entrée et à la sortie de la branche) et par un mouvement irrégulier de l'offre et des prix des produits pétroliers.

L'attractivité du secteur va susciter la convoitise des grandes firmes et transformer radicalement cette situation. De nouvelles stratégies vont être mises en place. La création de la Standard Oil of New Jersey dans les années 1870 qui dispose dès l'origine d'un monopole sur le transport et progressivement sur le raffinage est fondée sur le souci de l'intégration verticale de la société. Le contrôle amont et aval des activités (production, transport, raffinage, distribution) lui permet en effet de fixer les prix affichés et de les imposer ensuite aux autres producteurs, maximisant ainsi l'effet multiplicateur de la rente (maximisation des profits joints).

La position hégémonique de la Standard lui a facilité, par ailleurs, l'absorption des autres entreprises exerçant dans le secteur pétrolier. D'autres stratégies exigeant des moyens conséquents ont permis à certaines firmes américaines de se développer et de rejoindre entre la fin du 19<sup>ème</sup> siècle et le début du 20<sup>ème</sup> siècle le cartel, malgré les barrières technologiques et financières que ce dernier a érigé à l'entrée de la branche. Ainsi en est-il de la création de deux grandes firmes, TEXACO et GULF nées de la fusion du capital bancaire et du capital industriel.

L'industrie pétrolière en Europe est apparue plus tardivement. C'est d'ailleurs la Standard qui assurait l'alimentation en produits pétroliers du continent européen jusqu'à quasiment la fin du 19<sup>ème</sup> siècle.

La Royal Dutch/SHELL est créée en 1907. Elle dispose dès le départ, d'une assise financière importante du fait de la fusion des sociétés dont elle résulte, SHELL et Royal Dutch qui s'occupent de segments différents dans l'industrie pétrolière. La stratégie de ce groupe repose sur la recherche systématique d'approvisionnement au niveau mondial.

Possédant une flotte pétrolière relativement abondante, la société est en mesure de transporter le brut extrait dans les zones de production éloignées vers les marchés de consommation. Cet avantage couplé à la politique de l'intégration verticale qu'elle mène la positionne dans la concurrence internationale avec les firmes déjà établies et lui permet de participer au partage de la rente prélevée aux différents niveaux du processus de production.

En 1909, le régime juridique particulièrement favorable des concessions en IRAN a conduit à la création de l'APOC, une autre « major » européenne. L'importance des gisements découverts et l'appui financier de l'Etat anglais permirent un développement rapide de la société dont le champ d'action s'étendit à d'autres pays du Moyen Orient. Comme les autres majors, l'objectif de l'APOC est de s'intégrer verticalement afin de bénéficier de la totalité de la rente.

Jusqu'au années 1950, l'industrie pétrolière est organisée autour des majors. Ces compagnies affirment leur présence au Moyen Orient dont on découvre progressivement l'étendue des réserves, prennent conscience de l'aspect stratégique de la sécurité des approvisionnements révélé par la deuxième guerre mondiale, et de la faiblesse des coûts d'exploitation des gisements entraînant la création d'une très forte rente.

Les sociétés du cartel pétrolier se font, certes, parfois concurrence, mais elles ont depuis les années 1930 conclu des pactes portant sur la gestion de la production et des approvisionnements, ainsi que sur le mode de détermination des prix. L'accord d'Achnacarry témoigne si besoin est d'une volonté d'entente pour réguler les marchés.

Ces stratégies n'ont pu, évidemment, s'imposer que parce que les compagnies ont réuni les conditions nécessaires à l'exercice de leur pouvoir hégémonique, c'est-à-dire des moyens financiers considérables, des ressources de pétrole facilement accessibles, l'intégration verticale.

Si la cartellisation de l'industrie pétrolière pendant cette première période qui va jusqu'à la fin de la seconde guerre mondiale a permis la constitution et l'accumulation d'énormes profits accaparés par les majors, elle a en même temps encouragé l'émergence de nouveaux acteurs sur la scène énergétique mondiale désireux de faire évoluer le rapport de force en leur faveur en participant dorénavant au partage de la rente.

## **5.2. L'émergence des « Indépendants »**

L'entrée de nouveaux agents au sein de l'industrie pétrolière internationale traduit un nouvel équilibre. Le cartel pétrolier voit son pouvoir de domination amoindri en raison d'une nouvelle approche en matière de politique énergétique des pays consommateurs (développer l'exploration nationale, sécuriser les approvisionnements à faible coût, politique de conservation de ressources), alors que les nouveaux entrants vont se développer grâce à l'appui financier de leurs Etats. C'est ainsi que de nouvelles sociétés américaines (Standard Oil of Ohio, GETTY) vont émerger. Le déclin de la production américaine (épuisement des réserves) et l'augmentation des coûts internes de production constitueront d'autres facteurs favorables à leur développement à l'international.

La même stratégie sera adoptée un peu plus tard par les firmes européennes (ENI en 1953, HISPANOIL) et japonaises (Japanese Export Oil Company) dont l'implantation à l'étranger (Amérique Latine, Moyen Orient) était dictée par le souci de s'assurer un approvisionnement régulier en hydrocarbures. L'irruption de ces nouveaux agents (sociétés d'Etat des pays consommateurs, petits producteurs américains) concurrençant de fait le cartel aboutit à l'établissement de nouveaux rapports avec les pays producteurs concrétisés par la signature de nouveaux contrats d'exploitation : contrats d'association (Joint Venture) et contrats d'entreprise. En outre, la nouvelle législation plus favorable aux nouveaux acteurs, reflète une modification des règles de partage de la rente pétrolière. Ce changement est davantage perceptible avec l'avènement de l'OPEP.

### **5.3. La création de l'OPEP**

Prenant conscience du rôle déterminant des hydrocarbures dans le fonctionnement de l'économie internationale et réagissant à une baisse des prix affichés servant d'assiette fiscale au calcul de leurs royalties (redevances pétrolières), les pays producteurs décident de créer l'OPEP, une organisation dont l'objectif est de coordonner les actions en matière de régulation des marchés pétroliers.

A la fin des années 1950 (en février 1959 exactement), les sociétés du cartel imposent une diminution unilatérale de 18% des prix affichés du brut des pays du Golfe. Une nouvelle réduction des prix affichés de 18% intervient en Aout 1960, résultante de la concurrence que se livrent les majors, les indépendants américains et les entreprises d'Etat européennes. C'est en réaction à cette baisse de revenus des états

pétroliers et à l'imposition par les Etats Unis d'un quota sur les importations de pétrole<sup>4</sup> que fut donc créée le 14 septembre 1960, à Bagdad, l'OPEP.

La conséquence immédiate de cette décision fut la hausse des prix affichés à la fin des années 1960<sup>5</sup>, une réévaluation annuelle de ces prix tenant compte de l'inflation et une formule d'indexation aux variations des taux de change visant à sécuriser les revenus contre les dévaluations du dollar consécutives à la rupture du système monétaire international de Bretton Woods en Aout 1971. La montée en puissance de l'OPEP est entérinée par le premier choc pétrolier de 1973 qui revêt un caractère autant politique qu'économique. Peut être bien plus que la récupération de la rente, c'est l'affirmation politique de la maîtrise de leurs ressources que les Etats pétroliers ont voulu mettre en exergue. Cette tendance à la prise du pouvoir par l'OPEP se confirme lors du deuxième choc pétrolier de 1979.

Il convient, cependant, de relativiser le contrôle du marché pétrolier par l'OPEP. D'abord parce que l'organisation des Etats pétroliers ne contrôle que 40% de la production mondiale et ne peut par conséquent stabiliser à elle seule le marché international soumis à de fortes fluctuations. Ensuite les prix du brut restent déterminés par les fondamentaux du marché, même si des paramètres extra-économiques interfèrent dans la formation de ces prix tels les facteurs liés à la spéculation et la géopolitique.

---

<sup>4</sup> Il s'agissait alors de protéger la production nationale américaine face aux importations de pétrole bon marché. Les Etats Unis, premier fournisseur du monde occidental pendant les deux guerres mondiales, devinrent importateurs nets de pétrole en 1947.

<sup>5</sup> Le prix de l'Arabian Light (brut léger de référence de l'Arabie Saoudite) passe de 1,8 dollars par baril en 1970 à 2,9 dollars en 1973. Dix mois plus tard, en décembre 1973, ce prix grimpe à 11,6 dollars par baril, soit quatre fois plus.

Si les états pétroliers sont arrivés à négocier, à partir des années 1970, un nouveau partage de la rente, ils n'ont pas su asseoir en revanche les conditions de l'accumulation et d'introversion du secteur des hydrocarbures. Leurs économies, à des degrés divers, demeurent fragiles car la réalisation de la croissance repose sur une seule ressource, du reste, non renouvelable.

L'augmentation des prix du pétrole entraînant de facto une augmentation des revenus des Etats pétroliers a, certes, permis une reconfiguration du marché énergétique, mais elle n'a pas profondément modifié les conditions de fonctionnement de l'industrie pétrolière internationale. Bien au contraire la rente des pays producteurs a contribué à créer un nouveau marché pour les pays industrialisés. De plus la mise à disposition des états consommateurs d'une fraction importante des revenus des Etats pétroliers <sup>6</sup> leur a permis de financer leur déficit budgétaire et mener à bien leurs programmes de recherche -développement.

Les décisions prises par les Etats pétroliers en matière de régulation de l'offre de brut pour stabiliser les prix ne sont pas aussi autonomes qu'on le pense et apparaissent plutôt comme le résultat d'un compromis entre les différents acteurs.

Pour parler en termes de rente, les changements introduits dans les rapports de création-accapuration de ce surplus, plus en faveur des Etats pétroliers, n'a pas fondamentalement entamé le pouvoir de monopole exercé par le capital pétrolier sur le secteur minier.

---

<sup>6</sup> Excédents non exploités au niveau interne

Cette position dominante l'autorise naturellement à continuer à prélever des rentes importantes et préparer confortablement la reconversion énergétique. Face à cette situation, les pays producteurs n'ont d'autre choix que de gérer plus rationnellement leurs ressources, au demeurant, épuisables. La rareté des ressources fossiles pose, alors la question de leur évaluation. Les développements qui suivent tenteront de répondre à cette préoccupation.

## **6. La Théorie des Ressources Epuisables**

La question de l'épuisabilité des ressources naturelles a très tôt attiré l'attention des économistes. A la fin du 18eme siècle W.S. JEVONS <sup>7</sup>se pencha sur le problème de la rareté croissante du charbon en Grande Bretagne où commençait à régner un sentiment d'insécurité. Son analyse le conduisit à conclure que l'amenuisement des réserves charbonnières constituait une menace pour la croissance de l'économie du pays et pesait sur sa position concurrentielle.

Un peu plus tard, au début du 19eme siècle, les économistes classiques D.RICARDO et T. R. MALTHUS <sup>8</sup> s'intéressèrent au risque de disparition des ressources naturelles et particulièrement au rôle que jouait la terre comme facteur de production. L'un (Ricardo) prédisait une progression inéluctable de l'économie vers un « état stationnaire » en raison de la rareté des terres cultivables et de leur fertilité décroissante.

---

<sup>7</sup> JEVONS. W. S. (1865), « The coal question », Mac Milan and Co

<sup>8</sup> RICARDO D. (1993), « Des principes de l'économie politique et de l'impôt » Flammarion.  
MALTHUS T.R. (1992), « Essai sur le principe de population » Garnier. Flammarion.

L'autre (Malthus) constatait un déséquilibre insurmontable entre l'accroissement de la population et la limitation des ressources disponibles<sup>9</sup>.

Au 20ème siècle, il a fallu attendre la publication de l'article de H. HOTELLING<sup>10</sup> en 1931 et sa redécouverte dans les années 1970 à la faveur de la crise énergétique pour voir réapparaître la crainte d'un épuisement des ressources naturelles. Une ressource naturelle est considérée dans l'absolu comme un stock non renouvelable dont l'exploitation conduit fatalement à son épuisement. Il en est ainsi des combustibles fossiles (pétrole, gaz) qui existent en quantités finies. La rareté des énergies fossiles pose alors la question de leur nécessaire remplacement et plus précisément du coût de leur substitution. De la valeur attribuée à cette rareté dépendra la gestion optimale de la période de transition.

Jusqu' à l'avènement du premier choc pétrolier (1973), la question du non renouvellement des ressources fossiles a été négligée en raison, notamment, de leur grande disponibilité et des faibles prix qui leur étaient affectés. L'ère du pétrole abondant et bon marché laissait, alors, peu de place à la réflexion sur la gestion des ressources énergétiques. Les changements intervenus dans la décennie 70 (hausse des cours, tensions sur l'offre, nécessité de substituts) ont fourni à certains analystes<sup>11</sup> l'occasion de relancer

---

<sup>9</sup> Pour Malthus, la population croît selon une progression géométrique tandis que les ressources augmentent selon une progression arithmétique.

<sup>10</sup> HOTELLING, H. (1931), «The Economics of Exhaustible Resources», in *Journal of Political Economy*, Vol 39, n°2.

<sup>11</sup> - SOLOW, R.M. (1974), « The Economics of Resources or the Resources of Economics » in *American Economic Review*, n° 64.

- STIGLITZ, J. (1976), « Monopoly and the Rate of Extraction of Exhaustible Resources » in *American Economic Review*, Vol.66, n°4.

La mesure de la rareté d'une ressource naturelle non renouvelable est un thème pour lequel la théorie économique a manifesté beaucoup d'intérêt. Outre de nombreuses contributions récentes, deux études historiques retiennent particulièrement l'attention :

le débat autour de l'exploitation rationnelle des ressources minières esquissé au début des années 1930 aux Etats Unis à une période où la peur d'un épuisement proche des hydrocarbures devenait persistante. Dans ce climat de pénurie annoncée, l'auteur s'attaqua à la problématique de la mesure de la rareté de ces ressources. Il en dégagait que la véritable mesure de cette rareté est sa valeur en terre, ou la rente de rareté que lui attribue le marché. C'est cette variable qui mesure, en effet, le sacrifice du producteur pour s'accaparer de l'unité marginale du stock de ressources non exploité. Or la rente est étroitement liée au prix des ressources. Nous essayerons de montrer en quoi, précisément, la théorie des ressources épuisables nous aide à comprendre l'évolution à long terme de ce prix.

L'apport de la théorie économique aux questions énergétiques<sup>12</sup> sera limité, dans le cadre de cette présentation, à une interprétation non exhaustive de la règle de Hotelling. Dans un premier temps, nous en exposerons la version formalisée. Dans un deuxième temps, nous aborderons les fondements du modèle, ce qui nous permettra d'évaluer par la suite ses chances d'application. Nous examinerons, enfin, le concept de « peak oil » comme élément de validation de la règle.

### **6.1. Position du problème : La formalisation de la règle de Hotelling.**

La principale caractéristique des ressources épuisables est leur rareté. Cette contrainte a suscité la réflexion autour de la gestion optimale des gisements miniers. Le

---

- GRAY, L (1914) « Rent under the Assumption of Exhaustibility » in *Quarterly Journal of Economics*, Vol.28, n°28.

- BARNETT.H. et CHANDLER.M.(1963) «Scarcity and Growth: The Economics of Natural Resources Availability» in the John Hopkins Press

<sup>12</sup> Les théories les plus marquantes, outre celle de Hotelling, concernent la théorie de l'innovation, la théorie des externalités, et la théorie de la « financiarisation » des produits énergétiques.

propriétaire d'une ressource non renouvelable guidé par le souci de maximiser la valeur actualisée de ses futurs revenus se retrouve confronté à un double problème, celui du rythme d'extraction et celui de l'évolution du marché de l'énergie. Pour savoir quel doit être le prix d'équilibre d'une ressource épuisable, il faut alors faire intervenir le principe économique de l'arbitrage selon lequel deux actifs soumis au même risque doivent rapporter le même taux de rendement.

Un stock de ressources épuisables en terre est parfaitement assimilable à un actif. L'acquisition d'une réserve de minerai exige une dépense immédiate, mais permet de procurer des gains ultérieurs grâce à l'augmentation de la valeur de ce minerai au cours du temps. En admettant que tous les actifs financiers rapportent un même taux d'intérêt, pour que l'investissement dans la ressource bénéficie du même rendement qu'un placement au taux d'intérêt, il est nécessaire que le prix d'achat de la réserve à un temps donné soit égal à tout ce que va rapporter la réserve dans le futur, actualisé au taux d'intérêt.

Considérons que  $e^{-\gamma t}$  est la valeur présente actualisée d'un revenu monétaire acquis après un temps  $t$  suivant un taux d'intérêt  $\gamma$  fixe dans la durée<sup>13</sup>. En vertu du principe d'arbitrage, on peut avancer que l'exploitant de la ressource restera indifférent entre offrir une unité de minerai au temps  $t_0$  en contrepartie d'une somme  $p_0$  ou l'offrir au temps  $t$  pour un prix  $p_0 e^{\gamma t}$ .

---

<sup>13</sup> La présentation très sommaire de la règle de HOTELLING que nous développons ici a pour but de mettre en exergue les principales conclusions dégagées par Hotelling .

Dans un contexte de concurrence parfaite comme le suggère la règle de HOTELLING, le prix d'une ressource non renouvelable doit évoluer en fonction du paramètre temps et du taux d'intérêt de telle sorte que :

$$p = p_0 e^{\gamma t}$$

Cette égalité signifie qu'une quantité de minerai que l'on appelle  $q$  et pouvant être extraite à n'importe quel moment sera forcément fonction du prix  $p$  et du temps  $t$ , c'est-à-dire :

$$q = f(p, t)$$

En outre, si l'on suppose que  $a$  constitue la quantité totale de minerai disponible, et  $T$  représente la date d'épuisement du stock, on peut écrire :

$$\int_0^T q dt = \int_0^T f(p_0 e^{\gamma t}, t) dt = a$$

à la date  $T$ , la quantité  $q$  produite sera nulle et l'on obtiendra :

$$f(p_0 e^{\gamma T}, T) = 0$$

Ce résultat conduit à deux conclusions selon HOTELLING

- à l'équilibre le prix d'une ressource non renouvelable intègre une rente de rareté.

- le déclin progressif des gisements miniers dans le temps entraîne un accroissement du prix de façon telle qu'à la date d'épuisement  $T$ , le prix  $p_0 e^{\gamma T}$  atteint un niveau où la demande s'annule.

## 6.2. Les fondements de la théorie des ressources épuisables

La détermination du juste prix d'une ressource épuisable repose, selon Hotelling, sur la valeur du stock de cette ressource en terre, de sa progression au cours du temps et du rythme d'extraction en fonction des structures de marché en vigueur : concurrence, monopole.

Un stock de ressources non renouvelables est, par nature, limité. L'extraction d'une quantité donnée de ressources au temps  $T$  diminue d'autant le stock et rend impossible, en théorie du moins, cette même extraction au temps  $T+1$ . Un accroissement des prix couplé aux capacités d'innovation de l'industrie permet, il est vrai, d'accéder à de nouvelles découvertes ; mais place, à terme, les producteurs dans une situation inconfortable : les gains qu'ils réalisent aujourd'hui par le biais d'une augmentation des prix risquent d'être annihilés demain avec l'épuisement accéléré des réserves. L'irréversibilité des ressources fossiles non reproductibles physiquement impose, par conséquent, aux propriétaires qui cherchent à optimiser<sup>14</sup> leurs revenus (ou la rente liée à l'écart entre le prix de marché et le coût de production) de prendre en compte toute la trajectoire d'exploitation. Car il convient de faire remarquer ici que la rente minière est qualitativement différente de la rente foncière. Le concept de rente minière requiert un caractère dynamique en ce sens qu'il accorde une importance décisive à la dimension temporelle, alors que le concept de rente foncière est par définition statique, le facteur temps n'étant pas déterminant. De plus, l'extraction d'une

---

<sup>14</sup> L'optimum consistant à égaliser le revenu marginal au coût marginal conformément à la théorie néo classique n'opère plus dans ces conditions car cela omettrait le fait que la dernière unité exploitée, aujourd'hui pourrait rapporter un bénéfice net dans le futur qui est sacrifié si on l'extrait dans l'immédiat.

ressource minière conduit inévitablement dans le temps à son épuisement. Ce n'est pas le cas dans la production agricole du moment que l'exploitation du sol est un processus répétitif se poursuivant à l'infini.

Cette spécificité de la rente minière explique alors pourquoi, au contraire de la rente foncière, elle se dissipe au fur et à mesure de la réduction des réserves, ce qui met les propriétaires de ressources devant un arbitrage : accélérer l'extraction dans l'immédiat, autrement dit substituer une vente présente à une vente ultérieure, ou à l'inverse conserver pour plus tard le revenu tiré de la ressource, ce qui revient à substituer une vente ultérieure à une vente présente.

La valeur d'extraction est égale au prix de vente diminué du coût d'extraction, alors que la valeur de non-extraction est constituée par le coût d'opportunité de l'épuisement de la ressource, qui pour la dernière unité produite doit égaler la valeur d'extraction. A l'évidence, tant que la valeur de l'extraction est supérieure au coût, l'exploitant préfère continuer à extraire; mais il gèlera la production au moment où le coût augmentera plus vite que la valeur unitaire d'extraction. Ce comportement rationnel du propriétaire d'une ressource non renouvelable lui permet de bénéficier d'une rente de rareté entraînant, selon Hotelling, le prix à croître à un taux égal au taux d'actualisation au fur et à mesure que l'on s'approche de l'épuisement, la limite étant atteinte lorsque le prix de cette ressource coïncide avec le prix de son substitut. Il est possible, alors, d'en dégager le sentier optimal d'évolution du prix suivant la structure de marché prédominante :

- En situation de concurrence pure et parfaite, le prix de la ressource épuisable doit croître au rythme du taux d'actualisation (ou taux d'intérêt réel).

- En situation de monopole, c'est la rente qui doit croître au taux d'actualisation.

L'analyse de l'évolution du prix du pétrole semble conforter ce résultat. James Hamilton<sup>15</sup> en fait brillamment la démonstration. Si l'on désigne par  $R_t$  la rente d'épuisabilité égale à l'écart entre le prix  $P_t$  et le coût marginal d'extraction  $C_t$ , soit  $R_t = P_t - C_t$ , et si l'exploitant de la ressource extrait ce pétrole et place la rente au taux d'intérêt  $i$  (égal au taux d'actualisation), son profit s'élèvera l'année suivante à  $R_t (1+i)$ . Dans le cas où ce profit est, alors, supérieur à la rente qu'il pourrait prélever en repoussant l'extraction, c'est à dire quand  $R_t (1+i) > R_{t+1}$ , l'exploitant avantagera la production immédiate à celle du futur, alors qu'il retarderait l'extraction dans la situation contraire.

En somme, l'optimum est atteint avec  $R_t(1+i) = R_{t+1}$ , soit :

$$(P_{t+1}) - (C_{t+1}) = (1+i) (P_t - C_t)$$

Autrement dit, la rente doit croître à un taux égal au taux d'intérêt, ce qui paraît cohérent avec le modèle de Hotelling.

Pour maximiser la rente tout au long du cycle d'extraction, les propriétaires doivent donc limiter l'offre de manière à ce que la hausse du prix induite réduise la consommation à l'approche de l'épuisement de la ressource et favorise, du coup,

---

<sup>15</sup> Hamilton. J (2008) «Understanding Crude Oil Prices », WP, Department of Economics, University of California, San Diego, May, 2008.

l'émergence de substituts. La transition énergétique serait ainsi assurée sans choc, ce qui fait dire à certains analystes que la théorie Hotellienne permet de gérer l'épuisement d'une ressource non renouvelable au mieux de l'intérêt collectif et de celui des exploitants. C'est d'ailleurs avec un certain succès que cette approche a été utilisée pour interpréter les deux chocs pétroliers de 1973 et 1979.

- Le premier peut s'apprécier comme le passage d'une situation où le cours du brut avoisinait son coût marginal (les prix et les coûts du pétrole fluctuaient dans une moyenne de 0,5 \$ à 1,5 \$/bbl) à la prise en compte du caractère non-renouvelable de la ressource. Au début des années 70, en effet, la demande mondiale du pétrole progressait plus fortement que l'offre<sup>16</sup> provoquant un déséquilibre qui, amplifié par des contraintes géopolitiques (guerre d'octobre 1973) a poussé les prix à la hausse. Cette augmentation correspond, en fait, à l'intégration de la rente de rareté au prix, le marché anticipant le déclin des réserves pétrolières<sup>17</sup> sur la période considérée. Les prix du brut auraient, donc, tendance à refléter sa rareté et non les coûts d'exploitation, ce qui semble concorder avec la règle de Hotelling.

- Lors du second choc pétrolier, les pays producteurs renforcent leur contrôle sur les ressources, ce qui peut s'interpréter comme une volonté d'imposition d'un pouvoir de monopole. La fixation de quotas de production par l'OPEP n'est, d'ailleurs, que l'expression d'une rente de monopole, les pays exportateurs cherchant par ce mécanisme à optimiser leurs revenus. Cela s'est traduit par un accroissement des prix se situant nettement au dessus des coûts de

---

<sup>16</sup> En raison d'une croissance économique rigoureuse dans les pays développés.

<sup>17</sup> Entre 1960 et 1970, le ratio réserves/production est tombé de 40 ans à 30 ans.

production<sup>18</sup>, validant de nouveau l'approche Hotellienne. Cette dernière, faut-il le souligner, continue de représenter explicitement ou implicitement la référence pour de nombreux spécialistes en économie de l'énergie<sup>19</sup>. D'aucuns n'hésitent pas à l'appliquer pour analyser la situation actuelle du marché pétrolier.

- La volatilité des prix du brut, en particulier dans les phases décroissantes du cycle, obéit à une dynamique de court terme. Car dans le long terme, les cours du pétrole augmenteront inéluctablement, compte tenu de la déplétion des gisements et des préoccupations environnementales.

- Les principaux pays producteurs (les pays de l'OPEP essentiellement), détenant les plus grandes réserves, tentent de réguler l'offre en l'adaptant constamment à la demande. L'objectif visé à travers cette action est de stabiliser leurs recettes futures (la rente) c'est-à-dire préserver leurs intérêts à long terme.

Force est de constater, à partir de ces exemples, que le modèle de Hotelling, intégrant des hypothèses très restrictives<sup>20</sup>, offre les outils théoriques permettant d'appréhender certains aspects de la dynamique de l'industrie pétrolière internationale. Il en est ainsi de la notion de « Peak Oil ».

---

<sup>18</sup> A la fin des années 70, les coûts de production dans les pays du Golfe persique ne dépassaient guère les 2 \$/bbl, alors que le prix du marché oscillait autour de 40 \$ /bbl.

<sup>19</sup> ARTUS P. (2005) « Un Baril à 300\$ » *La Tribune*, décembre 2005

<sup>20</sup> Existence d'un substitut abondant, absence d'incertitude sur la demande ultérieure, c'est à dire sur la date à partir de laquelle les ressources seront épuisées, situation de concurrence pure et parfaite.

### **6.3. La théorie du « peak oil» (pic de production pétrolière)**

L'absence de consensus sur la question du pic de la production pétrolière renvoie à de sérieuses controverses entre adversaires et partisans de l'existence ou non de la limitation des ressources fossiles.

- Les premiers considèrent que les prévisions de raréfaction des ressources établies antérieurement, n'ont jamais été vérifiées. Mieux, elles ont toujours été démenties puisque les pénuries annoncées ont largement été repoussées.

- A l'opposé de cette thèse, les seconds estiment comme très improbables de nouvelles découvertes très significatives d'hydrocarbures, ce qui entraîne forcément, un déclin de la production au cours du temps.

La divergence entre les deux points de vue se fonde, dès lors, sur l'échéance à laquelle la production atteindra son maximum, en fait sur la notion de « réserves » qu'il convient de préciser.

#### **6.3.1. La Notion de « Réserves »**

Une grande confusion entoure la notion de « réserves ». Pour certains, ce concept a un sens strictement physique, tandis que d'autres lui donnent une connotation économique. Autrement dit, les réserves sont physiquement limitées donc épuisables mais économiquement reproductibles. Quoiqu'il en soit, à partir de 2050, échéance retenue par les optimistes par rapport au peak oil, l'extraction se fera essentiellement à partir des pétroles de haute technologie caractérisés par un coût marginal très élevé (autour de 70 dollars par baril). En outre, les quantités découvertes n'augmentent pas au

même rythme que la consommation. C'est ce qui rend imprécis le concept de réserves prouvées et confère à l'évaluation des ressources un caractère incertain. Mais sans rentrer dans les détails de ce débat, il importe d'exposer les catégories fréquemment utilisées dans la littérature énergétique.

En économie d'énergie il est utile de distinguer entre ressources et réserves. Les ressources sont constituées par les quantités d'hydrocarbures, récupérables ou non, contenues dans les gisements ; tandis que les réserves correspondent au stock d'hydrocarbures identifié, récupérable aujourd'hui ou exploitable ultérieurement, dans des conditions techniques déjà mises en œuvre. La notion de « ressources » a donc un caractère général, contrairement à celle de « réserves » qui est plus précise. Le concept de réserves recouvre, en effet, des grandeurs mesurables. Il est d'usage courant de différencier entre réserves prouvées, réserves probables et réserves possibles<sup>21</sup>.

- Les réserves prouvées sont présentées par les spécialistes comme les réserves découvertes, récupérables avec une forte certitude (une probabilité de 95%), et économiquement exploitables compte tenu du prix du marché et de la technologie disponible. Ces réserves sont estimées à un peu plus de 1000 milliards de barils.

- Les réserves probables correspondent aux réserves découvertes mais non exploitées. Elles consistent en une extrapolation de ressources potentielles fondée sur la connaissance des données géologiques. On admet globalement que ces réserves ont, dans une hypothèse faible, 50% de chances d'être exploitables

---

<sup>21</sup> Une classification assez rigoureuse de ces notions est suggérée par les organismes suivants :

- AAPG : American Association of Petroleum Geologists
- SPE : Society of Petroleum Engineers
- WPC : World Petroleum Congress

avec les moyens technologiques et les conditions économiques du moment. Les réserves probables sont évaluées à 300 milliards de barils.

- Les réserves possibles, quant à elles, portent sur les quantités de pétrole dont la probabilité d'existence est très faible, de l'ordre de 5% seulement. Ces réserves sont difficilement accessibles et ne suscitent de l'intérêt qu'en cas de hausse durable des prix pour couvrir les coûts, et d'avancées technologiques probantes. Elles s'élèveraient à 900 milliards de barils.

Outre ces trois catégories de réserves, certains experts parlent de réserves ultimes qui incluent les réserves découvertes mais aussi les réserves restant à découvrir, principalement dans les bassins insuffisamment explorés ou encore inexplorés. L'USGS<sup>22</sup> les estime à 3000 milliards de barils.

En réalité, les réserves d'un gisement ne sont effectivement connues qu'avec l'achèvement de l'exploitation. C'est pourquoi les prévisions énergétiques tablent uniquement sur les réserves prouvées dont le volume varie en fonction des fluctuations des prix. Ces derniers sont, alors, un déterminant de la gestion des réserves pétrolières, ce que des analystes essaient d'étayer à travers la théorie du « Peak Oil ».

### **6.3.2. Le concept de « Peak Oil »**

A bien des égards, la théorie du « Peak Oil » s'inscrit dans le prolongement de la règle de Hotelling. Elle est étroitement liée à la hausse continue du prix du pétrole constatée depuis le début des années 2000, à l'exception de la baisse récente induite par la crise économique et financière de la fin des années 2008. Mais sur quoi repose

---

<sup>22</sup> USGS : United States Geological Survey

\*Les estimations relatives aux réserves sont tirées de *BP Statistical Review on World Energy*, 2007,2008.

précisément cette théorie développée dans les années 50 par Hubbert King, un géologue texan de la SHELL ? L'auteur fonde son approche sur l'hypothèse que la production d'un gisement de pétrole est strictement fonction des quantités découvertes. Celle-ci parviendra à son maximum dès lors que la moitié des réserves ultimes a été exploitée. En faisant la différence entre le niveau de ces réserves et la quantité exploitée depuis la mise en œuvre de la production, il est donc possible de fixer la date du peak oil. En d'autres termes, le pic de production pétrolière survient à partir du moment où les volumes extraits sont égaux à ceux restant à extraire.

La courbe représentative de la production a, selon Hubbert, une forme relativement identique, avec un décalage dans le temps de 10 à 30 ans, suivant le gisement et reflète le fait que l'exploration est un processus à efficacité croissante, au départ, décroissante par la suite. Ceci l'a conduit à prévoir en 1956 que la production Américaine commencerait à décliner à partir des années 70. Les faits lui donnèrent raison ; la prédiction s'étant confirmée. La transposition de cette projection au reste du monde, à l'instar des prévisions de l'ASPO<sup>23</sup>, fait apparaître le peak oil vers 2010 avec un niveau de production de l'ordre de 90 millions de barils par jour, c'est-à-dire sensiblement le même que celui de la production actuelle tournant autour de 86 millions de barils par jour. Cette concordance des chiffres renseigne, d'une certaine manière, sur la saturation des capacités de production et serait de nature à expliquer l'augmentation des prix remarquée ces dernières années. La réduction des réserves et son corollaire la hausse des cours, ne ferait donc que respecter, dans le long terme, l'analyse Hotellienne. En effet, quand on compare les cours du brut sur la période 1970-2008, on note que

---

<sup>23</sup> ASPO: Association for the Study of Peak Oil and Gas, composée, en général des représentants des grandes compagnies pétrolières internationales: CAMPBELL.C (BP), LAHERRERE.J. (TOTAL), DEFFEYES.K. (SHELL), BAUQUIS.P.R. (ENSPM).

ceux-ci passent approximativement de 20 dollars le baril à 120 dollars le baril (en dollars constants de l'année 2008)<sup>24</sup>. Sur la longue durée, par conséquent, il ressort que les prix auraient progressé au rythme du taux d'actualisation généralement admis dans les pays développés, soit 4% à 5% en monnaie constante. Quoiqu'irrégulière, cette hausse des prix conforte, au surplus, le raisonnement Hotellien. D'autant que les prévisions de limitation des ressources se précisent dans le temps. Les partisans de cette thèse, autrement dit de l'arrivée proche d'un pic de production, s'appuient sur l'argument que le renouvellement des réserves dépend pour un tiers, à peine, des nouvelles découvertes, le reste, soit deux tiers, étant obtenu par réévaluation des anciens gisements grâce notamment à une amélioration des taux de récupération<sup>25</sup>. En outre les efforts de prospection sont couronnés de peu de succès et les surprises de découvertes majeures sont très aléatoires. La plus importante au niveau mondial est celle du gisement de KASHAGAN au KAZAKHSTAN. Estimée à 10 milliards de barils, elle permet selon les spécialistes de différer de quatre mois seulement le pic de la production. Dans ces conditions, le taux de déclin de la production est perçu comme inévitable parce que la production s'accélère sans que n'augmentent sensiblement les réserves. C'est dire l'impossibilité de repousser à un horizon très éloigné l'avènement du peak oil. A l'appui de ce jugement, il n'est pas sans intérêt de signaler que le pic de production de la mer du nord est passé, ceux de la Norvège et du Mexique apparaissent.

Au total, il est peu probable que la production pétrolière puisse poursuivre sa croissance au delà de quelques décennies. Plusieurs experts s'accordent à avancer

---

<sup>24</sup> HAMILTON J (2008) : Op.Cit

<sup>25</sup> BABUSIAUX D., BAUQUIS P.R (2007). « Que Penser de la Raréfaction des Ressources Pétrolières et de l'Evolution du Prix du Brut ? », in *Les Cahiers de l'Economie*, IFP, Sept.

qu'un maximum de production sera atteint vers 2020. Le pic de la production mondiale du gaz pourrait suivre le pic pétrolier avec, cependant, un décalage d'une dizaine à une quinzaine d'années. Certes, des incertitudes pèsent toujours sur les échéances annoncées ; pourtant la prise en compte d'une rente de rareté dans les anticipations de prix semble désormais s'imposer. C'est, du reste, ce que suggère Hotelling dont l'analyse continue d'influencer beaucoup de travaux relatifs à la théorie des ressources épuisables.

## **Conclusion**

La revendication d'un partage plus équitable de la rente minière en faveur des producteurs devrait aller au-delà de la stabilisation des cours des matières premières et des termes de l'échange internationaux. Et quand bien même ces prix seraient stabilisés, ils seraient encore objectivement trop bas par rapport au coût de production des substituts, au caractère non renouvelable des ressources et aux possibilités théoriques d'imposition d'un prix de monopole par les pays miniers. La problématique de la récupération de la rente aussi pertinente soit-elle pour rééquilibrer le rapport de force entre les acteurs, doit s'élargir à une préoccupation plus large intégrant la gestion à long terme des ressources épuisables. Une allocation intertemporelle satisfaisante des ressources passe, donc, par la détermination d'un « juste » prix des produits miniers tenant compte de diverses contraintes : rareté, environnement, coût des substituts, facteurs géopolitiques.

La théorie des ressources épuisables de Hotelling articulée sur une approche en termes de rareté explique dans une large mesure la posture prudentielle actuelle des Etats

pétroliers reflétée par l'infléchissement de leur production. Mais elle ne suffit pas à elle seule à donner un éclairage complet sur les oscillations des prix. A côté de la raréfaction des ressources et des fondamentaux du marché qui relèvent du champ de l'économie, il est nécessaire en effet d'introduire l'aspect politique des comportements des agents. Du fait de leur caractère stratégique, les hydrocarbures obéissent aussi à des considérations extra économiques. Il convient donc de tenir compte des variables politiques qui interfèrent, selon la conjoncture, avec les paramètres technico-économiques pour comprendre les anticipations des acteurs sur le marché international.

## **Chapitre II : Fonctionnement des marchés et stratégies des opérateurs**

### **Introduction**

Au regard du rôle vital que jouent les hydrocarbures dans la croissance économique mondiale, et des variables politiques inévitables qui en affectent le commerce international et l'exploitation, la question de l'utilité de la politique énergétique se pose avec force. Même les partisans du « tout marché » qui rejettent le bien fondé d'une telle mesure reconnaissent, aujourd'hui, la nécessité de l'intervention de la puissance publique dans la gestion des crises énergétiques.

La dégradation environnementale est perçue comme un « effet externe » justifiant l'engagement de l'Etat. Ce sont également les pouvoirs publics qui assurent la sécurité des approvisionnements à long terme et préconisent des mesures de régulation pour freiner les fluctuations erratiques des prix. Ces préoccupations expliquent, en effet, la tendance lourde des comportements des Etats à devoir remédier aux imperfections des marchés.

En quoi la stratégie des firmes diffère de celle de l'Etat ? Comment fonctionnent les marchés ? De quelle manière ils sont structurés ? Tel est l'objet du présent chapitre qui essayera de répondre à l'ensemble de ces interrogations.

### **1. Le fonctionnement des marchés**

Le processus de nationalisations entamé par les Etats pétroliers dans les années 70, a sensiblement modifié la structure de l'industrie pétrolière internationale. En devenant des agents économiques relativement autonomes, c'est-à-dire en vendant librement leur

pétrole à des tiers (états consommateurs, compagnies), les Etats pétroliers participent à la naissance d'une tendance nouvelle de l'industrie pétrolière internationale: L'émergence d'un processus de marchandisation du brut. Celui-ci signifie que le pétrole produit dans les Etats pétroliers apparaît désormais sur un marché international et non plus simplement transféré, comme par le passé, d'une filiale d'une société à une autre filiale d'une même société.

Compte tenu de cette évolution de la configuration de l'industrie pétrolière, les modalités de commercialisation du brut et des produits dérivés ont connu à leur tour une modification. Pour l'essentiel, les transactions pétrolières s'effectuent aujourd'hui, au travers de deux mécanismes : d'une part au comptant, c'est-à-dire, sur le marché spot et d'autre part sur la base des contrats qui peuvent revêtir des formes diverses. Pour les besoins de l'étude, précisons davantage ces modes de commercialisation.

### **1.1. Le marché spot**

Ce marché correspond, comme nous l'avons déjà signalé, à l'ensemble des opérations effectuées au comptant. C'est une vente libre où s'effectuent quotidiennement et pour livraison immédiate des transactions de brut et de produits pétroliers ne faisant pas l'objet de contrats de (fourniture) à long-terme.

En parlant de marché spot, on a tendance à se référer systématiquement, du moins en Europe, au marché de Rotterdam. Celui-ci dans la réalité, n'existe pas physiquement, c'est-à-dire comme lieu d'échange où se rencontrent vendeurs et acheteurs, ni comme une place financière de cotation. En fait le marché de Rotterdam

n'est qu'un réseau de communication où les opérateurs entrent en contact les uns avec les autres.

Le choix de Rotterdam comme principal marché spot est lié, outre une position géographique favorable, à la particularité de son port considéré comme l'un des ports pétroliers les plus importants au monde, disposant même d'une surcapacité de raffinage.

L'évolution des transactions conclues sur le marché de Rotterdam se fait par le biais des prix rassemblés et publiés par le « Platt's Oilgram Price Service », société la plus renommée dans la publication des prix spot mondiaux.

Rotterdam est le principal marché spot pour l'Europe, mais d'autres marchés spot existent dans le monde, notamment Singapour pour l'Asie de Sud Est, les Caraïbes pour l'Amérique Latine, la côte Est des Etats Unis pour l'Amérique du Nord.

Le marché spot jusqu'au premier choc pétrolier, c'est à dire 1973, était presque exclusivement basé sur les produits raffinés, le but n'ayant pas encore acquis un statut de marchandise. Le mouvement le plus important du pétrole s'effectuait à l'intérieur des compagnies, la quantité de brut destinée à un échange international réel restant marginale.

Les transactions pétrolières sur le marché libre correspondaient à une composante d'appoint dans l'approvisionnement mondial, en permettant aux firmes d'équilibrer l'offre et la demande. L'évolution du régime juridique régissant l'industrie pétrolière (système des concessions caractérisé par une intégration verticale des activités) vers une législation plus favorable aux pays producteurs et la perte partielle par les firmes de l'accès direct aux gisements ont contribué à l'émergence d'un véritable marché spot. Ce

dernier va progressivement se substituer au système OPEP fondé sur des contrats de commercialisation à long terme à prix stables conclus entre les états pétroliers d'un côté et les états consommateurs ainsi que les firmes de l'autre côté.

Le deuxième choc pétrolier de 1979 va donner une autre impulsion au marché spot. La chute importante de la production Iranienne du brut a, en effet, obligé certaines compagnies (Royal Dutch Shell, British Petroleum) à recourir à ce marché pour leurs besoins en raffinage.

L'essor du marché spot va se confirmer avec les mesures prises en matière de rationalisation de la consommation énergétique, de développement des énergies de substitution, et de l'augmentation de l'offre NON OPEP (NOPEP). L'expansion de ce marché paraît logique. En situation de déficit du marché, autrement dit, quand la demande augmente, les prix spot ont tendance à s'établir au dessus du prix de référence (système de prix OPEP), et les producteurs choisissent d'effectuer des transactions au quotidien, que de passer des contrats à long-terme.

La disponibilité de pétrole brut et particulièrement celui de la mer du Nord, comme source d'approvisionnement, à partir des années 80, a été un facteur déterminant dans la naissance du marché spot. Tandis que le remplacement, du pétrole Arabe Leger (Arabian Light) qui constituait la référence dans le système des prix OPEP, par le Brent<sup>26</sup> en tant que nouvelle référence, consacrait définitivement la suprématie de ce marché.

---

<sup>26</sup> Mélange de pétroles produits par sept champs voisins de la Mer du Nord reliés au même oléoduc

## **1.2. Les contrats Netback (ou de valorisation)**

Voyant leurs part de marché s'amenuiser, les états producteurs ont du concevoir d'autres moyens de valorisation de leur brut. Les contrats dits "Netback" constituèrent une première tentative de faire face à la concurrence opposant les différents producteurs et de diversifier les modalités de commercialisation du pétrole. Incontestablement, l'Arabie Saoudite et l'Iran ont été les promoteurs de cette formule

Dans les contrats Netback, les prix de vente du brut est basé sur le prix spot des produits pétroliers, duquel sont soustraits les coûts réels de raffinage et de transport. En outre, le calcul du Netback doit intégrer d'autres paramètres indispensables à la finalisation des contrats. Il s'agit, notamment, de tenir compte

- Du prix spot des produits selon les zones géographiques respectives de commercialisation.
- De la qualité du brut à transformer, dont les rendements diffèrent en fonction de l'appareil de raffinage utilisé et de la gamme des produits projetée.
- Du prix spot du fret.
- Du décalage existant entre le temps où le pétrole est chargé et le moment où doit être calculé le prix du brut.
- De la marge bénéficiaire des raffineurs.

Enfin, dans le système des contrats Netback, il n'y a pas unicité du prix du brut, car celui-ci dépend, en réalité, des prix des produits raffinés vendus sur les différents marchés. Par ailleurs, ce prix est soumis à des fluctuations journalières et manque, ainsi, de visibilité. L'inconvénient de ce modèle de contrat est que les pays

producteurs n'exercent plus aucune influence sur la fixation du prix du pétrole, et de surcroît supportent tous les risques de fluctuation liés à ce prix. Les acquéreurs quant à eux, sont assurés de la régularité de l'approvisionnement.

### **1.3. Les contrats de vente à la formule**

Dans ce type de contrat, la fixation du prix du pétrole exporté est directement liée au prix spot du brut du lieu de consommation. Cela signifie concrètement et à titre d'exemple, que le prix du brut exporté s'établit en référence au prix du Brent, s'il s'agit du marché Européen, alors qu'il serait fixé par référence au prix du West Texas Intermediate (WTI) s'agissant du marché Nord Américain.

En théorie, ces contrats sont conclus sur une longue période, mais en réalité les ventes sont renouvelées annuellement, de façon à permettre l'établissement d'un lien entre les prix spot de brut et ceux du pétrole achetés à terme.

Le système des contrats de vente à la formule procure deux sortes d'avantages. En période d'instabilité des prix, quand le prix spot du brut baisse pendant la durée du transport du pétrole (45 jours environ), le prix profite à l'acquéreur (raffineur). A l'inverse, en situation de hausse du prix spot, c'est le producteur qui en bénéficie. D'une certaine façon les avantages de ce système sont rattachés à la nature haussière ou baissière du marché.

Le principal inconvénient de ces contrats a trait à la fluctuation des prix, ce qui semble logique, puisque ceux-ci sont fondés sur le prix spot.

Il est intéressant de noter enfin que les contrats de vente à la formule, en tant que nouveau mode de commercialisation du brut, marquent le recul relatif de l'importance du marché spot.

#### **1.4. Nouveau système de commercialisation et effet sur les prix**

L'introduction de nouvelles modalités de commercialisation du brut comporte à priori un paradoxe : d'une part, les transactions pétrolières dans leur majorité ne sont pas effectuées sur le marché spot, d'autre part c'est ce marché qui fixe depuis le premier choc pétrolier (1973) la moyenne des prix du brut arrêté dans les contrats. Cette évolution contrastée entre la vente de brut sous forme de contrats conclus dans le long terme et la détermination des prix sur un autre canal des transactions, le marché spot, a pour explication la disparition du système officiel des prix (système des prix directeurs instauré par l'OPEP)<sup>27</sup>.

En effet, actuellement, c'est le marché spot qui constitue le pivot du système de la formation des prix, du fait que les contrats de vente sont « calés » sur le prix spot. Précisons davantage pour une bonne compréhension du mécanisme de formation des prix. Aujourd'hui les prix du brut et des produits raffinés sont essentiellement déterminés par les fondamentaux du marché, bien que des facteurs tels le coût des énergies de substitution, la concurrence entre producteurs, les mesures d'économie d'énergie jouent un rôle non négligeable. Par ailleurs, il existe un lien de cause à effet entre prix spot du brut et prix spot des produits raffinés. Dans la mesure où ces derniers

---

<sup>27</sup> La politique de prix de l'OPEP reposait sur la fixation d'un prix officiel de référence pour le pétrole arabian light d'Arabie saoudite et la tarification des autres variétés de pétrole en définissant des différentiels de prix par rapport au brut de référence fondés sur la qualité, la densité, les coûts transport.

sont soumis aux variations saisonnières de la demande, ils influencent directement les fluctuations des prix du brut.

Les prix du pétrole dépendent, donc, de la volatilité des produits raffinés lesquels sont déterminés sur les marchés des Etats consommateurs. Cette volatilité des prix résultant de transactions de très court terme constitue une caractéristique fondamentale du marché spot. Ce dernier étant, par définition, instable a perdu de son influence au profit de la naissance de nouveaux marchés susceptibles de fournir les moyens aux opérateurs de se protéger contre les risques.

### **1.5. Les marchés financiers**

L'essor de nouveaux marchés pétroliers à savoir les marchés à terme et les marchés d'option ne sont pas des substituts au marché spot mais des compléments.

#### **1.5.1. Le marché à terme**

C'est un marché financier sur lequel les agents échangent des titres (contrats) en vue de se protéger contre les risques liés à l'instabilité des prix. Les transactions conclues sur ce marché sont assimilées à un contrat (ou promesse de vente) par lequel les opérateurs s'engagent à en respecter les clauses: respect du délai de livraison du produit du côté du vendeur, respect du paiement du prix convenu du côté de l'acheteur. Sur le marché à terme dit aussi « marché des futures », les contrats n'aboutissent généralement pas à des transactions physiques. Les acteurs qui s'y engagent l'utilisent plus comme un intermédiaire financier chargé de gérer tant les rendements que les risques. Les transactions à terme portent donc essentiellement sur des titres financiers,

les barils- papier dans le cas du pétrole. C'est pourquoi les opérations financières sont totalement déconnectées des opérations physiques.

Deux catégories d'intervenants peuvent être distinguées sur le marché à terme : les opérateurs commerciaux et les spéculateurs. Si l'objectif des premiers est de se couvrir contre l'instabilité du marché (variation des prix), celui des seconds vise la recherche d'un profit de nature strictement financière en excluant toute idée de procéder à des échanges sur le physique.

Les transactions pétrolières à terme s'effectuent sur trois principaux marchés : Le NYMEX (New York Mercantile Exchange), l'ICE (International Continental Exchange), et le SIMEX (Singapore International Monetary Exchange). Ces marchés présentent un intérêt évident pour les grandes sociétés pétrolières internationales du fait qu'elles sont fortement engagées dans la production et la commercialisation du brut et des produits raffinés. Les marchés à terme dont le développement a généré d'autres marchés et instruments financiers de plus en plus complexes (marché d'options) sont destinés in fine à offrir aux opérateurs les moyens de se protéger contre l'instabilité des cours, d'améliorer la gestion de leurs ressources et de transférer, du coup, le risque vers des intervenants purement financiers.

### **1.5.2. L'impact de la spéculation**

On a de plus en plus tendance à établir un lien entre les fluctuations erratiques des prix du pétrole et la spéculation. Dès que les cours du brut varient de façon brutale, la tentation est grande d'incriminer les spéculateurs et par voie de conséquence les marchés à terme. Ce que nous observons aujourd'hui c'est que les transactions

effectuées sur le marché des « futures » sont nettement plus importantes que celles enregistrées sur le marché physique<sup>28</sup>.

Ce déséquilibre proviendrait du fait que les spéculateurs voulant réaliser des profits à la fois confortables et immédiats, manipulent les cours du brut. Ce sont donc des facteurs spéculatifs qui expliquent la volatilité des prix du pétrole. Et en l'absence d'une pénurie réelle, comme c'est le cas depuis le début des années 2000, seule la spéculation serait à l'origine de la hausse récente des cours du brut sur le marché spot qui ont atteint un pic de 147 dollars par baril en juillet 2008 avant d'amorcer ensuite une chute.

En réalité, une telle analyse reste partielle car elle n'appréhende qu'un seul aspect de la spéculation alors que ce concept renvoie, dans le domaine pétrolier, à d'autres considérations. Il existe, certes, des logiques spéculatives mais les opérateurs développent aussi des stratégies de couverture pour pallier toute crise future. C'est la thèse défendue par beaucoup d'analystes financiers qui estiment que les importants volumes échangés sur les marchés à terme correspondraient plus à un motif de précaution qu'à un motif de pure spéculation pour reprendre une terminologie keynésienne.

Bien que les avis divergent sur ce point, on peut parler d'une influence réciproque entre le marché à terme et le marché spot. En effet, une hausse des prix sur le marché spot entraîne chez les spéculateurs une réaction d'amplification du mouvement des

---

<sup>28</sup> Selon AYOUZ .M, REYMONDEN.O, en mai (2008) les quantités échangées sur les marchés à a terme étaient 13,8 fois supérieures à celles échangées sur le marché physique au comptant. *In* "les fondamentaux du marché pétrolier ont-ils changé depuis la crise financière de l'été 2007 ? », *Diagnostic* n°8, revue de COE Rexecode, juillet

cours. De la même manière, en anticipant l'augmentation sur le marché à terme, les spéculateurs parviennent à doper les prix sur le marché spot. Il y a donc une interaction entre les transactions effectuées sur le marché des « futures » et les fluctuations observées sur le marché du physique au comptant.

L'autre controverse porte sur la question de savoir si la spéculation déstabilise les marchés ou si au contraire, elle exerce une action stabilisante. L'argument qui milite en faveur d'un effet stabilisant de la spéculation est qu'en acceptant de se porter garants des opérations de couverture, les spéculateurs contribuent à accroître tant l'efficacité que la fluidité du marché pétrolier.

En revanche, la spéculation permet de multiplier le nombre de transactions et amplifie donc la volatilité des prix à court terme. Mais dans tous les cas, si la spéculation apparaît comme un élément explicatif dans le processus de formation des prix, elle ne constitue pas une tendance lourde d'évolution des cours. La fixation des prix du brut obéit, dans le moyen et long terme, aux fondamentaux de l'offre et de la demande physique de pétrole, ou pour dire les choses autrement, la détermination des prix repose essentiellement sur les mécanismes concurrentiels de marché.

### **1.5.3. Spéculation et marchés pétroliers**

Si les fondamentaux du marché constituent encore le facteur décisif dans la détermination des prix du pétrole, la spéculation joue un rôle non négligeable dans l'évolution des cours. Ce phénomène a fortement pesé dans la flambée des prix du brut qui ont atteint 147 dollars par baril en Juillet 2008. Les nouveaux marchés (futures,

options) sont, en effet, devenus très attractifs pour une catégorie d'opérateurs non commerciaux dits spéculateurs.

Anticipant les tensions sur les équilibres pétroliers à court et moyen terme (forte augmentation de la demande dans les pays émergents, capacités de production excédentaires), ces nouveaux acteurs ont investi dans l'actif pétrole devenu une valeur refuge face à la dépréciation du dollar. Les fonds de pension ainsi que certains organismes financiers à la recherche de profits élevés, convaincus de la hausse inexorable des prix du pétrole, consacrèrent à leur tour plus de capitaux à cet actif financier.

Les prévisions alarmistes sur l'apparition très proche d'un pic de production pétrolier (peak oil) ont, de toute évidence, accentué la bulle spéculative. Car sur le marché physique, les fondamentaux ne reflétaient pas un tel niveau de prix. Depuis le début de l'année 2008, la demande a effectivement reculé en raison d'un ralentissement de la croissance économique. Ce déséquilibre entre la demande réelle et la demande sur les marchés financiers, relayé par les faillites bancaires (à l'exemple de la banque LEHMAN BROTHERS), a fini par provoquer une correction brutale des prix vers la baisse. Ces derniers se sont effondrés jusqu'à atteindre le niveau de 33 dollars le baril en décembre 2008.

Le rétrécissement des crédits consécutif à la crise bancaire, a entraîné un repli des placements financiers sur les marchés pétroliers, et permis progressivement, de nouveau, aux fondamentaux de se manifester. Cette évolution a été appuyée par la décision de l'OPEP de réduire sa production de 4,2 millions de barils par jour en Décembre 2008.

En fait trois baisses successives sont intervenues : 500.000 barils par jour en Septembre, 1,5 million barils par jour en Octobre, et 2,2 millions barils par jour en Décembre, pesant ainsi significativement sur le niveau des cours. A partir de Mai 2009, ceux-ci n'ont cessé de grimper et fluctuent autour d'une moyenne de 70 dollars par baril en 2010.

Les perspectives de reprise économique annoncées pour 2011 sont susceptibles de stimuler la spéculation sur le pétrole, ce qui peut alors aider les cours à se maintenir. Mais si l'on prend en considération l'excédent actuel de l'offre (stocks élevés dans les pays consommateurs, surcapacité de production dans les pays de l'OPEP évaluée à environ 2 millions de barils par jour<sup>29</sup>), l'évolution des prix sera dictée, essentiellement, par l'importance de la demande physique, c'est-à-dire par la croissance économique mondiale.

Les investisseurs financiers se positionnent d'abord par rapport à ce paramètre prévisionnel, tout en sachant que l'influence des autres facteurs tels la valeur du dollar, l'inflation, la marché de l'emploi aux Etats Unis, les développements géopolitiques, ne doit pas être sous estimée du fait qu'elle peut impacter les cours du brut. Autrement dit, si pour l'instant un retournement de situation est possible (risque de chute des cours) en raison d'une demande orientée vers la baisse, à moyen et long terme la production disponible ou l'offre qui, elle, demeure subordonnée aux hypothétiques investissements devant être réalisés dans l'amont pétrolier, redeviendra déterminante dans la fixation du niveau des prix.

---

<sup>29</sup> Bulletin de l'OPEP (2010), Septembre.

## **2. Les Structures de Marché**

Bien qu'il ait sensiblement reculé, à la suite des deux grands chocs pétroliers de 1973 et 1979, le poids du pétrole dans la croissance économique mondiale, reste considérable. Avec une part de marché de 38%, le pétrole représente actuellement la première source d'énergie primaire commercialisée dans le monde. Ce pourcentage est susceptible d'augmenter dans le futur en raison du rattrapage industriel des économies émergentes (Brésil, Russie, Inde, Chine) et de l'impossibilité de trouver des substituts concurrentiels (en termes de coût) au pétrole, particulièrement, dans le secteur des transports qui en dépend dans une très large mesure (plus de 90%).

Il devient, dès lors, capital de comprendre les variations des prix du pétrole à court terme ainsi que leur projection dans le moyen et long terme.

Les prix du brut, depuis le début des années 1980, sont régis comme cela a déjà été souligné, par les lois du marché. Ils résultent, de la confrontation d'acteurs offreurs et demandeurs indépendants même si l'OPEP qui contrôle aujourd'hui 40% environ de la production mondiale garde un pouvoir d'influence significatif sur les cours.

Pour mieux appréhender les tendances d'évolution des prix du brut, il est nécessaire d'identifier les structures de marché qui ont, historiquement, prévalu : concurrence, monopole, oligopole, cartel. L'accent sera mis, cependant, sur l'organisation concurrentielle en raison du rôle déterminant que jouent, de plus en plus, les fondamentaux dans la détermination en dernière instance des prix, mais aussi sur le cas du monopole naturel caractérisant les industries de réseau et qui posent le délicat problème du rôle que doit jouer l'entreprise publique dans les activités énergétiques.

## **2.1. La concurrence : le cas de l'industrie pétrolière**

Le marché pétrolier répond-il aux conditions qui sous-tendent la concurrence pure et parfaite (CPP) ? Telle est la question à laquelle nous allons tenter de répondre dans les développements suivants.

Le modèle de la concurrence pure et parfaite n'existe pas dans la réalité, cependant certains marchés s'en rapprochent. C'est le cas du marché du pétrole qui semble, en effet, satisfaire aux hypothèses de cette structure de marché.

- L'atomicité : Les agents économiques engagés sur le marché pétrolier (offreurs et demandeurs) sont suffisamment nombreux pour que prévale, en toute logique, un mode concurrentiel. Aucun producteur n'est capable, à lui seul, et dans les circonstances actuelles, de réguler le marché et d'imposer un niveau des prix.

- L'homogénéité du produit : Le pétrole demeure un produit homogène quelque soit son lieu d'exploitation. Les bruts produits dans le monde présentent, globalement, les mêmes caractéristiques même si leurs qualités (teneur en soufre) diffèrent. De ce fait, ils sont substituables et ne se concurrencent que par les prix.

- La libre entrée sur le marché: Il n'existe pas d'obstacle à l'arrivée de nouveaux concurrents dans l'industrie pétrolière. Les coûts de production du pétrole conventionnel étant relativement bas, il devient difficile d'ériger des barrières à l'entrée pouvant freiner la concurrence sur le marché.

- La transparence du marché : l'information étant accessible à tous les participants (cours du brut, stocks, niveaux de production), les marges de profit des producteurs de brut tendent à se rapprocher et fluctuent autour d'une moyenne. Les consommateurs, quant à eux, agissent en parfaite connaissance des prix.

- La parfaite mobilité des ressources : la circulation des facteurs de production est totale. Aucune entrave n'existe au libre déplacement du travail et du capital, c'est-à-dire à la libre entrée et la libre sortie des entreprises dans la branche considérée : l'industrie pétrolière.

En théorie donc, le marché pétrolier répond aux caractéristiques du marché de concurrence pure et parfaite. Il possède à l'instar de ce marché, des capacités d'autorégulation. Grâce aux variations du prix, le marché du pétrole ne peut demeurer longtemps en déséquilibre. Si des déséquilibres momentanés peuvent exister, ils seront assez vite résorbés par la flexibilité des cours. Or les comportements des prix pétroliers diffèrent selon l'horizon temporel dans lequel on se place.

A court terme, si l'on raisonne, à titre d'illustration, sur la période 2003 - 2008, les prix du brut ont fortement augmenté passant de 20 dollars à plus de 100 dollars et ont même atteint 147 dollars en juillet 2008. Ceci paraît assez cohérent puisque cette période correspond à une croissance vigoureuse de l'économie mondiale, en particulier celle des pays émergents, gros consommateurs de pétrole. La demande de pétrole progressait plus rapidement que l'offre entraînant, ainsi, un déséquilibre.

Dans l'intervalle mi-juillet et mi-décembre 2008, les prix du pétrole ont enregistré, en revanche, une baisse de l'ordre de 75%. Ce résultat est la conséquence directe de la crise économique et financière internationale provoquant cette fois-ci un déséquilibre en sens inverse des fondamentaux du marché : la demande diminue alors que l'offre augmente. La demande chute même fortement du fait de la faible élasticité-prix de la demande de pétrole à court terme. L'offre devenant supérieure à la demande, les prix chutent. Cette tendance baissière est accentuée par le comportement de certains pays producteurs qui ne respectent pas les décisions de réduction de la production arrêtées par l'OPEP, en essayant d'accroître le volume des ventes pour compenser les pertes de bénéfices. La fluctuation des prix assure, donc, l'autorégulation dans un marché de concurrence pure et parfaite. C'est bien la confrontation entre l'offre et la demande qui détermine le prix d'équilibre.

Si à court terme, la hausse des prix du brut favorise les investissements dans le secteur pétrolier, contribuant de ce fait à augmenter la production, à long terme les découvertes réalisées seront insuffisantes en raison de l'épuisement des réserves. Le déséquilibre qui s'ensuit génère évidemment une augmentation des prix. Cela s'explique aisément du moment que le pétrole est une ressource rare et son offre est donc condamnée à diminuer. Le relèvement des prix concourt, dans ces conditions, à assurer un équilibre à long terme entre offre et demande de pétrole. En effet, les opérateurs agissant au nom de la rationalité, vont fonder leurs décisions sur la base d'une analyse coût-avantage : à partir d'une situation de hausse des prix, les firmes, les Etats vont innover pour trouver des techniques de production moins consommatrices d'énergie et développer des substituts. Ce qui va conduire à un rétrécissement de la

demande. La diminution des prix qui en résulte aidera au retour de la croissance, puisqu'elle se traduit dans les Etats consommateurs par une augmentation du pouvoir d'achat et une baisse du coût des intrants. Mais à son tour la relance de la croissance booste la demande et produit un équilibre.

Le marché du brut pourrait ainsi être identifié à un optimum de PARETO du moment qu'il tend à garantir la satisfaction maximale des opérateurs : producteurs et consommateurs.

En théorie pure, donc, le marché pétrolier paraît conforme au marché de concurrence pure et parfaite qui assure équilibre et optimalité. Dans la pratique cependant les choses se présentent autrement.

Les prix du brut ne sont pas strictement fondés sur des mécanismes concurrentiels de marché. Le marché pétrolier n'a en fait jamais fonctionné dans des conditions de concurrence pure et parfaite et plus que cela, et selon la conjoncture historique, ce marché a subi la domination de certains producteurs.

Ainsi, dès la naissance de l'industrie pétrolière quelques grandes compagnies ont imposé leur contrôle tout le long de la chaîne pétrolière : de la production à la distribution. Cela signifie tout simplement que le marché n'est pas structuré de façon atomique mais organisé, plutôt, autour d'un oligopole. Dans celui-ci le groupe de producteurs dominant établit les prix et parvient à obtenir l'alignement des autres vendeurs sur ce prix de référence, par la conclusion d'accords et par le contingentement de l'approvisionnement.

De la fin des années 1920 jusqu'aux années 1960, le marché était, alors, entre les mains des multinationales pétrolières (les majors), ensuite du début des années 1970 au début des années 1980, ce marché a été dominé par l'OPEP qui produisait près de 50% du pétrole mondial.

En outre, les capacités de production disponibles et exploitables à court terme sont, actuellement, très concentrées (essentiellement en Arabie Saoudite qui détient 25% de la production au sein de l'OPEP), ce qui freine considérablement les mécanismes de compétitivité du marché, en particulier, lors de fortes tensions sur les capacités.

Le marché pétrolier ne correspond pas, non plus, au modèle de concurrence pure et parfaite en raison de la non transparence de l'information. Celle-ci est verrouillée puisque les consommateurs ignorent en réalité les stocks, les capacités de production, mais également les coûts.

Les producteurs, quant à eux, développent des stratégies de concurrence imparfaite. Dès l'origine, les majors ont mis en place des stratégies de concentration horizontale. Ils ont racheté des sociétés exerçant la même activité tout en menant une politique de croissance interne.

La découverte de nouveaux gisements consécutive aux investissements de recherche-développement a permis d'accroître substantiellement leurs profits. En se concentrant sur une seule activité, les compagnies pétrolières parviennent ainsi à exercer un pouvoir de domination et influencer la fixation des prix.

Actuellement, c'est l'Arabie Saoudite qui influence la détermination des cours du brut. Par son poids prépondérant au sein de l'OPEP et dans la production mondiale,

l'Arabie Saoudite est en mesure de réguler l'offre de pétrole dont l'effet sur les prix est alors immédiat. Ce pays peut réduire sa production ou l'augmenter, c'est-à-dire jouer sur le levier prix en fonction de son intérêt individuel, ce qui se traduit par une situation sous-optimale si l'on se situe évidemment dans l'esprit de la concurrence pure et parfaite (caractérisée par une situation d'optimalité).

Au total, donc, le marché pétrolier n'est pas un marché de concurrence pure et parfaite même s'il en présente quelques caractéristiques, notamment, l'homogénéité du produit. Dire cela, ne signifie pas que le marché du pétrole n'a pas connu des situations de concurrence effective tout au long de son évolution.

En 1959, par exemple, les membres du cartel (majors) se sont livrés une guerre des prix que l'on peut assimiler à une concurrence destructrice. De la même manière, en 1986 lors du contre choc pétrolier, les membres de l'OPEP sont rentrés dans une concurrence dévastatrice pour défendre chacun sa part de marché.

Par ailleurs, la montée en puissance des marchés spot et à terme a instauré des mécanismes de formation des prix plus concurrentiels.

Aujourd'hui même la concurrence entre producteurs (offreurs) est un phénomène parfaitement observable. Il en est ainsi de la rivalité qui oppose les pays membres de l'OPEP sur le non respect des quotas de production et des divergences existant entre ces derniers et les NOPEP autour de la régulation de l'offre de brut.

Les Etats pétroliers, dans leur grande majorité, adoptent des comportements individuels fondés sur la maximisation de la rente à court terme dans le but évident de stabiliser leurs recettes fiscales et budgétaires, mais également pour rentabiliser les

lourds investissements consentis, l'industrie pétrolière étant fortement capitalistique (les coûts fixes sont très élevés par rapport aux coûts variables).

La démarche individuelle au détriment de la coordination attise donc la concurrence entre pays producteurs. Celle-ci est amplifiée par l'arrivée de nouveaux entrants, (comme l'indique le tableau 1) qui à la faveur des hausses successives des prix du pétrole se sont installés dans le secteur et contribué de ce fait à augmenter la production mondiale.

**Tableau 1 : Producteurs traditionnels et nouveaux entrants dans l'industrie pétrolière : Quelques exemples**

<b>Producteurs traditionnels</b>										
	<b>Algérie</b>	<b>Lybie</b>	<b>Nigeria</b>	<b>Indonésie</b>	<b>EAU</b>	<b>Iran</b>	<b>Venezuela</b>	<b>Koweït</b>	<b>Arabie Saoudite</b>	<b>Irak</b>
1999	1515	1425	2066	1408	2511	3603	3126	2085	8853	2610
2009	1811	1652	2061	1021	2599	4216	2437	2481	9713	2782
<b>Nouveaux producteurs</b>										
	<b>Mexique</b>	<b>Brésil</b>	<b>Argentine</b>	<b>Colombie</b>	<b>Norvège</b>	<b>UK</b>	<b>Kazakhstan</b>	<b>Egypte</b>	<b>Malaisie</b>	<b>Chine</b>
1999	3343	1133	847	838	3139	2909	631	827	737	3213
2009	2979	2029	676	685	2342	1448	1682	742	740	3790

*Source: BP Statistical Review of World Energy June 1999 et June 2009*

Il se dégage de ce tableau que la production des pays déjà établis régresse ou au mieux stagne, alors que celle des nouveaux entrants s'accroît de façon remarquable.

Ceci dénote de la vive concurrence que peuvent se livrer anciens et nouveaux opérateurs au sein de l'industrie pétrolière internationale.

En définitive, le marché du pétrole a connu des structures multiples qui vont de la concurrence, comme on vient de le voir, au quasi monopole (Rockefeller a réussi à monopoliser dès 1870 le transport et le raffinage du brut aux USA), en passant par l'oligopole (stratégies de cartellisation des grandes firmes et des pays de l'OPEP).

D'une certaine façon, la concurrence oligopolistique est la structure la plus appropriée pour qualifier le marché pétrolier.

## **2.2. Le monopole naturel : Le cas de l'industrie gazière (industrie de réseau)**

Les industries de réseau sont des activités structurées autour d'une infrastructure très capitalistique nécessitant donc des investissements très lourds. Cette spécificité renforcée par une certaine défaillance du marché leur confère un caractère de monopole naturel.

Durant tout le vingtième siècle, en effet, c'est l'Etat qui a pris en charge le développement des activités de réseau en les organisant sous la forme d'un monopole ou quasi monopole public verticalement intégré. L'intervention de l'Etat se justifiait par l'urgence de reconstruire des économies dévastées par la guerre, et les entreprises publiques apparaissaient comme l'instrument idoine pour mener à bien la croissance de ces activités de réseau.

Au cours des années 1980, cependant, l'existence d'entreprises publiques intégrées en situation de monopole a été fortement contestée. La dérégulation des réseaux

(ouverture à la concurrence, privatisation) jugée plus performante s'est substituée à l'ancien schéma institutionnel assis sur le monopole public. La théorie des marchés contestables est considérée comme le fondement de ce processus de libéralisation des réseaux. Avant d'en exposer les traits généraux, il n'est pas sans intérêt de revenir sur les principales caractéristiques des activités économiques de réseau.

### **2.2.1. Le développement des industries de réseau**

La notion de réseau est étroitement imbriquée à l'existence de la firme et aux structures du marché. Elle a été introduite dès 1937 par COASE. R et approfondie à partir de 1975 par WILLIAMSON. O.E<sup>30</sup>.

Pour ces représentants du courant néo-institutionnaliste, le réseau peut s'appréhender comme un mode de coordination de l'activité économique qui permet d'économiser des coûts de fonctionnement. Une forme d'organisation économique est efficace si elle arrive à réduire ces coûts appelés plus exactement coûts de transactions (coûts de recherche de l'information, coûts contractuels, coûts de contrôle). C'est ce qui justifie, sans doute, la constitution de réseaux en monopole public verticalement intégré dans la mesure où cette architecture permet non seulement de maîtriser les coûts mais aussi de bénéficier de rendements d'échelle croissants.

La taille optimale d'une firme est limitée par le nombre de transactions qu'elle peut intégrer efficacement, du fait qu'il existe d'autres transactions pour lesquelles la coordination pour le marché reste le meilleur mode d'allocation des ressources. Quant à

---

<sup>30</sup> - COASE.R (1937); "the nature of the firm", *Economica*, Vol .16. pp. 331-335

- WILLIAMSON.O.E (1985); "the economic institutions of Capitalism: Firms, Markets, relational contracting", New York, free press.

- WILLIAMSON.O.E (1994); "les institutions de l'Economie", Inter Editions, pp. 249-286, Paris.

l'intégration verticale, outre qu'elle s'accompagne d'une fonction de coûts sous-additive<sup>31</sup>, elle s'explique également par la spécificité des actifs de la firme (par exemple, le transport par gazoduc revêt une spécificité relativement élevée en raison de la lourdeur de l'investissement), ce qui se traduit souvent par des coûts fixes irrécupérables.

Les industries de réseau sont aussi porteuses d'externalités de demande (effets positifs sur les usagers du fait du maillage du réseau et de l'élargissement de la gamme des services rendus), et attributaires de missions d'intérêt général, d'où leur rattachement à l'Etat. La puissance publique est, en effet, chargée d'assurer une affectation optimale des facteurs de production dans le sens de la réalisation d'un surplus social, objectif qui n'intéresse pas le monopole privé préoccupé par la seule rentabilité financière.

Il faut souligner, par ailleurs, que dans un réseau seules les activités de transport et de distribution correspondant à l'infrastructure relèvent d'un monopole naturel. Les autres niveaux, production et commercialisation peuvent faire l'objet d'une concurrence.

L'inefficacité des monopoles publics est souvent mise en avant pour libéraliser les réseaux : fonctionnement bureaucratique, inefficience, surinvestissement, sureffectif, subventions. Mais en règle générale l'organisation hiérarchique, c'est-à-dire l'intégration verticale, a fait ses preuves dans les économies à forte croissance.

---

<sup>31</sup> Une fonction de coûts sous-additive signifie qu'il est plus efficace qu'une seule entreprise produise la quantité demandée plutôt que deux.

### **2.2.2. Les conditions d'un fonctionnement optimal des réseaux**

La performance économique et non financière des réseaux est favorisée par un certain nombre de facteurs dont la tarification au coût marginal. En phase de croissance les industries de réseau sont caractérisées par un coût marginal et un coût moyen décroissant. Pratiquer une tarification marginale dans cette situation revient à fixer un prix de vente inférieur au coût moyen ce qui signifie une perte pour la firme dans le court terme. Le déficit généré est pris en charge par l'Etat et peut être assimilé à une offre de service public (subvention indirecte). En adoptant une politique de prix bas, l'Etat incite à l'expansion de la demande et du coup booste la croissance du réseau.

Dans le long terme, le processus de maturation de la firme conduit à une égalisation du coût marginal et du coût moyen. La tarification au coût marginal se traduit dans ces conditions par l'équilibre financier de la firme. C'est ce seuil que choisirait une entreprise privée dans sa politique de prix au risque de bloquer l'extension de la demande.

L'engagement de l'Etat, à travers une politique incitative de prix (tarification au coût marginal) et la création de compagnies publiques, a donc contribué à promouvoir les industries de réseau qui, à leur tour, ont stimulé les conditions de la croissance économique. Parler de conditions c'est en effet reconnaître que ces entreprises ne peuvent jouer pleinement leur rôle et devenir efficaces, objectif central de toute firme au demeurant, que si elles sont autonomes par rapport à la puissance publique c'est-à-dire l'Etat. Car l'interférence du pouvoir politique dans la gestion des entreprises publiques altère leur dynamique, pèse sur leur rentabilité économique. Dans les pays du Nord, les

industries de réseau sont matures, prouvent leur efficacité économique parce qu'elles fonctionnent dans des conditions de bonne gouvernance économique. Ces préalables ne sont pas réunis dans les pays du tiers-monde, en général, où ces industries n'ont pas atteint le stade de la maturité, ne sont pas indépendantes de la sphère politique<sup>32</sup>, opèrent alors dans le cadre d'une très mauvaise gouvernance, ce qui les rend inefficaces. Ce décalage indiscutable entre pays du Nord et du Sud est accentué par l'interférence d'une nouvelle problématique : la libéralisation des industries de réseaux dans un contexte mondialisé.

### **2.2.3. La déréglementation des industries de réseau**

L'ouverture plus large à la concurrence des industries de réseaux vise d'avantage de performance, c'est-à-dire des gains d'efficacité qui ne seraient pas réalisables sous le monopole caractérisé par des positions dominantes sur le marché. Le décloisonnement vertical de l'opérateur historique (ancien monopole intégré), ainsi que la séparation comptable de ses activités (production, transport, distribution) expriment fondamentalement ce processus de déréglementation. Dans de rares cas la libéralisation s'est accompagnée d'une privatisation des entreprises publiques. D'une façon générale l'introduction de la concurrence dans le cadre de la dérégulation introduit une transformation à la fois au niveau des prix et de leur structure.

La pression de l'ouverture des marchés sur les prix élimine les potentiels de subventions croisées souvent pratiquées par les monopoles. En même temps les entreprises en compétition tentent d'élargir leur clientèle à l'effet de capter une partie de

---

<sup>32</sup> Selon l'école du "Public Choice", l'entreprise publique est par nature inefficace en raison de ses liens avec le pouvoir politique. James Buchanan et Gordon Tullock sont les plus représentatifs de cette école.

la rente des usagers. Ainsi les stratégies déployées dans le secteur de l'électricité et des communications, par exemple, sont basées sur une différenciation des prix en fonction des heures consommées. L'hétérogénéité de la demande et le niveau de son élasticité interviennent donc dans la détermination de ces prix.

L'intensité de la concurrence censée réduire les prix pour le consommateur final, peut aussi entraîner leur hausse en raison d'une offre diversifiée des produits qui touche plusieurs segments de la clientèle. La déréglementation du réseau électrique britannique, à titre d'illustration, a certes permis de baisser les coûts, mais elle a eu parallèlement pour conséquence de renforcer la position des opérateurs sur le marché, si bien qu'au final les prix ont grimpé.

Face à ces risques et pour protéger les usagers disposant d'un faible pouvoir d'achat, les pouvoirs publics ont prévu des mécanismes de régulation tels : l'accès des tiers au réseau (ATR), la garantie du service universel. Pour mener à bien ces missions de service public, la nécessité d'un régulateur (agence de régulation) s'impose. Son rôle<sup>33</sup> est de :

- Protéger l'investisseur contre une concurrence destructrice.
- Protéger l'utilisateur contre les abus de position dominante du concessionnaire.
- Sauvegarder l'intérêt collectif, lequel exige de prendre en considération des préoccupations comme l'indépendance nationale, l'aménagement du

---

<sup>33</sup> PERCEBOIS.J : (2001), "Energie et théorie économique : Un survol", OP.CIT.

territoire, la redistribution des revenus, la sauvegarde de l'environnement ou celle de l'emploi.

La finalité du régulateur est, autrement dit, de concilier l'efficacité des industries de réseau et l'intérêt général de la société. Malgré la tendance naturelle à la concentration des opérateurs (ententes, pratiques collusives) en vue de se reconstituer en monopole verticalement intégré, stratégie que la déréglementation cherche précisément à combattre, l'ouverture à la concurrence des réseaux dans les pays développés, économies affectées d'un fort pouvoir d'achat et d'une demande solvable, a entraîné une dynamique de compétitivité. Quid des pays en développement ? Dans ces pays le processus de libéralisation semble prématuré. Si du côté de l'offre, les mêmes avantages caractérisant les économies du Nord reviennent, à savoir les économies d'échelle et les externalités, la demande en revanche est très élastique par rapport au prix et peu solvable (insuffisance des revenus chez la majorité des couches de la population).

En outre l'entrée de nouveaux opérateurs dans les industries de réseau, jusque-là monopole de l'Etat, est bloquée par un déficit de gouvernance. La déréglementation des réseaux dans les pays du Sud ne peut conduire, dans ces conditions, qu'à l'inefficacité. Aussi l'architecture institutionnelle la plus raisonnable pour ces pays demeure, pour l'instant du moins, le monopole public. Ce monopole s'explique, en plus, par la volonté des Etats de garder le contrôle sur leurs approvisionnements aux fins d'assurer une certaine indépendance et rationaliser leurs politiques énergétiques.

Le processus actuel de libéralisation des activités de réseau et de démantèlement des monopoles publics correspond à l'avènement des théories néo-classiques qui

considèrent que seule la concurrence est capable d'assurer l'efficacité des entreprises. Les réformes introduites s'inspirent donc fondamentalement de la comparaison entre organisation monopolistique et concurrentielle d'une part et de la théorie des marchés contestables d'autre part.

### **2.2.3.1. La théorie des coûts de transactions : les principales hypothèses**

La théorie des coûts de transactions permet de rendre compte de l'existence de la firme dans une économie de marché. L'unité d'analyse est la transaction. Celle-ci fait constamment l'objet d'un contrat dont la nature reflète une forme spécifique d'organisation. Ce sont les comportements individuels des agents économiques qui fondent la dynamique de l'entreprise. Les hypothèses justifiant ce constat portent sur :

- La rationalité limitée des agents : cela traduit le fait que les individus ont des capacités de connaissances limitées qui les empêchent d'envisager l'ensemble des solutions possibles. Les limites pour effectuer un choix purement rationnel concernent : le coût de traitement de l'information, les coûts induits par la collecte de l'information et l'incertitude inhérente à la vie économique où les décisions des agents sont interdépendantes.

- L'opportunisme des agents : la recherche de l'intérêt personnel pousse les individus à adopter des comportements déloyaux. Cette attitude est possible à cause de l'asymétrie dans l'information et l'incomplétude des contrats. La prise en compte du temps dans la réalisation des transactions rend sensible l'application des contrats à l'opportunisme. Ce phénomène disparaîtrait, en effet, si toutes les transactions s'effectuaient instantanément.

Les principales caractéristiques des transactions se rapportent à l'incertitude, la spécificité des actifs, la fréquence.

- L'incertitude des transactions : Elle est liée à la prise en considération de la rationalité limitée des agents et de leur opportunisme. La volonté de certains individus de transmettre des informations tronquées, voire douteuses explique concrètement cette incertitude comportementale.

- La spécificité des actifs : Cette spécificité se rattache aux actifs qui ne peuvent pas être redéployés sans perte de valeur productive en cas d'interruption ou d'achèvement prématuré des contrats<sup>34</sup>. La redéployabilité des actifs génère des coûts irrécupérables et fait que leur spécificité renvoie à des investissements durables qui sont entrepris lors de transactions particulières. C'est pourquoi des garanties contractuelles sont nécessaires, les actifs dits spécifiques étant difficilement transférables.

- La fréquence des transactions : La multiplication des transactions dans le cas des actifs spécifiques engendre des coûts importants. Il serait optimal de les regrouper afin d'économiser des coûts de transaction.

Ces trois caractéristiques vont directement déterminer les structures de gouvernance efficaces, autrement dit les structures qui permettent de réduire dans le même temps les coûts de transaction et les coûts de production. WILLIAMSON.O.E distingue trois formes essentielles : la gouvernance de marché, la gouvernance trilatérale et la contractualisation évolutive.

---

<sup>34</sup> WILLIAMSON.O.E0, OP.CIT

Le concept de coût de transaction apporte donc un éclairage sur la coexistence du marché et de la firme.

### **2.2.3.2. L'intégration verticale**

C'est autour de l'arbitrage entre organisation hiérarchique de la firme et marché que s'est construit le concept d'intégration verticale. Élément fondamental de la théorie des coûts de transaction, il suggère la question de l'internalisation d'activités successives au sein d'un réseau.

Une firme est considérée comme verticalement intégrée si elle produit partiellement ou en totalité les inputs indispensables à son activité de production. Cela revient donc à substituer un bien interne à une relation de marché.

L'intégration verticale peut accompagner la création de la firme, suite à un développement interne de celle-ci vers un segment amont ou aval, ou alors intervenir à l'occasion de la prise de contrôle d'une autre entreprise.

L'intégration verticale se fonde, en outre, sur le bénéfice des économies d'échelle. Celles-ci procurent, de fait, un avantage à l'internalisation qui pousse l'entreprise à réaliser par elle-même sa production plutôt que de recourir au marché.

Précisons un peu plus la notion d'intégration verticale comme le fait WILLIAMSON.

Désignons par  $\Delta G$  la différence entre le coût de transaction interne et le coût de recours au marché, soit,

$$\Delta G = \text{Coût de transaction interne} - \text{Coût de recours au marché}$$

Si  $\Delta G$  est négatif ( $\Delta G < 0$ ), cela signifie que le coût de transaction interne de la firme est inférieur à celui du marché et qu'il devient alors préférable dans ce cas d'internaliser la production.

Le différentiel  $\Delta G$  est une fonction décroissante du degré de spécificité des actifs. Plus ces derniers sont spécifiques, plus l'adaptation de la firme aux besoins du consommateur est élevée et plus s'éloignent les chances d'externalisation de la transaction. Il faut donc internaliser celle-ci au sein de la firme. Or l'objectif de la firme est de minimiser à la fois les coûts de transaction et les coûts de production.

Appelons  $\Delta C$  l'écart entre le coût de production de la firme et celui sur le marché, de sorte que  $\Delta C = \text{Coût de production de la firme} - \text{Coût de production du marché}$ , en admettant bien sur que la production est standardisée.

Dans le cas où  $\Delta C$  est positif ( $\Delta C > 0$ ), le coût de production de l'entreprise est supérieur à celui du marché.

Finalement c'est la somme des deux différentiels  $\Delta G + \Delta C$  qu'il convient de prendre en compte dans le choix d'internaliser ou d'externaliser la transaction.

Lorsque  $\Delta G + \Delta C < 0$ , l'intégration verticale est alors préférée à la solution de marché. Dans la réalité, cependant, en assimilant la firme à un nœud de contrats, la théorie des coûts de transaction suggère un continuum entre la firme et le marché.

Quel est alors le degré de pertinence de cette analyse ? Nous tenterons de répondre à cette question en exposant brièvement les caractéristiques du monopole gazier.

### **2.2.3.3. Le monopole de l'industrie gazière**

L'industrie gazière est caractérisée par une multiplicité des niveaux d'opération, depuis la production jusqu'à la commercialisation. Ce sont des activités complémentaires dont la mise en œuvre exige la construction d'un réseau de canalisations. Ainsi toutes les opérations composant la chaîne gazière sont réalisées conjointement. Ces activités sont toutes très capitalistiques, mais les investissements y afférant n'ont de valeur qu'au sein de la transaction gazière. Les actifs du réseau gazier sont donc spécifiques et non redéployables.

En amont (production), les actifs possèdent une valeur indépendamment des contrats de livraison passés parce que les opérateurs ont une grande marge de manœuvre en matière d'organisation de leurs activités. Ce n'est pourtant pas toujours le cas car dans un contexte de surcapacité comme semble l'indiquer la situation actuelle, ces opérateurs courent le risque de s'exposer à une diversification des importations de la part des pays consommateurs, ce qui entraîne de fait une dévalorisation de leurs actifs. Afin d'éviter de tels risques, les pays producteurs sont dans l'obligation d'opter pour des contrats gaziers de long terme justifiant de la sorte les lourds investissements engagés.

En aval (transport, distribution), la valeur des actifs est le résultat du fonctionnement conjoint des activités. Plus ces dernières sont intégrées, plus elles sont génératrices d'économies d'échelle et plus elles deviennent efficaces (élimination des comportements opportunistes).

L'interdépendance des activités gazières permet, en outre, une meilleure répartition de la rente sur l'ensemble des niveaux de la filière.

Pour toutes ces raisons donc, l'industrie gazière (tant en amont qu'en aval), répond aux caractéristiques d'un monopole verticalement intégré.

#### **2.2.3.4. La théorie des marchés contestables : Argument de l'ouverture à la concurrence**

Les mesures de dérégulation des monopoles naturels puisent leur fondement dans la théorie des marchés contestables<sup>35</sup>. En déréglementant les industries de réseau, l'objectif est de dynamiser les firmes opérant dans ces secteurs en les contraignant à adopter un comportement concurrentiel. Au-delà, cette théorie est censée fournir les éléments d'une interprétation plus rigoureuse de la relation entre marché et concurrence, l'intensité de la rivalité concurrentielle n'étant plus associée au nombre d'intervenants sur un marché. Cela signifie en d'autres termes qu'une situation concurrentielle n'est plus nécessairement subordonnée à la présence d'un grand nombre d'offreurs sur un marché donné (l'hypothèse d'atomicité n'est plus une condition nécessaire). L'existence de deux firmes suffit à caractériser une situation de concurrence où l'allocation optimale des ressources est fort probable.

Un marché est qualifié de contestable, autrement dit régi par les règles de la concurrence lorsque :

- L'entrée sur ce marché est entièrement libre, c'est-à-dire quand les entrants potentiels disposent des mêmes avantages en dotations technologiques et

---

<sup>35</sup> Cette théorie est l'œuvre de trois économistes : BAUMOL.W, PANZAR.J.C, WILLIG.R.D. Dans un ouvrage collectif intitulé « Contestable markets and the theory of industry structure » (1982), ils donnent une présentation détaillée de ce concept.

qualité des produits, par rapport aux firmes déjà établies. Les barrières à l'entrée sont ainsi très faibles.

- La sortie de ce marché est totalement libre ou pour dire autrement les choses, sur un marché contestable une firme peut arrêter de produire et quitter son activité sans subir des coûts irrécupérables (sunk costs).

Outre ces deux hypothèses fondamentales, la contestabilité d'un marché se caractérise par une fonction de coût sous-additive.

Dans une telle optique, plus la concurrence est vigoureuse entre nouveaux entrants et entreprises en place, plus le marché est contestable et fonctionnera dans des conditions proches de l'optimum.

La question qui se pose à ce stade est de s'interroger sur les possibilités d'application du concept de contestabilité aux réseaux.

Lorsque le réseau est immature, la concurrence est faussée par le comportement opportuniste des nouvelles firmes qui préfèrent fructifier les infrastructures en place, plutôt que de s'engager dans des investissements risqués de long terme. Le développement des réseaux s'inscrit, rappelons le, dans une logique de longue durée du fait de l'importance des coûts irrécupérables.

La dérégulation des activités de réseau, particulièrement l'industrie gazière qui nous intéresse ici, semble s'appuyer à priori sur la théorie des marchés contestables. Cette politique s'attaque, en effet, aux segments d'activité où les barrières à l'entrée comme à la sortie sont très basses, à l'exemple des services. Les autres strates, les

infrastructures lourdes notamment (transport), activités non rentables, du reste, demeurent sous le contrôle du monopole naturel.

La contestabilité est donc liée à la compétitivité. Sur les marchés gaziers, spécifiquement, le poids des opérateurs est loin d'être négligeable. Les concurrents potentiels sont, en général, des acteurs majeurs de la scène énergétique mondiale, qui possèdent de puissants moyens techniques et financiers. Il s'agit précisément des compagnies des pays producteurs et des groupes petro-gaziers dans les pays consommateurs dont les capacités leur permettent de pénétrer efficacement les maillons dérégulés, attisant ainsi la concurrence.

La difficulté à laquelle les nouveaux entrants risquent d'être confrontés est la crédibilité de la qualité des produits finals proposés aux consommateurs. Dans un secteur où le retour sur investissement est très long et la position de l'opérateur historique solide, la rentabilité des nouveaux équipements paraît, en effet, incertaine. Pour que la concurrence joue pleinement dans les activités de réseau, des conditions supplémentaires sont nécessaires : la maturité du réseau et l'accès des tiers au réseau (ATR).

- La maturité du réseau signifie la saturation du marché en dotations technologiques au regard des besoins des utilisateurs. La compétition devient alors effective grâce à une forte densité du réseau et un amortissement des équipements.

- L'accès des tiers au réseau est un moyen d'introduire de nouvelles pressions concurrentielles sur les segments contestables. L'accès aux différents

compétiteurs est non discriminatoire mais accordé seulement dans la mesure des capacités disponibles. Plus celles-ci sont fortes, plus la répartition est aisée. Quand le réseau est saturé, l'attribution devient toutefois problématique car il s'agit d'affecter une ressource rare à des firmes aux intérêts divergents.

Les conditions précitées, pour autant quelles soient nécessaires à stimuler la concurrence, ne sont pas au final suffisantes pour rendre le marché gazier contestable. De nombreuses barrières subsistent encore à l'entrée sur les réseaux, telles les asymétries d'information entre l'ancien monopole et les entrants potentiels.

La théorie des marchés contestables constitue un nouveau paradigme de l'analyse de la concurrence, mais cet outil n'est pas opératoire dans le cas des pays producteurs pour cause de non maturité des réseaux.

Les tentatives de démonopolisation des activités énergétiques dans les pays en développement ont suscité d'importants débats sur l'inefficacité d'une telle mesure. L'adoption de la nouvelle loi sur les hydrocarbures en 2005 en Algérie puis son abrogation une année plus tard est significative des dangers que charrie la libéralisation des industries de réseau. Cette défaillance explique, sans doute, la forte participation de l'Etat sur les principaux marchés énergétiques.

### **3. Les principaux marchés énergétiques**

Les choix énergétiques opérés par le passé ont été fondés, comme cela a été souligné, sur des considérations de rentabilité à court terme plutôt que sur des finalités sociales. Cela signifie que le problème énergétique n'a jamais été posé dans sa globalité en termes de système énergétique compatible avec les objectifs sociaux à atteindre, et

que partant de cela une évaluation technologique correcte fondée sur une analyse multicritères s'impose.

Face à l'épuisement des ressources non renouvelables et l'accroissement de leur coût, face aux atteintes à l'environnement et aux risques géopolitiques, la mise en place d'un nouveau modèle énergétique intégrant des sources moins polluantes devient une préoccupation majeure. Avant de définir les éléments d'une politique énergétique cohérente, il convient de donner un aperçu sur les ressources énergétiques disponibles.

Quand on examine les chiffres qui mesurent les réserves énergétiques de la planète, on s'interroge sur la fiabilité des données. Pourtant les experts s'accordent pour dire que, malgré les doutes que l'on peut exprimer, ces statistiques renvoient à des ordres de grandeur acceptables.

Le ratio réserves sur production annuelle nous fournit la date d'épuisement des ressources énergétiques. Pour le pétrole ce ratio était de 30 ans en 1973, c'est-à-dire lors du premier choc pétrolier, et la plupart des spécialistes n'hésitaient pas à avancer que dans trois décennies les réserves seraient épuisées. Aujourd'hui ce même ratio varie entre dix et vingt ans. Ceci pour dire que l'évaluation des réserves, sur le plan temporel, est relativement élastique. Les chiffres affichés peuvent être considérablement modifiés grâce aux progrès techniques qui permettent de réaliser de nouvelles découvertes dans des zones réputées difficiles (comme l'offshore profond), mais aussi d'accroître sensiblement le taux de récupération sur les anciens gisements.

Le peak-oil est inéluctable en termes géologiques puisque le pétrole existe en quantité limitée mais sa date reste subordonnée à plusieurs facteurs. Parmi les plus

déterminants nous pouvons citer : les avancées technologiques, le niveau des prix et des capacités de production disponibles, les tensions sur les marchés pétroliers.

En outre, la dynamique énergétique mondiale laisse transparaître que la part du brut devrait progressivement chuter au profit du gaz naturel. Or la substitution du gaz au pétrole aboutit en fin de compte à remplacer un combustible limité par un autre. Ce qui reviendrait à substituer le risque de pénurie du gaz au risque de pénurie du pétrole.

Notre dépendance à l'égard des combustibles fossiles est quasi totale aujourd'hui. Le pétrole et le gaz représentent à eux seuls 62% de l'énergie primaire commercialisée au niveau mondial<sup>36</sup>. Et l'on sait aujourd'hui que ces combustibles sont des sources qui ne se renouvellent pas ou qui se reproduisent à un rythme beaucoup plus lent par rapport au rythme de consommation.

Il convient, dès lors, de voir comment des politiques énergétiques appropriées peuvent nous aider à prévenir et à gérer les déséquilibres du futur. Celles-ci pourraient reposer dans un premier temps sur le charbon (dont les importantes réserves sont estimées à près de 200 ans) en tant que combustible de transition entre les sources fossiles traditionnelles et le nucléaire.

Mais avant d'exposer les caractéristiques essentielles du marché du charbon, il n'est pas sans intérêt de revenir sur le marché du gaz naturel.

---

<sup>36</sup> Les parts de marché de chacune de ces énergies sont respectivement : 38% pour le pétrole, 24% pour le gaz naturel.

Source : B.P.statistical review of world energy (2008).

### **3.1 Le marché du gaz naturel**

Contrairement au pétrole, et comme nous l'avons déjà noté, le marché du gaz naturel n'est pas mondialisé mais régionalisé en trois pôles géographiques distincts au sein desquels le processus de formation des prix obéit à des logiques différentes : le marché Nord-Américain, le marché Européen et le marché Asiatique.

Le transport international du gaz s'effectue, pour l'essentiel, par le biais de gazoducs. Ce qui reste est transformé sous forme de GNL et acheminé par des méthaniers vers les centres de consommation.

Les flux mondiaux de gaz naturel restent relativement faibles comparés à ceux du pétrole (25% contre 50%), et concentrés. Ils concernent surtout les Etats-Unis, l'Union Européenne et le Japon où le gaz représente respectivement 25% de la consommation de l'énergie, 24% et 14%, c'est-à-dire en grande partie les pays de l'OCDE.

En matière de réserves mondiales, trois pays à eux seuls détiennent 60%. Il s'agit de la Russie, de l'Iran et du Qatar avec respectivement 30%, 15% et 15%.

Les exportations de gaz sont assurées essentiellement par un oligopole constitué par la Russie, la Norvège et l'Algérie. Le commerce international du gaz est donc dominé, pour l'instant par un nombre restreint d'acteurs et les principales transactions sont captées par le marché Américain et Européen. L'analyse de ces deux marchés permet de mieux situer les enjeux autour de la rente gazière.

### **3.1.1 Le marché du gaz aux Etats-Unis**

Les Etats-Unis participent à hauteur de 21% dans la production mondiale du gaz. Ce niveau a sensiblement augmenté depuis la découverte des gaz non conventionnels, et place, désormais, les Américains à la première place devant la Russie (23%), bien loin devant le Canada (7%), la Grande Bretagne (4%), l'Algérie (4%) et la Hollande (4%). C'est dire que les Etats-Unis figurent parmi les principaux producteurs mondiaux de gaz, tout en étant également le premier consommateur dans le monde avec 23%. Le gaz est surtout utilisé pour la production de l'électricité et y contribue dans une marge de 20%, par la mise en place accélérée des cycles combinés à gaz. Les besoins en gaz des Etats-Unis sont, fondamentalement, satisfaits par la production nationale (80%), les 20% restants sont importés et constituent pour le moment un apport au programme énergétique national. Pourtant les importations sont appelées à augmenter dans le moyen et long terme en raison de la décroissance des réserves.

Le marché Américain est caractérisé par une forte concurrence dans les sphères de la production (environ 8000 opérateurs), mais aussi au niveau du transport (des centaines de sociétés), et de la distribution (1000 entreprises).

Les prix du gaz sont, aujourd'hui, libres aux Etats-Unis même si l'accès aux réseaux demeure régulé. Ils sont donc régis par les mécanismes du marché dans l'espace national et semblent peu sensibles aux prix pratiqués dans les autres régions du monde, du fait de la faiblesse des importations. Cependant, cette tendance risque de s'inverser, comme on l'a vu, avec l'épuisement des réserves et le recours dans le futur à des quantités de plus en plus importantes de gaz importé, surtout le GNL.

En outre, les prix du gaz importé sont indexés sur les prix du marché spot du gaz, qui eux-mêmes sont indexés sur les prix du marché spot du pétrole. L'on observe, par conséquent, une corrélation tendancielle entre les prix du gaz et ceux du pétrole. Le gaz étant une ressource épuisable, son prix devrait intégrer une rente de rareté, si l'on s'en tient au raisonnement de Hotelling.

Jusqu'à très récemment, cette observation n'était pas contestée et pour preuve de nombreux terminaux méthaniers ont été construits aux Etats-Unis pour recevoir le GNL. Depuis 2009, cependant, la découverte des gaz non-conventionnels a bouleversé la donne. Nous analyserons plus loin les enjeux découlant du développement et de l'exploitation de ces nouveaux gaz.

### **3.1.2 Le marché du gaz en Europe**

La dépendance énergétique de l'Europe et en particulier, la forte demande en gaz des membres de l'union ont fait émerger l'idée de la nécessité de réformer le secteur gazier et de l'ouvrir d'avantage à la concurrence. Plus de 50% du gaz consommé par l'Union Européenne est importé et ce taux est appelé à augmenter dans les décennies à venir. Le gaz arrive en Europe, principalement, par le biais de gazoducs, le GNL participant de façon marginale à l'approvisionnement.

Le réseau Européen de gazoducs est fortement maillé. Cela traduit, à l'évidence, l'importance accordée à cette source d'énergie. Dans les conditions actuelles, l'approvisionnement du marché Européen du gaz est assuré, pour l'essentiel, par 3 pays : la Russie, la Norvège et l'Algérie. Les importations de gaz se font dans le cadre de contrats à long terme (25 ans) et sont basés sur des clauses d'indexation des prix du gaz

sur ceux du brut ou des produits pétroliers. Pendant la période précédant la libéralisation des marchés, le prix du gaz était fondé sur la pratique du Net Back. Celle-ci a été abandonnée à la faveur de l'élaboration de la "Directive Gaz" adoptée en 1998 par les autorités Européennes et dont l'objectif était de libéraliser et d'homogénéiser les règles commerciales et tarifaires à l'intérieur des pays de l'union. La commission de Bruxelles a vivement critiqué les comportements oligopolistiques de commercialisation du gaz prévalant jusque-là. Elle considérait, en effet, que les contrats à long terme constituaient des barrières à l'entrée dans le secteur pour les nouveaux entrants, et estimait que le prix du gaz n'est pas déterminé par les fondamentaux du marché, mais reposait sur des paramètres extérieurs à la sphère gazière (dont le principal est l'épuisement des ressources pétrolières). Dans le même ordre d'idées, la commission pense que la rigidité des contrats de longue durée entrave le développement de marchés spot du gaz. Le processus de libéralisation induit une segmentation des activités de la chaîne gazière.

Au niveau du segment amont, le partage de la rente gazière, c'est-à-dire la différence entre le prix payé par les utilisateurs et le total des coûts enregistrés tout le long de la chaîne gazière, est largement favorable aux producteurs-exportateurs, qui disposent d'un pouvoir de marché. Cet avantage a stimulé les importateurs Européens à se placer dans l'amont gazier aiguisant ainsi la concurrence entre fournisseurs comme le suggère la "Directive Gaz".

Au niveau du segment aval, la stratégie des importateurs gaziers (transport, distribution) est de contracter des alliances avec des opérateurs en électricité pour augmenter les parts de marché. Cette fusion horizontale, outre le fait que le gaz et

l'électricité sont des biens complémentaires, est fondée sur le souci de récupérer un maximum de la rente gazière.

Les pays importateurs s'opposent, d'ailleurs, à l'idée de création d'une "OPEP du gaz", jugée contraire au droit de la concurrence émanant de l'esprit de la commission de Bruxelles. Selon cette dernière, une "OPEP du gaz" est l'expression d'un oligopole dont le but est de contrôler la production et les prix du gaz.

La décision des pays producteurs d'harmoniser leurs politiques gazières, procède certainement de leur volonté de réguler les marchés, mais ne contredit pas les règles de la concurrence. Celles-ci sont, plutôt, violées par l'Union Européenne, qui interdit aux opérateurs étrangers d'activer sur son espace. C'est le cas à titre d'illustration, de GAZPROM et de SONATRACH, qui ne sont pas autorisés à intervenir dans l'aval gazier Européen ou très peu ces dernières années.

On est donc, ici aussi comme pour le pétrole, dans une logique de rapports de force autour duquel se cristallise la rente gazière.

### **3.2 Le marché du charbon**

Le charbon (avec une part de marché de 26% de l'énergie primaire dans le monde) peut être considéré comme une des solutions à la crise des choix technologiques passés et actuels. Stimulée par l'essor de la production d'électricité, notamment dans les économies émergentes, la demande de charbon, tend à augmenter plus vite que celle du gaz et du pétrole. Représentant 24% du bilan énergétique mondial dans les années 1970, le charbon a grimpé à 27% ces derniers temps et pourrait, selon certaines prévisions,

franchir la barre des 30% d'ici 2050 ; devenant aussi une des énergies dominantes du vingt et unième siècle juste derrière le pétrole.

Si le pétrole a déclassé le charbon au vingtième siècle, c'est parce que l'industrie pétrolière fonctionnait dans la phase des coûts marginaux décroissants<sup>37</sup>, et que de ce fait, il était possible aux sociétés du Cartel de fixer un niveau de prix tel que la substitution puisse s'effectuer. De plus l'industrie charbonnière était assujettie à un certain nombre de coûts qui n'étaient pas comptabilisés dans le cas de l'industrie pétrolière, grevant ainsi la compétitivité du charbon. Mais à partir du moment où l'industrie pétrolière est entrée dans une phase de coûts marginaux croissants, c'est-à-dire depuis 1970, le charbon devient à nouveau concurrentiel et remplit les critères de la compétitivité.

Les usages du charbon sont fort nombreux. Outre qu'il permet d'obtenir du gaz et du pétrole par synthèse, le charbon est un matériau indispensable à la fabrication du coke qui à son tour constitue un facteur essentiel pour la production de l'acier.

La production mondiale du charbon en 2007 (soit 6400 millions de tonnes)<sup>38</sup> toutes qualités confondues, a été consommée à hauteur de 15% par la sidérurgie, et 65% par les centrales thermoélectriques. Le reste, c'est-à-dire, 20% fut absorbé par les cimenteries, les autres industries, le secteur résidentiel ou tertiaire.

L'industrie charbonnière est caractérisée par des coûts de transport très élevés (aussi bien le transport terrestre, ferroviaire que maritime), limitant forcément les

---

<sup>37</sup> Selon l'hypothèse de Chevalier.J.M (1973) : "le nouvel enjeu pétrolier", Caleman Levy.

<sup>38</sup> Ou 4632 millions de tonnes d'équivalent charbon (Mtec)

échanges internationaux des volumes produits, et par une segmentation géographique du marché qui oblige à distinguer entre le marché Atlantique du charbon dont les transactions reposent sur des contrats à moyen et long terme, et le marché pacifique du charbon sur lequel les opérations s'effectuent dans le cadre d'appels d'offre.

La consommation mondiale du charbon ne cesse de progresser, soutenue en cela par la forte demande Asiatique. Les tableaux suivants indiquent justement l'importance du poids du charbon dans la production d'électricité par région et par filière.

**Tableau 2 : Production d'électricité par région et par filière (TWh)**

	Total	Nucléaire	Hydro	Éolien	Charbon	Gaz	Pétrole	Biomasse
Europe	3853	961	585	105	1123	825	129	107
Amérique du Nord	5012	928	646	33	2243	960	100	82
Pacifique	1438	279	127	5	521	316	161	24
Ex-URSS	1453	258	259	0	268	624	42	3
Amérique latine	1243	29	696	2	68	253	153	25
Asie	5511	273	719	9	3665	568	240	14
Moyen-Orient	728	0	23	0	39	409	257	0
Afrique	612	11	105	1	266	168	61	1
Monde	19852	2738	3162	155	8191	4125	1141	256

Source : ENERDATA (2007)

**Tableau 3 : Production d'électricité par région et par filière (%)**

TWh	Total	Nucléaire	Hydro	Éolien	Charbon	Gaz	Pétrole	Biomasse
Europe	100,0	24,9	15,2	2,7	29,3	21,6	3,3	2,8
Amérique du Nord	100,0	18,8	12,9	-	45,0	19,7	2,0	1,6
Pacifique	100,0	19,4	8,8	-	36,5	22,2	11,4	1,7
Ex-URSS	100,0	17,8	17,8	-	18,6	42,9	2,9	-
Amérique latine	100,0	2,3	56,9	-	5,5	20,3	12,3	2,7
Asie	100,0	5,0	13,2	-	66,9	10,5	4,4	-
Moyen-Orient	100,0	-	3,2	-	5,3	56,2	35,3	-
Afrique	100,0	1,8	17,2	-	43,5	27,5	10,0	-
Monde	100,0	13,9	15,9	-	42,3	20,9	5,7	1,3

Source : Conseil mondial de l'énergie (2007), « Choisir notre futur : Scénarios de politiques énergétiques en 2050 »

De la lecture des chiffres il ressort que :

- La production d'électricité constitue le moteur de la demande charbonnière (8191 TWh, loin devant le gaz, le nucléaire et le pétrole).

- Cette production est concentrée essentiellement en Asie (66,9%), alors qu'elle est très faible au Moyen-Orient (5,3%).

- La contribution du charbon dans la production d'électricité représente une tendance lourde (42,3% dans le monde) et, plus généralement, pèsera à l'avenir dans le bilan énergétique mondial.

Les perspectives d'évolution du secteur électrique mondial d'ici 2050 confirment le rôle prédominant du charbon comme le montre le tableau ci-après.

**Tableau 4 : Evolution du parc électrique mondial à l'horizon 2050**

	Production 2007 TWh	Production 2050 TWh	Taux annuel de croissance (%)	Structure du parc en 2050 (%)
Thermique pétrole	1141	182	-3,8	2,8
Thermique charbon	8191	20830	2,0	32,0
Thermique gaz	4125	13151	2,5	20,2
Thermique biomasse	256	2319	4,8	3,6
Nucléaire	2738	13389	3,4	20,6
Hydraulique-géothermie	3162	5201	1,1	10,4
Éolien-solaire	155	6760	8,4	10,4
Total	19852	65023	2,6	100,0

Source : ENERDATA (2007)

Ces projections font apparaître la prépondérance du charbon dans la contribution à la production d'électricité (32%), soit une croissance annuelle de 2%.

Par ailleurs, la progression de la demande mondiale de charbon sera certainement confortée par celle possible des producteurs de carburants synthétiques (les coals to

liquids ou CTL) qui redoutent des perturbations dans l'approvisionnement pétrolier. A l'horizon 2050, donc, la consommation charbonnière mondiale risque de doubler.

Contrairement au pétrole, on ne parle ni de "peak coal"<sup>39</sup>, puisque les réserves disponibles et potentielles semblent importantes, ni de risque politique du moment que celles-ci sont géographiquement bien réparties et plutôt localisées dans les pays de l'OCDE qui contrôlent les échanges internationaux de charbon dans une proportion allant de 80 à 90%.

En revanche, se pose la question de savoir si l'offre de charbon peut suivre la demande, et à quels coûts les réserves de charbon seront-elles exploitables ?

Plusieurs contraintes pèsent, ces dernières années, sur la production de charbon qui freinent considérablement l'activité de la chaîne. Ainsi le coût du fret maritime a sensiblement augmenté. Sur le trajet Afrique du sud-Rotterdam, à titre d'exemple, il est passé de 6\$ la tonne métrique en 2002 à plus de 50\$ fin 2007-début 2008. La vétusté et le sous-dimensionnement des installations charbonnières ont aussi généré une hausse des coûts. A tout cela, il faut ajouter l'insuffisance de vraquiers (navires spécialisés dans le transport de charbon), et l'engorgement des chemins de fer dont l'incidence sur l'augmentation des coûts semble évidente.

La modernisation, en cours, des infrastructures charbonnières dans les pays producteurs ainsi que le renouvellement de la flotte mondiale des navires devraient, toutefois, atténuer cette tendance à l'envolée des coûts. A coté de cela, l'émergence de

---

<sup>39</sup> Pic de production du charbon.

nouveaux entrants qui profitent de faibles barrières à l'entrée, ravive la concurrence entre les producteurs et contribue d'une certaine façon à réguler le marché.

Tous ces changements dans les structures de l'industrie charbonnière mondiale visent, in fine, à réduire la tension sur l'offre qui est appelée à s'adapter à long terme à la demande. Mais cette adaptation doit tenir compte des impacts négatifs sur le climat de la planète (réchauffement climatique, atteintes à l'environnement). De vigoureuses politiques de protection de l'environnement, couplées à des progrès techniques, devraient permettre au charbon de figurer en bonne place dans le bilan énergétique mondial.

Dans un contexte caractérisé par l'épuisement des hydrocarbures, les préoccupations de sécurité d'approvisionnement, de contraintes environnementales, le nucléaire pourrait constituer une des tendances des marchés mondiaux de l'énergie.

### **3.3 Le marché du nucléaire**

En 2007, le nucléaire représente 7% de l'énergie primaire commercialisée dans le monde.<sup>40</sup> Ce chiffre paraît faible comparé à celui des énergies conventionnelles. Il est vrai que le nucléaire suscite encore des inquiétudes (risques liés à la radioactivité, risques potentiels d'accidents de réacteurs, risques militaires), qui pourraient expliquer sa modeste présence sur la scène énergétique internationale. Mais c'est surtout la non maîtrise de cette technologie dans les pays du sud et l'impossibilité de sa généralisation, pour l'instant tout au moins, qui freine sa promotion.

---

<sup>40</sup> PERCEBOIS, J (2008), LEF N°80

A l'échelle mondiale, 14% environ de la production d'électricité est d'origine nucléaire, un pourcentage relativement faible par rapport à ceux du charbon (42,3%) et du gaz (20,9%). Les projections de la production électrique provenant du nucléaire d'ici 2050 affichent un chiffre de 20,6%, c'est-à-dire, une timide progression de 6% environ.

Pourtant le nucléaire semble, aujourd'hui, réunir les conditions de la compétitivité : tendance haussière des prix des hydrocarbures à moyen et long terme, sécurité énergétique, protection de l'environnement conformément aux engagements du protocole de KYOTO.

Le recours au nucléaire se justifie aussi pour des raisons économiques. Selon une étude menée par TVO/CMC/CIC Securities<sup>41</sup> en 2006, le MWR était de 26\$, celui du charbon de 34\$, alors qu'il s'élevait à 45\$ pour le gaz naturel. Si l'on prend en considération les prix actuels du pétrole (70\$ en moyenne en Juin 2009), du gaz (indexé sur le pétrole) et du charbon thermique (autour de 70\$ la tonne métrique), la compétitivité économique du nucléaire paraît évidente. Cela est d'autant vrai si on intègre dans le calcul le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> (Prés de 40\$ la tonne en 2008).

Or le nucléaire présente des avantages incontestables en termes de rejets de CO<sub>2</sub> et de gaz à effet de serre comparativement à ses concurrents, le charbon et le gaz naturel, dans la production d'électricité. A titre d'exemple, un Kilowattheure nucléaire génère 6 grammes de CO<sub>2</sub> alors qu'un Kilowattheure produit à partir du charbon dégage 970

---

<sup>41</sup> Cité par PERCEBOIS.J (2008), LEF N°80

grammes de CO<sub>2</sub> et un Kilowattheure résultant du gaz naturel émet 427 grammes de CO<sub>2</sub><sup>42</sup>.

Sur un autre plan, la forte hausse du prix de l'Uranium observée ces dernières années ne saurait remettre en cause la compétitivité du nucléaire du fait que le coût du combustible intervient faiblement dans le prix de revient du Kilowattheure : 7% contre 50% dans celui d'une centrale à charbon et 80% d'une centrale à gaz à cycles combinés.

La compétitivité du nucléaire est renforcée par l'importance des réserves mondiales d'Uranium. Celles-ci, dans l'état actuel des estimations s'élèvent à 5,3 millions de tonnes, tandis que la consommation annuelle est de l'ordre de 64000 tonnes. Ceci correspond à un ratio réserves prouvées sur production annuelle de 85 ans si on fait référence aux centrales de troisième génération (réacteurs du type EPR). Dans le cas où on utilise des réacteurs de quatrième génération (réacteurs du type RNR) combinant les deux combustibles, l'Uranium 235 et l'Uranium 238, les réserves sont centuplées.

La relance significative de projets nucléaires un peu partout dans le monde, mais notamment en Asie (Chine, Inde) et aux Etats-Unis ne devrait donc pas être mise en péril par une insuffisance de combustible, ni altérée par un relèvement conséquent du prix de l'Uranium. L'énergie nucléaire, dans ces conditions, et moyennant la prise en compte des externalités négatives, deviendra sans coup férir une composante forte du mix énergétique mondial.

Au terme de cette présentation sur les filières énergétiques, du reste incomplètes, il est possible de tirer les éléments de conclusion suivants :

---

<sup>42</sup> PERCEBOIS,J, OP.CIT

- La disponibilité des sources d'énergie, si elle constitue une préoccupation légitime, ne doit pas être perçue en termes de pénurie à court terme. Les réserves mondiales de combustibles fossiles, toutes formes d'énergies confondues, sont susceptibles de satisfaire l'accroissement de la demande pendant de nombreuses années encore, pour peu qu'elles soient simultanément exploitées et qu'aucune technologie ne soit systématiquement préférée à une autre au nom d'une certaine rentabilité immédiate. Les progrès technologiques permettent d'obtenir, aujourd'hui, du pétrole et du gaz naturel par synthèse du charbon. De plus l'amélioration des techniques de liquéfaction et gazéification pourrait augmenter les rendements en combustibles synthétiques. Alors le risque de pénurie qui jusque-là paraissait inéluctable, devrait s'éloigner dès lors que l'on raisonne en termes de diversification des sources d'approvisionnement.

- La question centrale concerne le choix pour le long terme d'une politique énergétique rationnelle, fondée sur des contraintes d'inépuisabilité et d'acceptabilité sociale. Aucune énergie n'est parfaite. Chacune a ses avantages et ses inconvénients. La recherche d'un système énergétique optimal consisterait, donc, à combiner les avantages de diverses solutions, de sorte que chaque source trouverait sa place dans le bouquet énergétique : les combustibles fossiles, le nucléaire, mais aussi et surtout les énergies renouvelables (solaire, biomasse, éolien, géothermie) en raison de leur reproduction illimitée et leur faible atteinte à l'environnement. Or la diversification énergétique se heurte, pour le moment,

comme nous allons le voir, à la stratégie des grandes compagnies internationales dont l'objectif est la monopolisation de toutes les filières.

#### **4. La stratégie des opérateurs**

L'Etat et les grandes firmes internationales semblent s'opposer en matière de stratégies énergétiques à promouvoir. La présentation qui suit s'efforcera de mettre en évidence les divergences séparant ces acteurs dans l'approche de la problématique énergétique.

##### **4.1. La stratégie énergétique des firmes**

Du point de vue de la théorie économique, la substitution entre différentes formes d'énergie, au cours du temps, dans un cadre concurrentiel, est déterminée par le coût marginal de chaque source. Nous avons vu, précédemment, que le marché du pétrole (et plus globalement celui de l'énergie) ne remplissait pas les conditions de la concurrence parfaite, et que les prix de l'énergie résultaient d'autres structures de marché.

Du fait de la domination de quelques grandes compagnies, le marché de l'énergie ne peut être un marché parfaitement concurrentiel. Il répond plutôt à une configuration de type oligopolistique où le processus de prise de décision en matière de technologies énergétiques à promouvoir se fonde sur une logique tout à fait différente.

En effet, l'évolution du système énergétique international est étroitement liée à la stratégie du capital pétrolier. Celle-ci vise à contrôler l'ensemble des sources d'énergies réputées compétitives, non pas pour les exploiter simultanément, ce qui peut constituer

d'ailleurs un élément de solution à la crise qui se profile à long terme, mais de choisir dans cet éventail, d'investir dans l'énergie dominante c'est-à-dire celle qui offre les meilleures perspectives de profit à court terme.

Ainsi en est-il du pétrole qui présentait de meilleures perspectives de rentabilité que le charbon. La compétitivité du pétrole, outre le fait que l'industrie pétrolière fonctionnait dans une phase de coût marginal décroissant, a été imposée par les firmes qui avaient réussi à fixer des prix pétroliers relativement bas. Aujourd'hui que le coût marginal du brut ne cesse de croître et que les conditions de la compétitivité du charbon sont de nouveau réunies, la substitution interénergétique ne s'est pas opérée systématiquement, les grandes compagnies préférant, pour des raisons stratégiques, poursuivre l'exploitation des hydrocarbures.

Le développement du nucléaire procède fondamentalement de la même logique. Le choix de l'option « nucléaire » s'est appuyé, certes, sur la hausse des prix du pétrole, mais résulte aussi des efforts de recherche-développement entrepris par les gouvernements occidentaux depuis la fin de la deuxième guerre mondiale.

L'intervention de l'Etat dans la promotion du nucléaire, tant pour des raisons d'indépendance énergétique, que sécuritaires (militaires) arrangeait, au fond les affaires des firmes. En effet, en prenant en charge financièrement la totalité des coûts de la recherche liée à cette source, depuis la conception scientifique jusqu'à la commercialisation, et en assumant, de plus, les « coûts externes », (générés par la pollution et le retraitement des déchets radioactifs) l'Etat offre la possibilité aux compagnies de faire des profits conséquents, aussi bien au stade de la production et de la

transformation du combustible, qu' à celui de la construction des réacteurs. C'est pourquoi le processus de substitution interénergétique ne doit pas être appréhendé, systématiquement, en termes de coûts.

Les technologies énergétiques sont caractérisées par un haut degré d'irréversibilité et leur reconversion est conditionnée par une politique franche de soutien de l'Etat en matière de recherche appliquée et fondamentale. Le financement public semble, donc, déterminant dans la prise de décision des innovations technologiques engagées par les firmes. L'absence de l'Etat, sa modeste présence diront certains, dans le domaine des nouvelles sources d'énergies<sup>43</sup>, explique d'ailleurs le désintérêt des entreprises privées pour un tel créneau. Ces dernières considèrent qu'il n'y a aucun avantage, pour le moment du moins, à se lancer dans des marchés incertains, aux perspectives de rentabilités aléatoires.

Il suffit, en revanche, que les pouvoirs publics réorientent leur politique de financement en matière de recherche-développement et accordent plus de crédits aux énergies alternatives, pour qu'aux yeux des firmes la compétitivité de ces sources soit assurée. Ce qui reviendrait à dire, d'une certaine façon, que le processus de valorisation des technologies énergétiques entrepris en aval par les grandes compagnies, est la conséquence directe des choix effectués en matière de recherche, en amont, par l'Etat.

Ce n'est que récemment que l'Etat a commencé à s'impliquer dans la gestion directe des activités énergétiques, laissée auparavant aux forces du marché qui en assuraient la répartition. Hormis le nucléaire qui faisait partie des préoccupations

---

<sup>43</sup> Solaire, Eolien, biomasse, géothermie

gouvernementales, les autres programmes énergétiques ont pâti du désengagement de l'Etat.

#### **4.2. La stratégie énergétique des Etats**

La perspective d'une rupture dans l'approvisionnement mondial, à moyen et long terme, a obligé les Etats à se préoccuper davantage de leur avenir énergétique, et réfléchir sur les éléments d'une politique cohérente, fondée en priorité sur des finalités sociales.

L'intérêt manifesté, ces dernières années, aux autres sources d'énergie, que le pétrole et le gaz ainsi qu'à la protection de l'environnement, montre en tout cas, qu'une politique de diversification au niveau de l'offre est en train de naître chez la plupart des pays consommateurs, soucieux bien évidemment d'aboutir à leur autonomie énergétique.<sup>44</sup>

Outre l'innovation technologique, une gestion plus rationnelle des ressources disponibles, en particulier les économies d'énergie, semble retenir l'attention des Etats, marquant ainsi un infléchissement sensible dans la poursuite du modèle de croissance énergétique basé jusque-là sur l'exploitation systématique d'une source dominante : le pétrole en l'occurrence.

Les insuffisances constatées dans les stratégies précédentes, sur lesquelles s'accordent d'ailleurs tous les acteurs, que se soit les gouvernements, les institutions internationales ( BM, FMI, OCDE), ou les organismes spécialisés (AIE, OPEP,

---

<sup>44</sup> En témoigne l'effort déployé en direction de la biomasse, de l'éolien, et du solaire dont la faisabilité technique semble maîtrisée.

CME...), conduisent alors à la nécessité de mettre en œuvre une politique de recherche-développement englobant l'ensemble du domaine de l'énergie et qui seraient la condition sine qua non à l'élaboration d'une politique énergétique optimale à long terme.

Celle-ci devrait s'articuler autour de quatre grands axes :

- Un axe technologique visant à étudier, dans un premier temps, les choix techniques pouvant être effectués, tout le long de la chaîne énergétique (production, transport, consommation des différentes sources), et dans un deuxième temps, à définir les phases et les délais nécessaires permettant de passer des résultats de la recherche fondamentale à leur exploitation industrielle.

- Un axe environnemental, qui consiste à analyser l'impact des choix technologiques à promouvoir sur l'environnement, et trouver un arbitrage entre croissance économique et équilibre écologique. La préoccupation environnementale implique, en outre, que les ressources énergétiques doivent s'intégrer dans une stratégie globale, celle des ressources naturelles.

- Un axe économique dont l'objectif est d'analyser les interactions entre les choix énergétiques et le développement économique et identifier, en parallèle, les structures économiques sous-tendant ces choix.

- Un axe socio-politique consistant à étudier les relations entre les options énergétiques retenues et les contraintes socio-politiques, et à déterminer dans quelles conditions les choix effectués sont compatibles avec les finalités sociales.

Une politique énergétique cohérente c'est-à-dire économiquement rentable et socialement acceptable doit par conséquent s'appuyer sur une analyse en termes de systèmes et non pas être subordonnée à des considérations de profit monétaire à court terme. Elle exige, en outre, le pluralisme technologique au niveau de la recherche-développement.

L'Etat, susceptible de se projeter dans le long terme et supposé être le garant de l'intérêt général est seul habilité à conduire une telle politique où coexisteraient différentes sources d'énergies en fonction de différentes contraintes.

## **Conclusion**

Le poids du marché spot et des marchés financiers s'accroît nettement dans les transactions énergétiques. Les marchés « à terme » et « d'options » amplifient, certes, la variation des prix et conséquemment la spéculation, mais ils contribuent aussi à augmenter la fluidité des marchés. Si les intermédiaires financiers doivent continuer à jouer leur rôles, il est pourtant nécessaire qu'une autorité de régulation puisse encadrer les marchés afin d'éviter un brusque dérapage des cours à l'instar de ce qui s'est produit lors de la crise économique-financière de l'été 2008.

Le même constat peut être fait à propos de la libéralisation des marchés gaziers. La dérégulation de ces marchés a, en effet, permis de réaliser des gains d'efficacité dans les pays développés, mais semble prématurée dans les pays du Sud qui sont confrontés, outre des problèmes de maîtrise technique, à un problème de gouvernance économique.

Au delà de ces considérations la préoccupation fondamentale reste l'élaboration d'une politique énergétique rationnelle fondée sur une gestion à long terme des

ressources énergétiques, c'est-à-dire sur une exploitation des réserves qui ne doit pas privilégier le présent au détriment du futur.

## **Chapitre 3 : L'efficacité énergétique**

### **Introduction**

Depuis le protocole de KYOTO, le souci de sécuriser les approvisionnements énergétiques, a fait, progressivement, croître l'intérêt public pour l'efficacité énergétique, et sa prise en considération au niveau politique. La plupart des pays industrialisés ainsi qu'un nombre croissant de pays en développement ont lancé des politiques d'efficacité énergétique. Celles-ci visent à atteindre la meilleure efficacité dans la consommation et l'offre d'énergie, à la fois au sens technique et au sens économique. Au niveau technique l'efficacité consiste à obtenir le maximum d'output avec le minimum d'input énergétique. Au niveau économique, en revanche, l'efficacité a une signification plus large. Elle suppose que l'énergie utilisée reflète les vrais coûts générés par son usage, c'est-à-dire simultanément le coût de l'énergie utilisée par unité d'output produit et l'internalisation des coûts externes engendrés par les investissements énergétiques.

La politique d'efficacité énergétique peut alors s'interpréter, dans un contexte inter temporel, comme une politique prenant en compte la préoccupation environnementale. La production et la consommation d'énergie provoque, en effet, des changements dans l'environnement physique, social et économique. Ces transformations ont des répercussions non seulement au plan national mais peuvent s'étendre géographiquement à l'espace international.

Dans les pays en développement, la croissance économique demeure, certes, la priorité du développement, mais la variable environnementale est maintenant perçue

comme une contrainte nécessaire. Il n'est pas possible, aujourd'hui, de prendre des décisions concernant l'énergie sans envisager leur interaction avec les politiques et tendances des autres secteurs de l'économie. La stratégie industrielle est intimement liée à l'évolution des fondamentaux du marché énergétique (offre et demande d'énergie), d'autant que les structures industrielles affectent l'intensité énergétique. Cela signifie que le développement économique doit être conçu de façon à ce qu'un accroissement de l'output ne compromette pas définitivement la disponibilité des ressources énergétiques allouées au cours du temps.

L'intensité énergétique est le rapport qui existe, à un moment donné, dans un pays donné, entre la quantité d'énergie primaire<sup>45</sup> consommée durant l'année et le produit intérieur brut. Elle mesure, en d'autres termes, la quantité d'énergie dont on a besoin pour produire une unité de PIB. Ce rapport est en général exprimé en "tonnes-d'équivalent-pétrole" par Dollar, Euro, voire d'autres monnaies. Il est très variable dans le temps et dans l'espace du fait que plusieurs facteurs interfèrent : le climat, la technologie, le prix, la réglementation. L'intensité énergétique est, en outre, un déterminant essentiel de l'efficacité énergétique.

Afin de mieux cerner les objectifs de politique d'efficacité énergétique et d'évaluer les résultats, il est important d'explicitier les notions de "substitution" énergétique et de transition énergétique.

---

<sup>45</sup>L'énergie primaire correspond à l'énergie comptabilisée à l'entrée du système énergétique (production de pétrole, gaz, charbon,...).  
L'énergie finale correspond, quant à elle, à l'énergie vendue sur les différents marchés nationaux après transformation de certaines formes d'énergie (pétrole brut en produits raffinés, gaz naturel en électricité,...).

## 1. La notion de substitution énergétique

L'inquiétude croissante suscitée par le réchauffement climatique et le manque de ressources a fait prendre conscience de la nécessité de développer de nouvelles filières énergétiques susceptibles de se substituer aux sources d'énergie fortement émettrices de gaz à effet de serre. La substitution est tantôt présentée comme un facteur déterminant des stratégies de lutte contre les changements climatiques, tantôt comme un moyen pour les promoteurs énergétiques de faire passer leurs projets. L'introduction de nouvelles sources, réputées propres (énergie solaire, énergie éolienne...) dans le bilan énergétique mondial pose une double interrogation

- Signifie-t-elle la cessation de la consommation des énergies polluantes (charbon, pétrole)?
- S'agit-il d'une substitution partielle (augmentation des parts de marché) ou d'une remise en cause du schéma de croissance énergétique, jusque-là prédominant?

Pour l'instant, on observe que les productions supplémentaires résultant des sources propres ne font que s'ajouter à la consommation totale d'énergie. Dans les conditions d'une offre énergétique contrainte, il semble donc difficile de parler de substitution effective. Mais que recouvre, en fait, la notion de substitution énergétique?

En s'simplifiant à l'extrême, la substitution énergétique peut être définie comme le remplacement d'une source d'énergie par une autre. Il convient cependant de distinguer entre substitution des parts de marché ou substitution partielle et substitution réelle

### 1.1. La Substitution partielle

Elle consiste en l'acquisition de parts de marché d'une source d'énergie par une autre. Celles-ci sont exprimées en pourcentage de la production énergétique totale annuelle. Pour illustrer notre propos, prenons les exemples purement théoriques suivants.

**Tableau 5 : Exemple théorique 1**

Année	Consommation (Mtep)			Part de marché (%)	
	Source X	Source Y	Totale	Source X	Source Y
1990	50	37,5	87,5	57%	43%
1991	51	40	91	56%	44%
1992	52	45	97	54%	46%
1993	52,5	50	102,5	51%	49%
1994	53	52,5	105,5	50%	50%
1995	54	53,5	107,5	50%	50%
1996	55	56	111	50%	50%
1997	56,5	57,5	114	50%	50%
1998	57,5	60	117,5	49%	51%
1999	59	62	119	49%	51%
2000	59,5	64,5	124	48%	52%
2001	61,5	66	127,5	48%	52%
2002	62	67,5	129,5	48%	52%
2003	61,5	70	131,5	47%	53%
2004	62,5	71	133,5	47%	53%
2005	64,5	72,5	137	47%	53%
2006	65	75	140	46%	54%

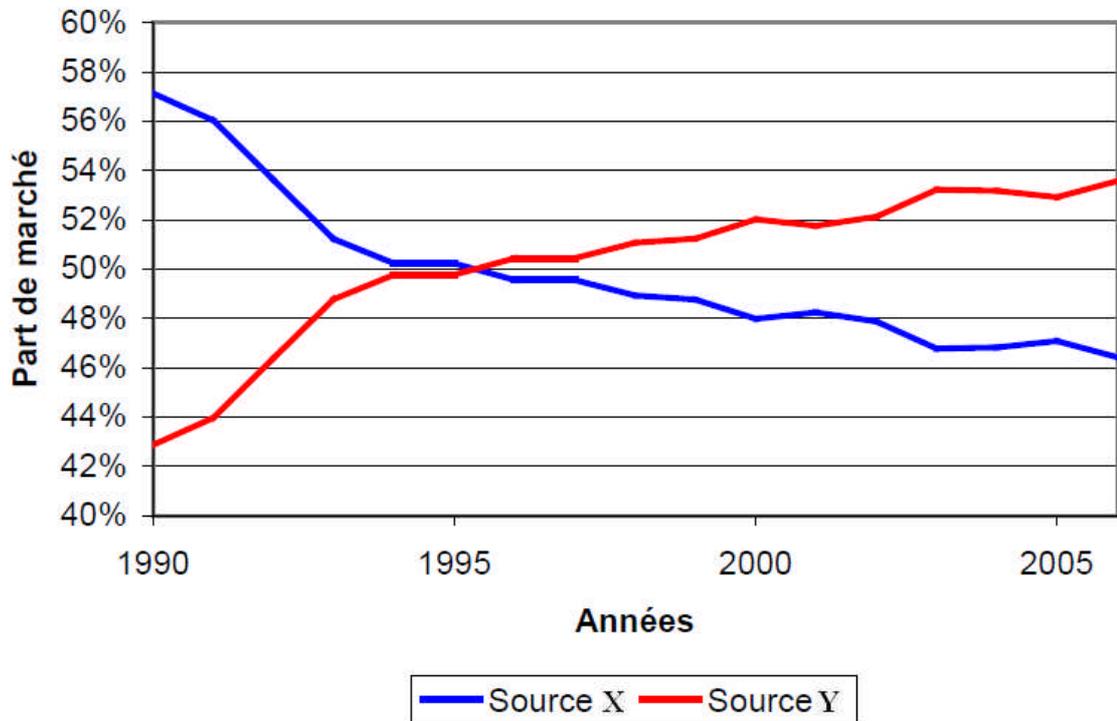
**Tableau 6 : Exemple théorique 2**

Année	Consommation (Mtep)			Part de marché (%)	
	Source X	Source Y	Totale	Source X	Source Y
1990	50	37,5	87,5	57%	43%
1991	49	38,5	87,5	56%	44%
1992	47	40,5	87,5	54%	46%
1993	45	42,5	87,5	51%	49%
1994	44	43,5	87,5	50%	50%
1995	44	43,5	87,5	50%	50%
1996	43,5	44	87,5	50%	50%
1997	43,5	44	87,5	50%	50%
1998	43	44,5	87,5	49%	51%
1999	42,5	45	87,5	49%	51%
2000	42	45,5	87,5	48%	52%
2001	42	45,5	87,5	48%	52%
2002	42	45,5	87,5	48%	52%
2003	41	46,5	87,5	47%	53%
2004	41	46,5	87,5	47%	53%
2005	41	46,5	87,5	47%	53%
2006	40,5	47	87,5	46%	54%

Si l'on considère le tableau 5, on constate, pour l'année 1990, que la consommation de 50 Mtep relative à la source X, sur une consommation totale de 87,5 Mtep, fait ressortir une part de marché de 57%.

Si l'on représente, ensuite, graphiquement l'ensemble des valeurs figurant sur les tableaux 5 et 6, il est possible de déterminer les moments où il y a substitution des parts de marché.

**Graphe 1 : Part de marché par filière (Tableaux 5 et 6)**



Sur le graphique 1 on remarque que, dans l'intervalle de temps retenu (1990-2006), c'est à dire pour l'ensemble de cette période, les parts de marché de la source X ont été progressivement substituées par la source Y. L'augmentation plus rapide de la consommation de la filière Y par rapport à celle de la filière X explique seulement le changement des parts de marché et non une quelconque substitution concrète. Qu'en est-il dans la réalité ?

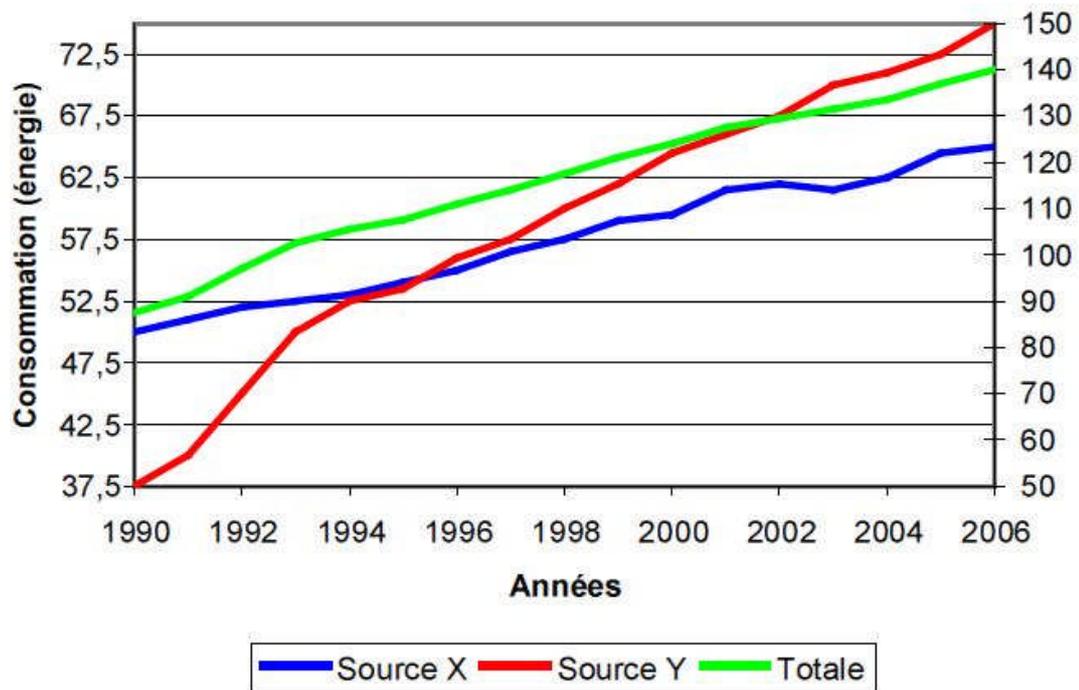
## **1.2. La Substitution réelle**

Elle est fondée sur le remplacement effectif et mesurable de la production d'une source par une autre. La source substituée se caractérise, donc, par une baisse de son exploitation quantitativement mesurée, et inversement pour la source substituante.

Précisons encore que l'accroissement de la consommation d'une source qui n'entraîne pas la réduction de la consommation des autres sources, ne constitue pas une substitution réelle, mais une addition à la consommation globale. C'est pour cette raison que ces changements n'ont pas un impact direct sur la sécurité énergétique ou sur la diminution des effets polluants.

En reprenant les deux exemples précédents et en procédant, cette fois-ci, non plus à une représentation graphique en terme de parts de marché (%), mais sous forme de consommation réelle on obtient :

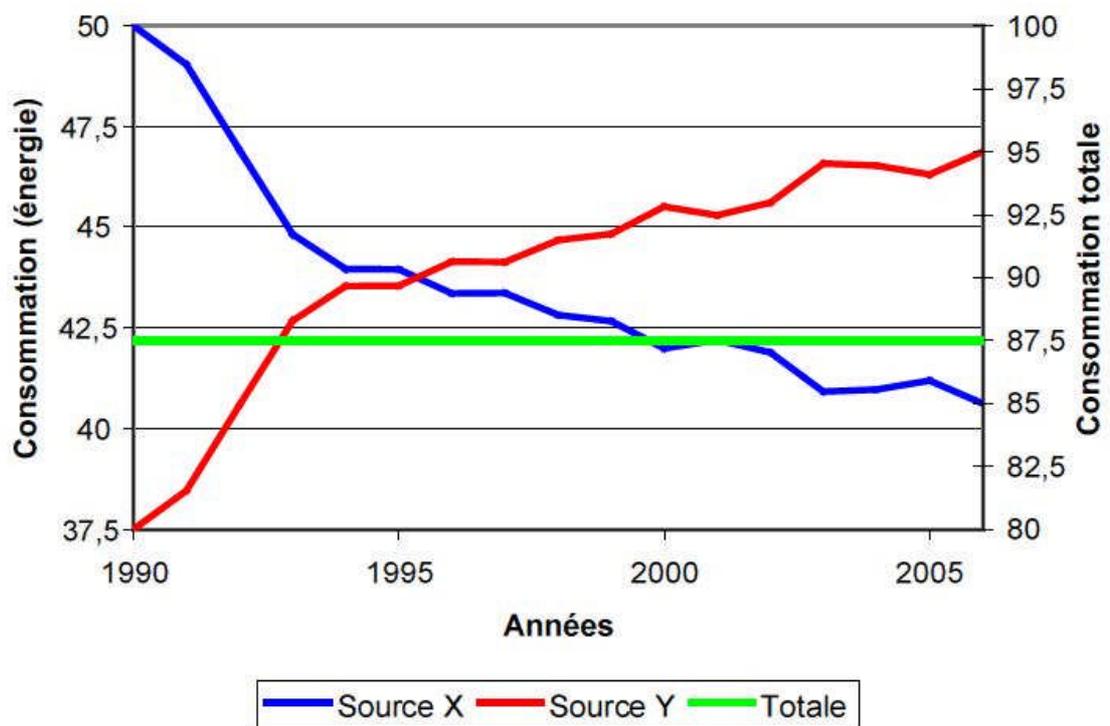
**Graph 2 : Consommation par filière (Tableau 5)**



Sur le graph 2 on observe qu'il n'y a pas de substitution dans le long terme, du moment que les deux sources X et Y continuent de croître.

En revanche, sur le graphique 3 qui suit, il est facile de noter que la consommation de la source X diminue, celle de la source Y augmente, alors que la consommation totale reste stable. Il se produit, par conséquent, une substitution effective de l'énergie X par l'énergie Y.

**Graph 3 : Consommation par filière (Tableau 6)**



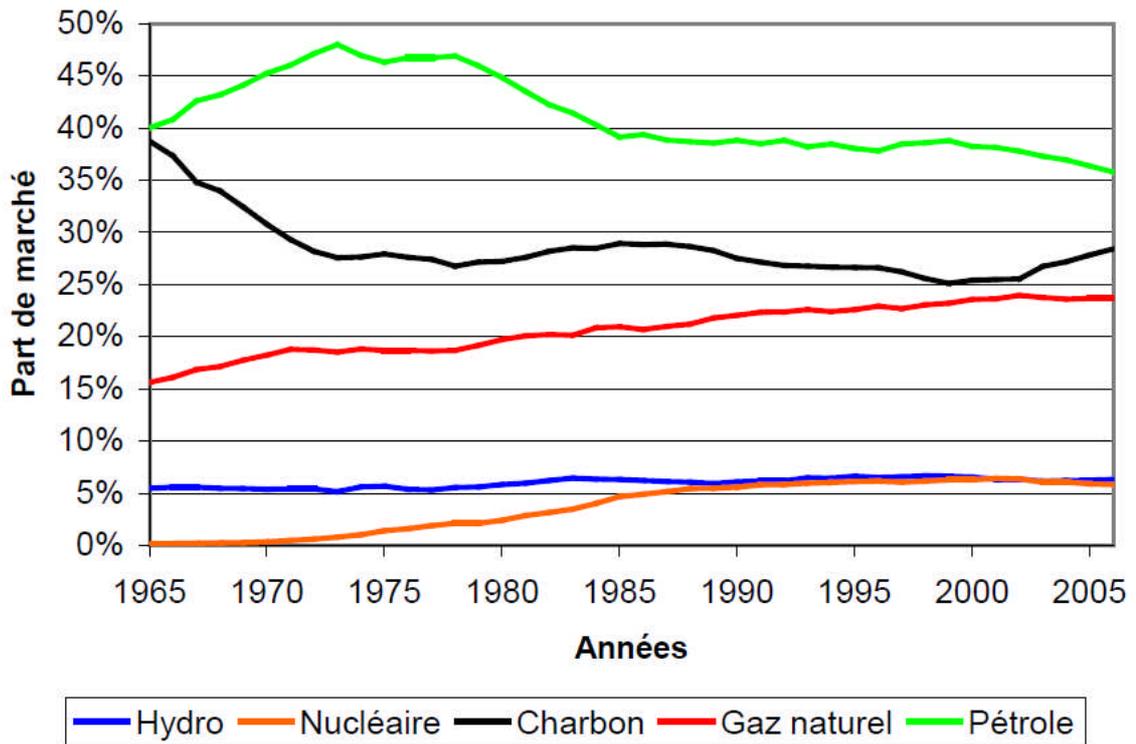
### 1.3. Les substitutions énergétiques dans le monde

Les sources d'énergie dominantes actuelles, c'est à dire le pétrole, le gaz naturel, le charbon et l'uranium sont, pour l'essentiel, des sources épuisables. Elles représentent près de 95% de la consommation énergétique mondiale<sup>46</sup>. Sur le plan de la substitution

<sup>46</sup> AIE, World Energy Outlook, Nov. 2006

interénergétique, et en se référant au graphique 4, il est possible de dégager les tendances suivantes :

**Graphe 4 : Part de marché par filière dans le monde**

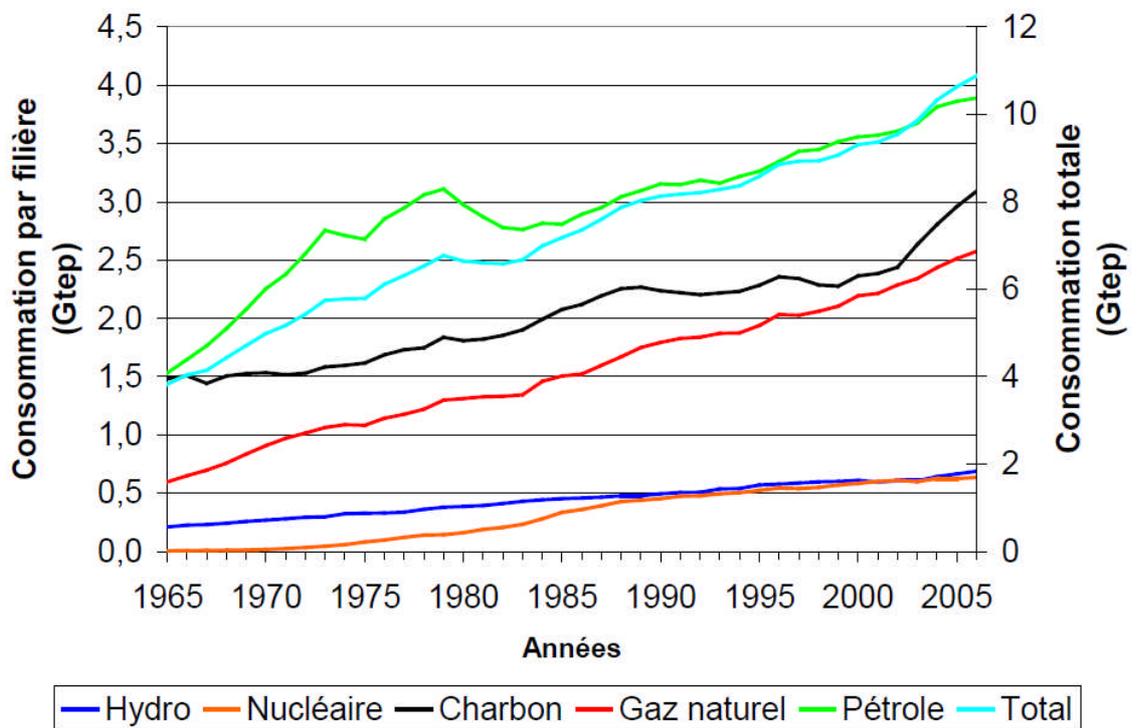


Source : données tirées à partir de BP Statistical review of World Energy, June 2007

Jusqu'au début des années 1970, le charbon est vivement concurrencé par le pétrole et perd des parts de marché importantes en faveur de ce dernier. Depuis les deux chocs de 1973 et 1979, correspondant à la hausse des prix du brut, le pétrole cède à son tour des parts de marché (substitution partielle), certes faibles, au profit du gaz naturel et du nucléaire, et depuis les années 2000, en faveur du charbon qui suscite de nouveau un regain d'intérêt en matière de perspectives énergétiques.

Si on se limite, donc, à une analyse basée strictement sur les parts de marché, il est permis d'avancer que nous soyons relativement moins dépendants du pétrole qu'auparavant. Mais est-ce vraiment le cas ? Le graphique suivant permet d'avoir une idée plus claire sur la question.

**Graphe 5 : Consommation d'énergie par filière dans le monde**



Source : données tirées à partir de BP Statistical review of World Energy, June 2007

Le graphique 5 fait ressortir, en effet, que le pétrole a subi une légère substitution, notamment après le deuxième choc pétrolier de 1979, en faveur des autres sources. Cependant, à partir de 1990, la consommation de toutes les énergies est en très forte progression et en particulier celle du charbon. L'industrialisation des pays émergents, à

l'instar de la Chine et l'Inde est, probablement, à l'origine de cette explosion de la consommation<sup>47</sup>.

En partant, alors, du constat que la substitution du pétrole est temporaire, une réelle substitution d'énergie dans le long terme paraît incertaine. L'arrivée de nouvelles filières, au niveau mondial, supposées plus propres (gaz naturel, nucléaire, sources renouvelables), ne s'est pas accompagnée d'une réduction sensible des énergies fossiles plus polluantes. Bien au contraire, les différentes sources semblent s'additionner en vue de répondre aux besoins sans cesse croissants de l'économie nationale, si l'on exclut, évidemment, les effets désastreux sur la demande de la dernière crise financière. Les politiques énergétiques actuelles, incohérentes, point sur lequel nous avons insisté, ne peuvent pas, par conséquent, contribuer à une substitution effective entre formes d'énergie, différant du coup, et de façon indéfinie, la solution aux problèmes du réchauffement climatique et de l'émission des gaz à effet de serre. Tant que des considérations de profit à court terme continueront à guider la stratégie des acteurs, et en l'absence d'une nouvelle orientation dans la gestion du secteur, les promesses de mettre en œuvre des mesures d'efficacité énergétique resteront un vœu pieux. La régulation énergétique par les forces du marché ne peut en outre assurer une réelle substitution, le marché s'opposant par définition, à toute forme de planification dans le moyen et long terme.

En réalité le problème, de la substitution est mal posé quand on raisonne en termes de remplacement d'une énergie par une autre. Le vrai débat concerne l'utilisation

---

<sup>47</sup> L'accroissement de la consommation de charbon a été respectivement de 30% au niveau mondial, mais de 38% en Inde et de 75% en Chine. BP Statistical Review of World Energy, 2007

simultanée de toutes les énergies tant les besoins sont multiples, tenant compte bien sûr, des contraintes existantes : environnementales, sociales et politiques.

A cet égard, il semble plus pertinent de parler de complémentarité que de substitution. La transition énergétique évacue, d'ailleurs, cette distinction pour s'intéresser davantage à la synergie des ressources.

## **2. Le concept de transition énergétique**

Les perspectives de déclin des hydrocarbures (pic pétrolier dans un proche avenir, pic gazier dans un avenir un peu plus lointain) les risques d'épuisement des autres sources non-renouvelables (charbon, uranium), le réchauffement planétaire, dans un contexte de progression continue de la demande mondiale, montrent assez nettement le caractère non durable du modèle énergétique actuel. Les limites d'un tel système ont suffisamment été soulignées auparavant, et il importe d'engager précisément une transition vers un modèle de croissance énergétique plus viable.

L'état des lieux que nous avons établi a fait apparaître qu'il n'y a pas d'alternative immédiate aux combustibles fossiles qui vont continuer à jouer un rôle déterminant dans le moyen et long terme. Le passage à une nouvelle configuration énergétique intégrant, à grande échelle, les nouvelles sources requiert de longs délais. La transition énergétique pourrait alors s'étaler dans le temps, tandis que la consommation s'accroît.

Pour résoudre ce dilemme, il est nécessaire de mettre en place un certain nombre de mesures. Il convient d'innover dans le domaine technologique, mais aussi dans celui de l'organisation économique, de planifier à long terme les besoins en tenant compte des diverses contraintes, d'harmoniser enfin les politiques publiques.

Ces propositions succinctes, susceptibles de constituer des éléments de solution au dépassement du système énergétique en vigueur, méritent, cependant, d'être approfondies. La présentation et l'analyse des principales caractéristiques de la période de transition, dans ce qui suit, répondent à cette préoccupation.

## **2.1. L'accroissement de la demande**

L'augmentation régulière de la demande énergétique s'explique, certes, par le rattrapage industriel des pays émergents et l'accroissement prévisible des moyens de transport, mais elle est liée également à la croissance exponentielle de la population mondiale dont les besoins explosent.

Le scénario de référence de l'AIE<sup>48</sup> prévoit une progression dans la consommation de 56% environ sur la période allant de 1970 à 2030, avec une hausse annuelle moyenne de 1,6%. Pour la même plage de temps, le nombre d'habitants à l'échelle de la planète s'est accru de 121%. C'est dire les tensions et le déséquilibre qui risquent de peser dans le long terme sur l'offre énergétique mondiale.

## **2.2. L'approvisionnement énergétique à long terme**

La consommation énergétique actuelle s'appuie, répétons-le, principalement sur les ressources fossiles qui se taillent une part de marché de 80%, approximativement, dans le monde. Le pétrole et le gaz naturel représentent à eux seuls 56% de l'offre de l'énergie primaire, le charbon 25%. Selon l'AIE, la part occupée par les combustibles fossiles dans le bilan énergétique mondial ne changera pas à l'horizon 2030. Cette

---

<sup>48</sup> AIE (2008), World Energy Outlook

position risque même d'être renforcée puisque certains secteurs à l'instar de la pétrochimie et du transport dépendent presque exclusivement du pétrole.

Dans les décennies à venir, les besoins dans le domaine du transport passager augmenteront de 130% et ceux du transport marchandises de 200%<sup>49</sup>. Des perturbations peuvent donc apparaître au niveau des approvisionnements énergétiques, en particulier les approvisionnements pétroliers.

Aux incertitudes sur les capacités de l'industrie pétrolière à répondre à la consommation, viennent s'ajouter des tensions géopolitiques. Les capacités de production développables à court terme sont aujourd'hui, en effet, très concentrées sur certaines régions (le Moyen-Orient et dans une moindre mesure l'Afrique) caractérisées par un climat d'insécurité. De nombreux indices tendent à montrer qu'il ne s'agit pas de tensions passagères mais que la longue période d'énergie abondante et bon marché pourrait être remplacée par une nouvelle période d'énergie beaucoup plus chère.

Les menaces sont en fait multiples<sup>50</sup> et les solutions à apporter doivent passer par la remise en cause du système actuel. Il s'agit dès à présent d'assurer, dans les conditions optimales, une transition énergétique. A défaut de cela, l'avenir énergétique du monde pourrait être compromis.

---

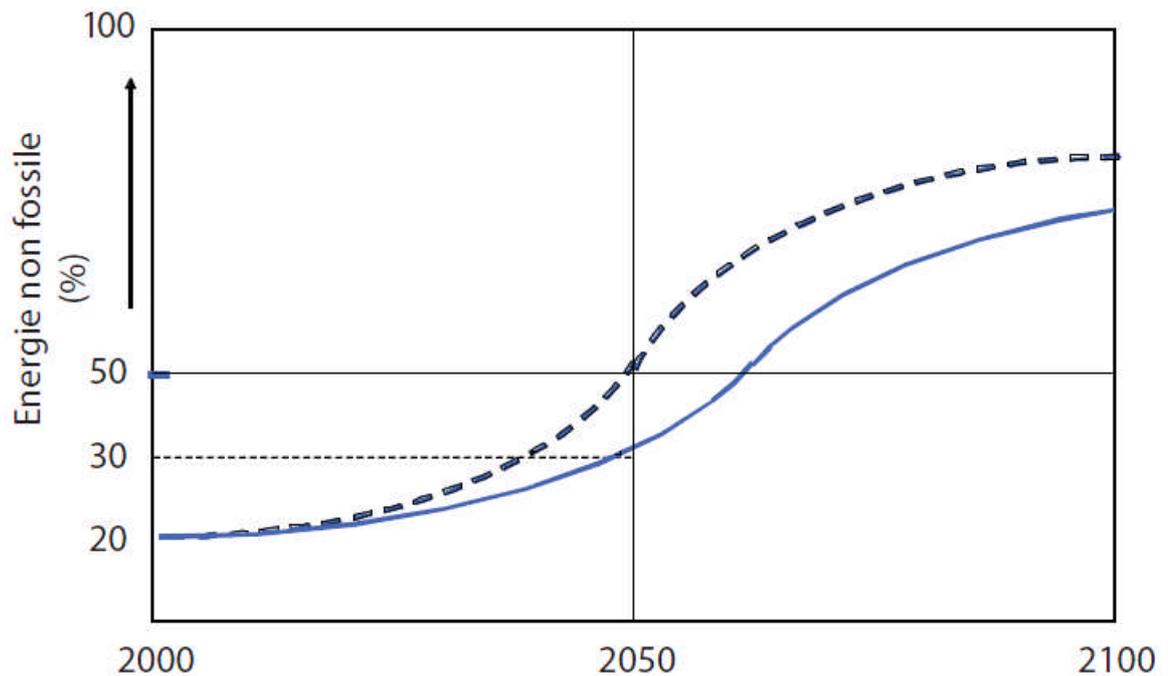
<sup>49</sup> AIE (2008), World Energy Outlook

<sup>50</sup> On a observé au cours de ces dernières décennies différents phénomènes qui apparaissent liés au changement climatique tels que la fonte régulière des glaciers, la désertification, l'augmentation de la fréquence de cyclones violents.

### 2.3. Les étapes de la transition énergétique

La transition énergétique est le passage d'un modèle fondé, actuellement, à 80% sur les énergies fossiles, épuisables et émettrices de gaz à effet de serre, vers un modèle fondé sur les énergies réputées propres telles les énergies renouvelables. Ce saut qualitatif d'un schéma de croissance énergétique imposé vers un modèle socialement désiré interpelle cependant sur la durée de la période de transition. Le graphe ci-dessous indique l'évolution de la part d'énergie non fossile dans le long terme.

**Graphe 6 : Evolution de la part d'énergie d'origine non fossile**



Source : IFP (2007)

On observe sur le graphe une progression timide au départ, ensuite une croissance plus vigoureuse ponctuée par un point d'inflexion et enfin un ralentissement au terme de la croissance.

Le renversement de tendance au détriment des énergies fossiles impose que le point d'inflexion (sur le graphe) se situe en 2050, avec une part d'énergie non fossile de l'ordre de 50%. Ce pourcentage est, en réalité, bien plus faible et la plupart des spécialistes le situent autour de 30% à l'horizon 2050.

Dans cet intervalle de temps les combustibles fossiles continueront à exercer une influence considérable en raison de leur difficile substitution dans certaines activités. D'aucuns considèrent que l'alternance énergétique relève plus du mythe que de la réalité. Les partisans de cette thèse soutiennent, en effet, qu'il n'existe pas d'alternative immédiate au pétrole qui demeure incontournable dans le secteur des transports et où les substituts envisageables sont encore très coûteux.

Afin d'assurer une transition satisfaisante, il est donc nécessaire, outre la mise en place d'un « mix énergétique », de lancer un certain nombre d'actions et notamment : La réduction de la consommation d'énergie, le captage et le stockage du CO<sub>2</sub>. Différents scénarios visent dans le cadre du développement durable à rapprocher les émissions du CO<sub>2</sub> par habitant au niveau mondial. Cela consiste à réduire par un facteur 4 (la problématique du facteur 4) les émissions des pays développés, de manière à permettre un accroissement des émissions des pays en développement, lié à la poussée

démographique et l'augmentation du niveau de vie.<sup>51</sup> En d'autres termes, l'intensité carbone définie par le rapport des émissions de CO<sub>2</sub> à l'ensemble des PIB, devra être divisée par un facteur 4 à l'horizon 2050. Toutes ces mutations exigent, bien entendu, la mise en œuvre de technologies énergétiques adaptées, c'est à dire capables à faire franchir avec succès le cap de la transition.

#### **2.4. Progrès technique et transition**

Les alternatives énergétiques, nous l'avons noté, ne peuvent être promues que très progressivement, en raison de la longue durée de la période de transition. Durant cette phase des solutions peuvent, néanmoins, être suggérées qui s'articuleraient autour des impératifs suivants :

- Repenser les normes d'utilisation de l'énergie, dans le sens de l'amélioration du bien être de l'ensemble de la population du globe. Pour cela il convient d'une part, de parvenir à satisfaire la demande mondiale d'énergie sans exclure les pays en développement, et d'autre part utiliser rationnellement l'énergie de façon à réduire la consommation sans compromettre le développement. Ce qui implique de réfléchir à la mise en place d'un nouveau mode de fonctionnement de l'économie et de la société fondé, avant tout, sur le respect de l'environnement<sup>52</sup>. Du côté de l'offre, si la diversification contribue à assurer la disponibilité du

---

<sup>51</sup> " Division par 4 des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050", rapport du groupe de travail présidé par Christian De BOISSIEU.

<sup>52</sup> Utiliser des matériaux (isolants) moins énergivores dans la construction des logements, introduire l'énergie solaire dans les applications décentralisées (capteurs solaires thermiques et photovoltaïques pour l'alimentation en eau chaude).

l'énergie à long terme, elle demeure, cependant, insuffisante, et doit s'accompagner d'autres mesures. Parmi celles-ci, il importe de repousser les limites de production du pétrole, en développant de nouvelles technologies<sup>53</sup> susceptibles de permettre de réaliser de nouvelles découvertes, d'augmenter la rentabilité des gisements existants, d'exploiter les bruts non conventionnels dont la mise en production était confrontée jusqu'ici à des contraintes techniques et financières.

Les progrès techniques enregistrés dans le domaine des hydrocarbures permettent, en effet, aujourd'hui d'extraire les huiles lourdes et extra-lourdes des considérables réserves<sup>54</sup> situées principalement au Venezuela et au Canada, mais également de produire du pétrole en offshore profond, c'est à dire à des profondeurs d'eau atteignant, voire dépassant 2000m.

Ces avancées technologiques<sup>55</sup>, somme toute, significatives sont tributaires d'un prix optimal du pétrole, c'est-à-dire un prix compatible à la fois avec une poursuite des investissements dans l'industrie pétrolière pour sécuriser les approvisionnements énergétiques, et une croissance mondiale soutenue, durable.

---

<sup>53</sup> Ces technologies s'appuient en particulier sur l'amélioration des méthodes d'exploration (techniques d'imagerie sismique du sous-sol), l'amélioration des méthodes de récupération assistée que ce soit la récupération secondaire (injection d'eau et de gaz), ou la récupération tertiaire (injection de CO<sub>2</sub>, de vapeur).

<sup>54</sup> OECD/IEA (2005): "Resources to Reserves, oil and gas technology for the energy markets of the future".

<sup>55</sup> Il est possible, actuellement, d'obtenir du pétrole de synthèse à partir du charbon et du gaz naturel, en utilisant les techniques CTL (Coal To Liquids) et GTL (Gas To Liquids), mais en raison de coûts élevés, la production de carburant de synthèse reste marginale.

- Accélérer la décroissance de l'intensité carbone et des émissions de CO<sub>2</sub>, pour réduire les risques de réchauffement. La mise en place d'un « mix énergétique » permet, certes, de réduire la dépendance vis-à-vis des hydrocarbures, mais, paradoxalement n'apporte pas une réponse adéquate au problème du changement climatique. C'est ce que nous observons avec le retour du charbon qui va accentuer sans doute les émissions du CO<sub>2</sub>. La solution appropriée serait donc de décarboniser l'énergie, soit en faisant appel à des sources d'énergie non carbonées (nucléaire, sources renouvelables), soit en utilisant des vecteurs énergétiques (électricité, hydrogène) à contenu carbone très faible. Actuellement, les émissions du CO<sub>2</sub> proviennent pour l'essentiel de la production de l'électricité (39%), de l'industrie (22%), et des transports (23%)<sup>56</sup>. Pour réduire les émissions et faciliter le passage vers un nouveau système énergétique, il faut impérativement maîtriser le contenu carbone par captage et stockage du CO<sub>2</sub>, et améliorer l'efficacité énergétique. Il s'agit, par exemple, d'introduire de nouvelles options comme les biocarburants et la production d'électricité à partir de sources d'énergie non fossile.

Ces mesures, ainsi que celles précédemment évoquées constituent donc les étapes marquantes de la transition énergétique. De façon synthétique, on peut dire que celle-ci devrait s'articuler autour de la mise en œuvre d'un système hybride combinant bouquet énergétique, pluralisme technologique en matière de carburants et de moyens de transport.

---

<sup>56</sup> IFP, 2007.

Le processus d'identification du caractère non durable du modèle énergétique actuel, et des solutions envisagées pour un avenir énergétique plus crédible, suggère, on l'a vu, la nécessité d'engager très rapidement une transition. Les phases de mise en place des technologies de la transition énergétique respecteraient le scénario suivant :

- Dans le court terme (jusqu'à 2010), l'objectif n'est pas de remettre en cause les technologies employées, mais d'en améliorer les rendements et l'efficacité énergétique grâce au progrès technique.

- Dans le moyen terme (entre 2020 et 2030), on devrait assister à la pénétration en force des énergies de la transition : Technologies hybrides, technologies liées au captage et stockage du CO<sub>2</sub>, développement des biocarburants.

- Dans le long terme (au delà de 2050 et jusqu'à la fin du siècle), de nouvelles options énergétiques devraient prendre place, telles que le nucléaire de 4<sup>ème</sup> génération (fusion thermonucléaire), le solaire photovoltaïque, l'hydrogène comme vecteur énergétique.

La concrétisation de ce programme de grande ampleur de la transition énergétique exige, alors, des efforts considérables en matière de recherche-développement. Les longs délais requis pour réaliser les nouvelles technologies ne s'opposent pas, cependant, à la mise en œuvre de mesures urgentes destinées à améliorer l'efficacité énergétique.

### **3. Eléments d'efficacité énergétique**

Quelles sont les principaux objectifs visés par les politiques d'efficacité énergétique et quelle évaluation concrète peut-on en faire ? Telles sont les questions auxquelles nous allons essayer de répondre dans les points qui suivent.

#### **3.1. Les objectifs globaux des politiques d'efficacité énergétique**

Les politiques d'efficacité énergétique visent à atteindre un PIB plus élevé pour moins d'énergie et avec de fortes économies d'énergie au niveau mondial. L'intensité énergétique est un indicateur qui permet de suivre avec quelle efficacité l'énergie est utilisée et de dégager les grandes tendances en matière de performance énergétique. Cet indicateur peut cependant être affecté par des changements dans la structure de l'économie nationale d'un pays ou de son bouquet énergétique. A l'échelle planétaire, l'intensité énergétique a chuté d'environ 1,6% par an en moyenne entre 1990 et 2006. Cette baisse a induit de fortes économies d'énergie évaluées à 4,4 milliards de tonnes-équivalent-pétrole depuis 1990 soit 37% de la consommation mondiale<sup>57</sup>.

Le niveau d'intensité énergétique varie selon les régions et les pays. On observe, pour l'exemple, qu'il est relativement bas en Europe de l'ouest, au Japon, et dans le sud est Asiatique, se situant en dessous de la moyenne mondiale, alors qu'il est élevé en Amérique du nord et en Océanie (Australie, Nouvelle Zélande) dépassant largement cette moyenne. En Russie, au Moyen-Orient, et en Afrique, l'intensité énergétique est encore plus élevée que dans le reste du monde, en raison d'une faible efficacité

---

<sup>57</sup> Conseil mondial de l'énergie (2007).

énergétique, de la mise en place d'industries intensives en énergie et d'un faible prix des ressources.

D'une manière générale, cependant, quasiment toutes les régions ont connu une diminution régulière de la quantité d'énergie utilisée par unité de PIB. Cette décroissance de l'intensité énergétique a été renforcée par les programmes de conservation d'énergie et de diminution des émissions de CO<sub>2</sub> (gaz carbonique).

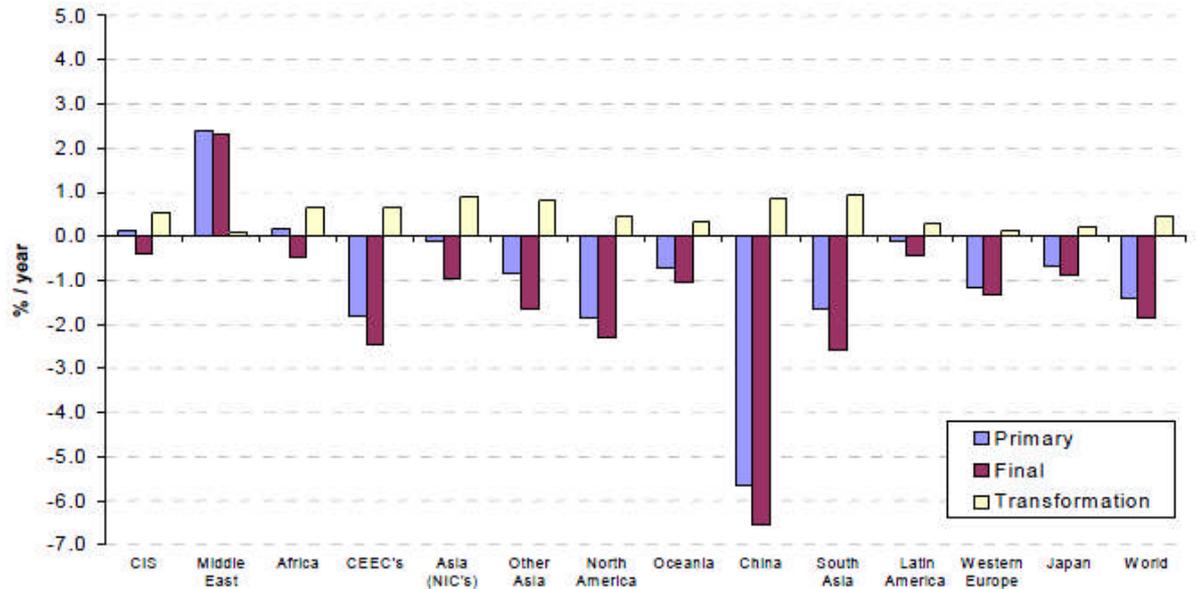
L'augmentation de la productivité de l'énergie est nettement marquée dans certains pays. La Chine, en particulier, qui a enregistré la plus forte intensité énergétique du monde en 1980 (industrialisation très accélérée), a réalisé depuis, la performance la plus rapide en matière de productivité énergétique : environ 6% par an, soit une décroissance presque quatre fois plus rapide que la moyenne mondiale (1,6%)<sup>58</sup>. On constate, actuellement, un ralentissement du niveau de l'intensité énergétique dans ce pays qui avoisine 1,6% par an et se situe, désormais, dans la moyenne internationale.

Au niveau mondial, l'intensité énergétique finale décroît plus rapidement que l'intensité énergétique primaire, du fait des pertes croissantes dans la conversion énergétique. Le graphique 7 fait ressortir cette évolution.

---

<sup>58</sup> Conseil mondial de l'énergie (2007).

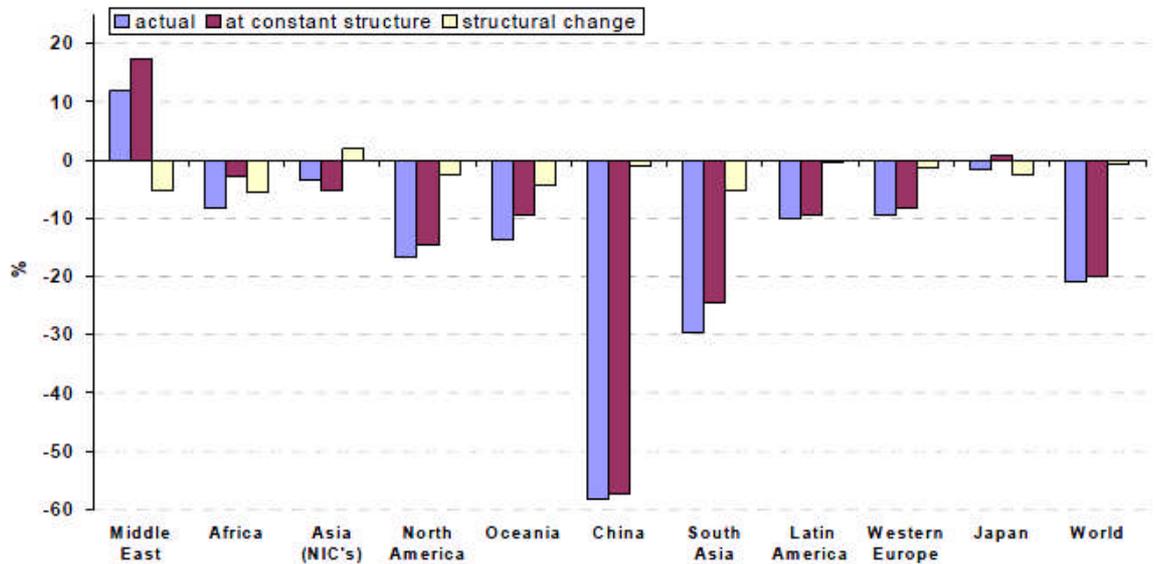
**Graphe 7 : Variations des intensités énergétiques primaires et finales (1990 - 2006)**



Source : ENERDATA (2007)

Les changements structurels dans l'économie affectent, par ailleurs, l'intensité énergétique. Celle-ci semble plus faible dans les régions à forte croissance économique, comme le montre le Graphe 8.

**Graphe 8 : Impacts des changements de structure du PIB (1990 – 2006)**



Source : ENERDATA (2007)

On observe sur le graphe, une diminution de grande ampleur de l'intensité énergétique, notamment en Chine, en Asie du sud-est et en Amérique du nord, régions caractérisées par un taux de croissance économique élevé (10% en moyenne en Chine). En revanche, le niveau d'intensité énergétique au Moyen-Orient croît, c'est-à-dire que la quantité d'énergie utilisée par unité du PIB progresse. Cette tendance est particulièrement remarquable dans le secteur industriel, gros consommateur d'énergie.

La tertiarisation de l'économie, caractérisée principalement par le développement à grande échelle des services peut, en outre, impacter significativement l'évolution de l'intensité énergétique. On considère, en effet, que l'industrie nécessite sept fois plus d'énergie que les services pour produire une unité de PIB. La progression continue de

l'économie tertiaire dans certains pays du Golfe, par exemple, a donné des résultats concluants en matière de réduction de l'intensité énergétique.

- Dans le domaine industriel et plus précisément dans les industries intensives en énergie, la tendance générale est à la diminution de l'utilisation de l'énergie par tonne de produit. Ceci explique, dans une certaine mesure, la performance globale de l'efficacité énergétique. Cependant, si dans la plupart des pays développés les niveaux d'intensité énergétique convergent actuellement, la situation dans les autres pays est différenciée, et ces niveaux peuvent diverger selon les technologies mises en œuvre.

- Dans le domaine du transport, malgré le retard pris par certains pays, la majorité des régions ont connu une amélioration de l'efficacité énergétique. Cette dernière a été vigoureuse et régulière en Amérique du nord depuis le début des années 1970 et s'explique principalement par les progrès réalisés dans les performances énergétiques des véhicules, encore forts consommateurs de carburants comparativement au reste du monde suite à la mise en place de normes pour l'économie de l'énergie.

En Europe, des programmes d'efficacité énergétique ont été lancés après les deux chocs pétroliers (1973 et 1979), dont les effets bénéfiques ne sont apparus que bien plus tard.

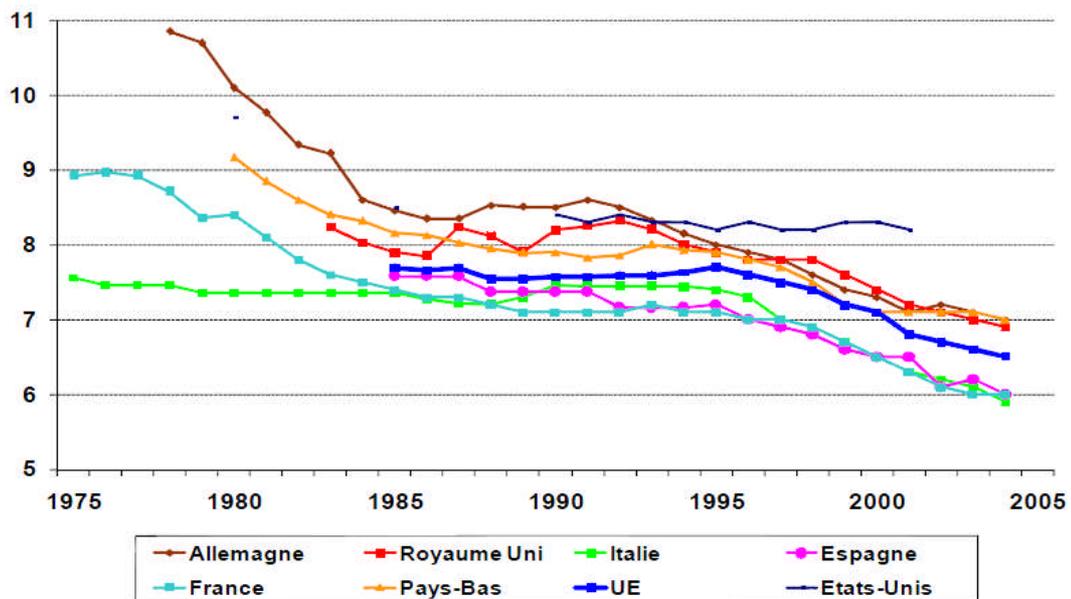
A partir de 1990, et ces dernières années en particulier, l'effet combiné des améliorations techniques des voitures, de l'accroissement régulier des prix des carburants, de l'instauration de nouvelles mesures fiscales (écotaxe), ont provoqué un

ralentissement certain dans la consommation d'énergie des transports, qui progresse désormais à un rythme plus lent que celui du PIB.

La même évolution a été constatée en Chine et Asie du sud où le développement du parc automobiles s'est accompagné du maintien du rôle prépondérant du transport ferroviaire pour les marchandises.

En Afrique, et au Moyen-Orient, par contre, l'activité économique est lourdement affectée par l'augmentation de la consommation d'énergie dans les transports et cette situation risque de s'aggraver si des mesures urgentes de rationnement ne sont pas prises. Mais, au total on observe que les améliorations d'efficacité énergétique dans le secteur du transport deviennent de plus en plus probantes à travers le monde. Le graphe 9 nous en donne une illustration.

**Graphe 9 : Consommations spécifiques de carburant des voitures neuves (litres/100Km)**



Source : Odyssee (2007)

Sur la période s'étalant de 1975 à 2003, soit trois décennies environ, on constate une nette diminution dans les consommations de carburants pour l'ensemble des pays représentés. Ceci dénote d'une amélioration technique significative de l'efficacité énergétique des voitures neuves.

Au niveau des ménages, la consommation d'électricité par personne augmente, mais diverge sensiblement au sein des régions développées<sup>59</sup>. Cet accroissement de la consommation est, notamment, ressenti dans les pays émergents où la croissance économique est de plus en plus élevée. Aujourd'hui la tendance générale est au ralentissement, en particulier dans les pays de l'OCDE qui ont réussi à élaborer des politiques visant à améliorer l'efficacité énergétique des équipements électriques (normes d'efficacité, labels).

Dans le secteur des services, en revanche, l'intensité électrique augmente, c'est-à-dire que la quantité d'électricité utilisée pour produire une unité de valeur ajoutée augmente, et ceci dans quasiment toutes les régions. Le développement accéléré des services, pour répondre aux besoins sans cesse grandissants d'une population mondiale en croissance régulière, explique certainement cette situation.

### **3.2. Les mesures d'efficacité énergétique**

Les principales mesures mises en œuvre visant à accroître l'efficacité énergétique, se rattachent, globalement, aux normes d'efficacité des appareils électroménagers, aux

---

<sup>59</sup> Selon le niveau d'équipement en appareils électriques (chauffage, climatisation), la consommation d'électricité passe d'environ 800KWh/capita dans les pays d'Europe centrale, à 1500 - 2000 KWh/capita en Europe de l'ouest et au Japon, et à plus de 4000 KWh/capita en Amérique du nord.

dispositifs innovants de financement, aux accords volontaires passés avec les grands consommateurs d'énergie et aux centres locaux d'information sur la rationalisation de l'énergie. Ces actions sont, cependant, subordonnées à la fixation des prix de l'énergie et aux institutions chargées de les appliquer.

En effet, une fixation appropriée des prix de l'énergie est une condition fondamentale de l'efficacité énergétique. Il faut ajuster les prix de manière à fournir aux consommateurs les bons signaux tout en tenant compte de l'influence des autres facteurs tels que la taxation, la détaxation, la subvention des services pour les ménages à faible revenu et l'évaluation de l'impact des prix de l'énergie sur l'indice des prix à la consommation.

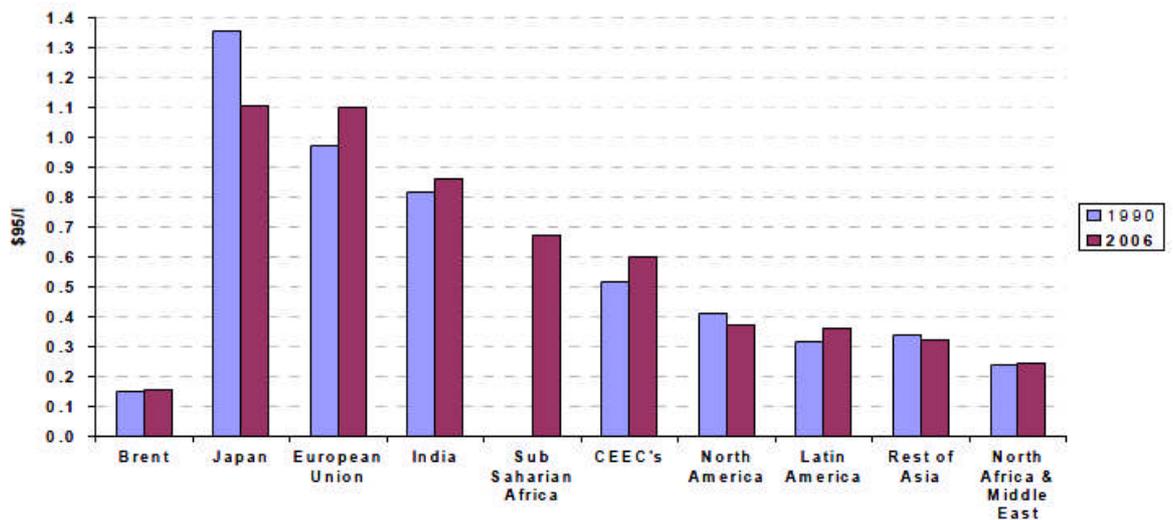
D'une façon générale, les prix des carburants fluctuent sensiblement en fonction des politiques fiscales arrêtées. Par exemple, au Japon et dans les pays de l'Union Européenne (en particulier l'Union Européenne des quinze), qui sont de gros importateurs de brut, le prix des produits pétroliers a régulièrement été fixé à des niveaux élevés, du fait d'une lourde taxation affectant le secteur des hydrocarbures. Le litre d'essence dans ces pays était vendu à 1,1\$ environ en 2005 alors qu'il oscillait entre 0,3\$ et 0,4\$ dans le reste du monde<sup>60</sup>.

Dans certains pays, on observe même que le prix de l'essence augmente en valeur réelle, depuis le début des années 1990, souvent plus rapidement que le prix du brut. Cette tendance à la hausse apparaît bien sur le graphique 10. Elle touche notamment les régions de l'union Européenne, l'Inde et l'Amérique latine.

---

<sup>60</sup> AIE (2005).

**Graphe 10 : Prix de l'essence TTC**



Source : ENERDATA (2007)

Les prix de l'électricité pour les ménages varient aussi sensiblement d'une région à l'autre. Au sein de l'OCDE, le Japon affiche, de loin, le prix le plus élevé (26 cents US/KWh), suivi de l'Union Européenne (14 cents US/KWh) et de l'Amérique de Nord avec un prix relativement bas (8 cents US/KWh).

En Afrique sub-saharienne, le prix de l'électricité reste presque inaccessible (12 cents US/KWh) comparativement au revenu familial. Cette situation est due à la forte dépendance de la région par rapport au pétrole pour la production d'électricité, ainsi qu'à la vétusté du parc de centrales électriques.

Dans le reste des régions, plus largement au niveau mondial, et en raisonnant en valeur réelle, le prix moyen de l'électricité pour les ménages a continuellement décliné, hormis dans les pays qui ont adopté une législation en matière de maîtrise de la demande d'énergie comme la Suède, le Danemark, les Pays-Bas. Ces pays utilisent la variable

prix comme véritable moyenne de performance en matière d'efficacité énergétique. C'est ainsi que la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> peut être appréhendée, en partie tout au moins, comme la résultante d'une politique discriminatoire des prix.

Les programmes d'efficacité énergétique, en tant qu'éléments concrets de la politique nationale d'efficacité énergétique, exigent en outre la création d'une agence d'efficacité énergétique. Celle-ci a pour rôle de concevoir, de mettre en application, et d'évaluer les programmes élaborés. Elle est chargée, par ailleurs, d'assurer la coordination avec d'autres acteurs, comme les sociétés énergétiques et organismes spécialisés aussi bien nationaux qu'internationaux.

Les agences d'efficacité énergétique sont, généralement, financées par l'état. Ces institutions existent aujourd'hui, dans la plupart des pays et, outre les programmes consacrés spécialement à l'efficacité énergétique, elles ciblent des projets nationaux de réduction de gaz à effet de serre ou encore de promotion des énergies renouvelables.

Plus précisément ces programmes concernent :

- les normes d'efficacité et les labels pour les appareils électroménagers : Cela consiste à réduire la progression de la consommation d'électricité des ménages, voire renverser la tendance dans les pays développés. A cet effet, les programmes de labellisation et de normes minimales de performance énergétique (NMPE) se sont avérés très concluants. Dans les pays en développement le processus de labellisation, du fait qu'il n'est pas obligatoire, est quasiment inexistant. Ce qui annihile la logique de normalisation souhaitée au niveau mondial. Aussi les

programmes de labellisation, pour rester efficaces, doivent être en permanence évalués et mis à jour eu égard aux avancées technologiques. C'est la condition pour assurer une performance régulière à l'efficacité énergétique.

- Les dispositifs innovants de financement : Jusqu'ici, les financements alloués à l'efficacité énergétique ont été l'œuvre des Etats, très souvent sous forme de subventions. Mais ces dernières années, en raison essentiellement de l'insuffisance des budgets publics, de nouveaux mécanismes de financement ont été développés dans le but d'attirer des capitaux privés dans la prise en charge des investissements d'efficacité énergétique. Ces mécanismes innovants reposent sur les outils classiques du secteur privé (prêts, actionnariats, capitaux à risques) et s'assignent comme objectif central l'établissement de partenariats entre les institutions publiques et les investisseurs privés comme les banques ou les compagnies de services énergétiques (COSE). A long terme, les fonds innovants visent à développer un marché autoentretenu pour les services d'efficacité énergétique. Les principaux dispositifs envisagés dans ce schéma s'articulent autour :

- De la création d'un actionnariat au sein des compagnies utilisant de nouvelles techniques faiblement émettrices de carbone et dont la finalité est évidemment la création d'un marché pour ces techniques.

- De la mise en place d'un contrat de performance énergétique (CPE) entre un fabricant d'équipements et une compagnie de services énergétiques, consistant à utiliser les économies financières réalisées grâce à la diminution des consommations d'énergie pour compenser les frais de mise en œuvre des mesures de maîtrise de l'énergie.

- Du lancement d'un fonds de garantie axé sur une garantie réciproque délivrée par des établissements spécifiques aux banques octroyant les prêts.

- Du développement d'un fonds renouvelable s'appuyant sur les revenus tirés d'un impôt sur l'énergie pour doter les banques d'un budget leur permettant d'accorder des prêts à faible taux d'intérêt aux consommateurs effectuant des investissements d'efficacité énergétique.

- Les structures d'information sur l'efficacité énergétique :  
Les actions d'efficacité énergétique ont souvent été contrariées par l'insuffisance d'information en direction du consommateur. Pour palier cette difficulté, de nombreuses solutions ont été proposées comme les campagnes dans les médias, les brochures techniques et la formation. Ces démarches n'ont, cependant, pas abouti aux résultats escomptés en termes de sensibilisation et de prise de conscience des consommateurs, du fait qu'elles ne s'inscrivent pas dans une stratégie de long terme. Afin de dépasser ces actions temporaires, l'alternative

a donc été d'installer des centres locaux d'information sur l'efficacité énergétique auprès des consommateurs. Ceux-ci peuvent ainsi répercuter plus objectivement l'information au grand public sur les services d'efficacité énergétique et plus globalement sur les projets de maîtrise de l'énergie.

D'autres mesures phares structurent les programmes d'efficacité énergétique, telles les taxes vertes dans l'industrie ou les pratiques « push pull » dans la construction immobilière. Dans le premier cas il s'agit de mesures fiscales, c'est-à-dire que les consommateurs industriels bénéficient d'avantages sous forme de réductions conséquentes d'impôts à la condition de soumettre aux pouvoirs publics un plan d'action d'efficacité énergétique et d'en garantir les résultats (exemple du Danemark)<sup>61</sup>. La deuxième approche a pour but de coordonner des mesures poussant (push) les consommateurs loin des usages intensifs en énergie et les tirant (pull) vers plus de cohérence énergétique (exemple de la Finlande)<sup>62</sup>.

Les principales motivations qui ont présidé à l'élaboration de politiques d'efficacité énergétique à long terme, rappelons-le, tiennent au changement climatique (réchauffement de la planète) et à l'épuisement des combustibles fossiles (pétrole, gaz) dont le pic de production se rapproche inexorablement.

---

<sup>61</sup> Si les objectifs ne sont pas atteints, le consommateur devra rembourser le dégrèvement d'impôt. Mais les premiers résultats sont plutôt concluants. La plupart des entreprises (représentant plus de la moitié de la consommation totale d'énergie de l'industrie) ont adhéré à la mesure.

<sup>62</sup> La Finlande a conçu un éventail de mesures "push pull" pour les bâtiments, basées sur un mécanisme de subvention pour les audits énergétiques et les investissements (pouvant aller jusqu'à 70%), ainsi que des accords volontaires pour économiser la chaleur et l'électricité.

Dans les pays en développement, l'efficacité énergétique, outre qu'elle s'insère dans le cadre d'une demande de rationalisation de l'utilisation de l'énergie, est aussi une façon d'alléger les contraintes d'investissement du côté de l'offre, notamment, dans les périodes de forte augmentation des prix du pétrole.

Or la libéralisation du secteur de l'énergie et la mondialisation économique freinent l'intervention des Etats car des décisions internes telles que l'instauration de taxes sur l'énergie, sont de nature à affaiblir les industries nationales face à la concurrence internationale, en particulier, à court terme.

Dans le long terme, par contre, la contrainte environnementale couplée à la tendance haussière du prix des ressources, devrait induire une réduction de la consommation de l'énergie. Il convient, alors, de renforcer cette évolution par une coordination des politiques de maîtrise de l'énergie au niveau international.

Quant au niveau national, les gouvernements devraient intégrer l'efficacité énergétique dans toutes les politiques publiques : aménagement du territoire, infrastructures de transport, logement social. La politique d'investissement dans le secteur industriel, en particulier, devrait incorporer une prévision à la hausse des prix de l'énergie et des contraintes sur les émissions de gaz à effet de serre.

La concrétisation de toutes ces mesures qui semblent connaître un début d'application pour la plupart d'entre-elles, est la condition fondamentale pour relever le défi du développement d'une économie efficace en énergie pour l'ensemble des pays.

## Conclusion

Le monde fait face à une nouvelle donne énergétique. Les principaux éléments explicatifs en sont :

- La croissance exponentielle des besoins énergétiques mondiaux
- La raréfaction des ressources non renouvelables
- La dégradation environnementale
- La libéralisation des marchés énergétiques

Compte tenu de ces contraintes, c'est-à-dire du caractère non durable du modèle énergétique actuel, les réponses les plus évidentes consistent à :

- Améliorer l'efficacité énergétique, autrement dit à mieux utiliser l'énergie.
- Diversifier le bouquet énergétique
- Investir, sur le long terme, dans la Recherche-Développement
  - Agir de façon concertée dans le cadre d'une « gouvernance mondiale ». parce que la question énergétique est mondiale, les solutions apportées ne peuvent être que mondiales.

L'application de ces mesures urgentes doit s'accompagner d'une réflexion autour de l'élaboration d'une politique énergétique cohérente davantage centrée sur les finalités sociales.

## **Chapitre IV : La Politique Energétique Nationale**

### **Introduction**

La rente énergétique en tant que moteur du développement est une question récurrente. La politique de la valorisation des hydrocarbures demeure, en effet, une préoccupation majeure pour les autorités du pays. Faut-il continuer à accorder le primat à la valorisation externe ou doit-on repenser la stratégie à travers une approche en termes de valorisation physique interne des hydrocarbures ?

L'alternative proposée par le marché mondial, et qui a prédominé jusqu'à maintenant, consiste à valoriser ces hydrocarbures par le canal de l'exportation. Dans cette perspective, le pétrole et le gaz sont considérés, avant tout comme une source potentielle de revenus permettant d'acquérir auprès des pays développés les technologies nécessaires à l'industrialisation.

Comme la consommation nationale d'énergie semble faible par rapport aux produits susceptibles d'être exportés, la satisfaction des besoins nationaux peut apparaître comme secondaire comparativement à l'activité principale que constitue l'exportation. La politique énergétique se réduit dans ces conditions à une politique des hydrocarbures fondée sur la récupération et la maximisation de la rente minière auparavant accaparée par le capital pétrolier et les Etats consommateurs. Le financement de l'industrialisation à partir de la rente est, certes, un atout mais faut-il pour autant restreindre toute la politique énergétique à une politique d'exportation ?

La seconde alternative s'appuie sur la valorisation interne des hydrocarbures. Or une consommation accrue de pétrole, de gaz et de leurs dérivés n'entraînent pas forcément la

construction d'une structure intégrée, c'est-à-dire déterminée par la satisfaction des besoins nationaux et non par la logique du marché financier et technologique international.

Une telle approche ne peut constituer une réponse générale aux problèmes que pose la recherche d'une croissance équilibrée, car la valorisation interne n'est très souvent envisagée que pour un segment très court des transformations industrielles, dont l'amont et l'aval demeurent dominés par les grandes compagnies internationales.

C'est pourquoi le repérage et la hiérarchisation des besoins à satisfaire apparaissent comme l'un des aspects essentiels d'une politique énergétique. Celle-ci exige de connaître la structure et l'importance des consommations en cours, mais aussi de projeter les substitutions possibles par rapport à certains besoins précis et les priorités nouvelles à introduire.

Le choix d'un modèle de consommation induit des conséquences soit au niveau d'un réel effort de conservation et d'utilisation des ressources, soit au contraire à celui d'un gaspillage énergétique qui pourrait contrarier toute politique nationale rationnelle. Ce modèle doit alors s'insérer dans le cadre d'une stratégie globale de long terme, tenant suffisamment compte des préoccupations d'économie d'énergie qui risquent de revêtir une importance primordiale dans un futur proche pour le pays.

L'hypothèse de la disponibilité et de la relative abondance des hydrocarbures a engendré un désintérêt pour d'autres sources d'énergie potentiellement existantes en Algérie ou sur le marché mondial dans des conditions satisfaisantes de coût et de sécurité d'un côté, de reproduction de la technologie d'un autre côté.

Aussi l'élaboration d'une politique énergétique nouvelle et cohérente devra s'orienter, outre le recensement des sources d'énergie primaires, vers la recherche de solutions à long terme, les énergies renouvelables en particulier.

Les controverses actuelles sur la politique énergétique du pays appellent un certain nombre de réflexions tant en matière d'analyse des perspectives à long terme de l'offre, que d'étude des projections à court, moyen, et long terme de la demande. En même temps ces débats interpellent sur les contraintes fondamentales auxquelles pourrait s'exposer une telle politique.

L'une des contraintes a trait au choix des technologies énergétiques mises en œuvre : raffinage, liquéfaction, pétrochimie, et dont l'obsolescence serait occultée. L'existence de ces industries est considérée comme une contrainte de politique énergétique, en ce sens que toute reconfiguration de cette politique qui conduirait à reformuler de nouveaux choix en matière d'énergie ne peut faire l'impasse sur la présence de ces technologies difficilement réversibles au demeurant.

Une autre contrainte est liée au rôle des exportations d'hydrocarbures comme source de financement quasiunique du développement national. Cela se traduit par une rigidité de l'appareil de production, dans la mesure où il faut faire face aux engagements financiers qu'exige la conduite des programmes d'investissements retenus. Mais surtout le niveau de recettes prévues dépend de l'évolution du marché international du pétrole et du gaz dont les prix sont soumis à des fluctuations erratiques. Cette contrainte de politique énergétique est aggravée par la perspective d'épuisement des réserves dans le moyen et long terme.

La dernière contrainte, est peut-être la principale, se rattache à la reproduction du système énergétique c'est-à-dire au renouvellement aussi bien des ressources qu'à celui des technologies du secteur énergétique.

En effet la dépendance énergétique que tout le monde craint aujourd'hui, à juste titre du reste, n'est pas seulement liée à la nécessité d'importer de l'énergie sous une forme ou une autre mais également à l'impératif d'importer les technologies industrielles nécessaires à la

production de l'énergie. En d'autres termes il n'est pas possible de définir une politique énergétique sans concevoir une politique industrielle pour l'énergie.

Voici posé le cadre général du débat sur la question énergétique nationale : opposition-articulation entre valorisation externe et valorisation interne des hydrocarbures d'une part, identification des principales contraintes auxquelles doit faire face toute politique énergétique d'autre part.

Il convient maintenant de retracer les étapes marquantes de l'évolution de la politique pétrolière et gazière de l'Algérie pour pouvoir, ensuite, dégager les perspectives énergétiques à long terme du pays.

## **1. Les Principales Phases Du Développement Du Secteur Des Hydrocarbures**

L'analyse historique du secteur pétrolier et gazier, non exhaustive dans cette présentation, fait apparaître les étapes importantes suivantes :

### **1.1. L'étape coloniale**

Elle correspond à la découverte et au début de la production de pétrole dans le Sahara.

La prospection des hydrocarbures en Algérie a débuté dans les années 1950 par les sociétés françaises SN REPAL et CFP créées au lendemain de la deuxième guerre mondiale. Il faut dire que la présence de pétrole dans le sous-sol Algérien, notamment dans les régions Sahariennes, à fait très tôt l'objet de spéculations, certains géologues datant cette existence à 1930.

En fait les premiers permis de recherche ont été octroyés par l'autorité coloniale en 1952. Ces contrats d'exploration ont abouti en 1956 à la découverte de deux principaux gisements : le gisement de pétrole de Hassi Messaoud à l'est de Ouargla, et le gisement de gaz de Hassi R'mel au Sud-Est de Laghouat.

D'autres puits prometteurs furent mis en évidence la même année : IN Salah (gaz), Edjeleh, Zarzaitine (pétrole).

Après 1956, de nombreuses autres accumulations d'hydrocarbures ont vu le jour aussi bien pour le gaz (Hamra, Rhourde Nouss) que pour le brut (El Borma, Tabankort, Gassi Touil, Tin Foué, Rhourde El Baguel, Haoued Berkaoui). Mais c'est au début des années 1990 que de nouveaux gisements majeurs ont été découverts en partenariat avec les firmes étrangères et qui ont permis au pays de reconstituer les réserves de pétrole au niveau de celles de la décennie 1970<sup>63</sup>.

Il s'agit en particulier du gisement du bassin de Berkine : Hassi Berkine Sud, Rhourde El Khrouf, Ouhoud, El Merk.

En 1962, au moment de l'accession de l'Algérie à l'indépendance, la production de pétrole était évaluée aux environs de 20 millions de tonnes par an, et revenait encore en majorité à la France. Sur cette quantité, la part prélevée par le nouvel Etat Algérien s'élevait à 2,1 millions de tonnes soit 10,1 % de la production totale<sup>64</sup>.

C'est dans ce contexte qu'a été créée en 1963 la SONATRACH, chargée initialement du transport et de la commercialisation des hydrocarbures. Ses missions ont été élargies à la recherche et à la transformation des hydrocarbures par le décret de 1966, intégrant ainsi l'ensemble des opérations du secteur.

## **1.2. La récupération des ressources**

Durant cette phase, le domaine d'activité de la compagnie est étendu à la distribution. L'ordonnance de 1967 confie le monopole de la distribution à SONATRACH et dès 1968, les sociétés pétrolières assurant ce service sont nationalisées.

---

<sup>63</sup> Ces réserves sont estimés par M.MEKHIDECHE à 9 milliard de barils en 1977, in « le secteur des hydrocarbures », page 266, 1983, Edition OPU.

<sup>64</sup> M.CHATELUS : « Nouvelles orientations de la politique pétrolière Algérienne », revue Maghreb-Machrek, n° 166, 1999.

L'année qui suit verra l'entrée de l'Algérie au sein de l'OPEP. Elle y jouera un rôle appréciable dans la lutte des pays producteurs pour une meilleure rémunération de leurs exportations d'hydrocarbures. L'adhésion de l'Algérie à l'OPEP a en outre renforcé considérablement son pouvoir de négociation avec l'ancienne puissance coloniale. Mais l'événement le plus important qui a caractérisé cette deuxième étape est incontestablement la récupération du contrôle des ressources en hydrocarbures.

En 1970, toutes les entreprises non françaises qui avaient acquis des concessions avant l'indépendance furent nationalisées, c'est le cas des sociétés SHELL, PHILIPS, MOBILE, NEW MONT.

En 1971, le régime des concessions est définitivement aboli, laissant SONATRACH seul attributaire possible des titres miniers. L'Algérie procède à la nationalisation des intérêts français à hauteur de 51 % dans la production de pétrole brut, à 100 % dans celle du gaz ainsi que la nationalisation de tous les moyens de transport d'hydrocarbures.

En 1972 la SONATRACH contrôle désormais 77 % de la production de brut c'est-à-dire l'équivalent de 42 millions de tonnes environ<sup>65</sup>. A la même période les exportations de gaz naturel ont connu une progression significative avec, notamment, la construction d'usines de liquéfaction (Skikda, Arzew) et la conclusion de contrats à long terme pour des livraisons par méthanier en Europe, au Japon et aux Etats-Unis.

Ces opérations sont effectuées par la compagnie nationale SONATRACH dont le contrôle se précise tout le long de la chaîne pétrolière et gazière devenant ainsi l'outil de la politique Algérienne des hydrocarbures.

---

<sup>65</sup> La production a donc doublé par rapport à 1962 où elle se chiffrait à 20 millions de tonnes comme cela a été souligné précédemment.

### **1.3. Le renforcement du contrôle de l'Etat**

La troisième étape va confirmer la SONATRACH comme partenaire incontournable. L'Etat décide d'imposer à toutes les firmes étrangères désirant s'installer en Algérie de s'associer avec la SONATRACH qui détiendra, dorénavant, au moins 51 % des parts et demeurera propriétaire des réserves.

Des accords sont alors signés en 1973 et 1974 avec les sociétés : TOTAL, PETROBRAS, HISPANOIL, ELF, SUN OIL, AMOCO. Cette nouvelle stratégie a permis d'accroître les revenus des exportations d'hydrocarbures qui ont atteint un niveau très élevé en 1981, soit 13 milliards de dollars<sup>66</sup>.

La hausse des prix du brut consécutive aux deux chocs pétroliers de 1973 et 1979 a contribué à augmenter la rente globale. Cependant le retournement de la conjoncture pétrolière à partir de 1982 et surtout l'effondrement des prix en 1986 vont avoir des répercussions extrêmement négatives sur l'Algérie dont les recettes tombent jusqu'à 5 milliards de dollars en 1986 et 1988. Les autres conséquences sur l'économie concernent la stagnation de la production pétrolière, un blocage de l'investissement et une aggravation de la dette à court terme<sup>67</sup>.

Afin de parer à cette situation désastreuse, une nouvelle loi est promulguée en 1986 dont l'objectif central est d'encourager les sociétés étrangères à venir investir en Algérie pour impulser l'exploration car de sérieuses menaces planaient sur la production et les réserves<sup>68</sup>.

Les changements introduits dans la loi portent principalement sur le principe du partage de production en cas de découverte, une fiscalité plus favorable aux compagnies et la possibilité pour elles de rapatrier la totalité des profits.

---

<sup>66</sup> Rapport annuel SONATRACH 1981

<sup>67</sup> Le montant de la dette est estimé à 25 millions de dollars en 1986.

<sup>68</sup> Le nombre de puits forés est passé de 249 en 1980 à 40 en 1985 selon le rapport de SONATRACH de 1987.

Malgré ce nouveau dispositif législatif plus avantageux pour les firmes internationales par rapport à l'ancienne réglementation, les résultats produits sont mitigés. D'autres pays producteurs offrent de meilleures conditions pour attirer l'investissement étranger.

#### **1.4. L'ouverture du secteur des hydrocarbures**

La libéralisation de la législation sur les investissements pétroliers et gaziers, correspondant à la quatrième phase, s'est accompagnée par le retour des compagnies internationales.

Les amendements du 19 Décembre 1991 apportés à la Loi du 19 Aout 1986 consacrent l'ouverture du secteur des hydrocarbures. Les modifications introduites par la nouvelle législation touchent l'amont pétrolier et gazier. Les principales actions envisagées concernent, l'encouragement de l'exploration, l'élargissement du domaine d'intervention du capital étranger, l'assouplissement de la règle « partage de production » et de la procédure contractuelle, le paiement des droits d'entrée, l'amélioration du taux de récupération des réserves.

Les résultats induits par les réformes de 1991 ont été prometteurs. La recherche-exploration a été intensifiée, le nombre de découvertes réalisées par SONATRACH seule ou en association a augmenté de façon significative entraînant du même coup un accroissement de la production et des quantités exportées.

Cette évolution positive qui conforte la société nationale dans ses prérogatives en tant que détenteur quasi exclusif des réserves d'hydrocarbures et d'actionnaire majoritaire dans le contrat de partage de production avec une participation minimum de 51 %, a été brutalement contestée par la Loi d'Avril 2005. Cette dernière, outre qu'elle réinstaure le régime des concessions aboli par les nationalisations de Février 1971, autorise les compagnies étrangères à détenir en pleine propriété 70 à 100 % des réserves qu'elles viendraient à découvrir.

Les craintes suscitées par cette loi, notamment la marginalisation et la fragilisation de l'opérateur public SONATRACH, ainsi que les risques de conflit liés aux enjeux de la rente ont rapidement conduit à son abrogation.

La Loi de Juillet 2006 qui s'est substituée à celle d'Avril 2005 réhabilite, en effet, la SONATRACH dans son droit patrimonial sur les ressources en hydrocarbures avec une participation majoritaire dans toute nouvelle découverte de pétrole et de gaz réalisée en partenariat.

Ce réajustement de la politique énergétique nationale, tenant compte à la fois des intérêts nationaux et des évolutions du marché mondial répond, in fine, à une double préoccupation : la nécessité d'une gestion optimale des réserves d'hydrocarbures et celle d'une rupture de la dépendance de l'économie vis-à-vis de ces ressources non renouvelables.

Admettre cela, c'est reconnaître que la politique énergétique du pays s'est confondue, pour l'essentiel, avec celle des hydrocarbures alors qu'une politique énergétique cohérente exige une diversification des sources (combustibles fossiles, sources alternatives) en fonction des contraintes liées à leurs développement.

Examinons, à présent, plus concrètement les fondements de la politique énergétique nationale pour voir s'il existe un réel souci de promouvoir le pluralisme technologique en matière énergétique.

## **2. Les Lignes Directrices de la Politique Énergétique**

La récente crise financière internationale et ses effets sur l'économie réelle a fait apparaître les limites des mécanismes régulateurs du marché. La controverse centrale sur la place respective du marché et de l'Etat s'est de nouveau retrouvée à l'ordre du jour. Les forces du marché sont-elles en mesure de réguler les flux énergétiques (offre et demande) ou bien la régulation relève-t-elle de la seule politique énergétique ?

C'est dans doute, actuellement, le problème le plus complexe dans un contexte où les prix du marché du pétrole sont fluctuants et où les mécanismes de la concurrence semblent incapables à garantir l'efficacité et l'équilibre préconisés.

« La politique énergétique peut être définie comme l'ensemble des objectifs retenus par la puissance publique pour assurer l'approvisionnement énergétique du pays dans les meilleures conditions de coût et de sécurité et des moyens réglementaires et incitatifs mis en œuvre pour l'obtention de ces objectifs; objectifs et moyens étant coordonnés dans le respect des choix prioritaires fixés par la collectivité et sous la limitation des contraintes physiques, environnementales, économiques et sociales existantes. »<sup>69</sup>

Cette fonction assignée à la politique énergétique, le marché ne saurait à lui seul la remplir. Certes, le marché peut conduire à un équilibre de court terme, mais n'assure pas forcément l'optimum à long terme. Une politique énergétique nécessite donc une vision globale de la gestion de l'ensemble des sources d'énergies effectives et potentielles. Elle devra permettre de garantir, en permanence, un arbitrage entre différentes contraintes. Ces considérations semblent être prises en compte par la politique énergétique nationale qui s'articule sur un certain nombre de principes directeurs.

## **2.1. Elargir le patrimoine énergétique national**

La réalisation de cet objectif nécessite une triple action :

2. La recherche-exploration de nouvelles réserves de combustibles fossiles (pétrole, gaz, charbon, uranium).
3. La conservation des gisements.
4. La promotion de sources alternatives d'énergie.

---

<sup>69</sup> PERCEBOIS, J, 2001 : « Énergie et théorie économique : un survol », revue d'économie politique, n°111 Novembre-Décembre

### **2.1.1. L'exploration**

Au regard de sa superficie l'Algérie reste un pays relativement peu exploré. Des indices existent qui permettent de supposer que le sous-sol Algérien recèle encore des réserves d'hydrocarbures notamment. Cette situation est de nature à encourager une intensification de l'exploration qui pourrait s'étendre à toutes les zones potentielles dans la zone off-shore. Cet effort doit, évidemment être compatible avec les capacités financières d'encadrement et de contrôle du pays. L'exploration est une activité caractérisée par des risques financiers élevés, des résultats aléatoires, ainsi que par des techniques complexes. Un partenariat international dans ce domaine s'avère, par conséquent souhaitable voire nécessaire.

### **2.1.2. La conservation**

Cette opération doit se traduire par l'adoption de mesures urgentes visant :

- A réduire les pertes d'énergie par une politique systématique de récupération (techniques de récupération secondaire et tertiaire)
- A reconsidérer l'exploitation intensive des anciens gisements non compatible avec le principe de préservation des réserves.
- A prendre les précautions impératives à une exploitation rationnelle des gisements, c'est-à-dire à une gestion optimale des ressources.

### **2.1.3. La promotion des énergies de substitution**

Les perspectives d'épuisement des combustibles fossiles, les hydrocarbures en particulier imposent la nécessité de promouvoir de nouvelles sources d'énergie de façon à assurer l'indépendance énergétique du pays. Le nucléaire, mais surtout le solaire peuvent contribuer de manière significative au bilan énergétique national à long terme. D'autres sources, aujourd'hui marginales telles que la géothermie, l'éolien, l'hydro-électrique, la

biomasse devraient être progressivement introduites eu égard à la contrainte de diversification et d'élargissement du patrimoine énergétique.

## **2.2. Préserver des réserves stratégiques**

Face aux difficultés de maîtriser techniquement les nouvelles formes d'énergie et des délais indispensables pour leur mise en œuvre d'un côté, et du fait de la périssabilité des hydrocarbures ainsi que de l'importance des besoins sans cesse croissants de l'autre côté, il devient impératif d'assurer au pays un approvisionnement énergétique indépendant et à long terme. A cet effet, les réserves stratégiques devront régulièrement être évaluées sur la base des réserves récupérables de façon à couvrir une période de transition nécessaire à l'émergence de solutions alternatives.

## **2.3. Utiliser et exploiter rationnellement l'énergie**

La rationalisation de la consommation énergétique passe par l'amélioration des rendements au stade de la production et de la transformation de l'énergie. Le modèle de consommation énergétique doit tenir compte des disponibilités des différentes sources et de leurs coûts de mise à disposition du consommateur. Il doit, notamment, viser la mise en place d'une infrastructure de distribution adéquate et d'une politique cohérente des prix.

## **2.4. Etablir des niveaux d'exportations compatibles avec les besoins financiers**

Le financement du développement économique a été adossé jusque-là, à l'exportation des hydrocarbures. Ce rôle ne peut être permanent et devra aller en diminuant au fur et à mesure que d'autres secteurs viendront contribuer de manière substantielle à l'effort de l'accumulation interne. La politique d'exportation doit, donc, prendre en considération le caractère stratégique des hydrocarbures, ressources non renouvelables au demeurant.

Elle doit en outre, étudier les possibilités nationales d'accès aux autres sources d'énergie tenant compte de la maîtrise technologique et du coût de développement, des délais

de mise en exploitation de ces ressources. La détermination des quantités à exporter doit reposer concrètement sur une combinaison efficace des différents produits (pétrole brut, produits raffinés, Gaz Naturel Liquéfié, gaz naturel, Gaz de Pétrole Liquéfiés, condensat) en rapport avec leurs coûts de production et les prix du marché international.

## **2.5. Les moyens à mettre en œuvre**

Les principales actions à mener en vue de la concrétisation de la politique énergétique visent :

### **2.5.1. La valorisation des hydrocarbures**

Cette opération consiste d'une part à agir sur le niveau des prix des produits exportés dans le but de garantir l'amélioration de leur pouvoir d'achat. C'est ainsi que le prix du gaz par exemple ne doit pas être déterminé par les seuls conditions du marché des pays acheteurs. Outre la revendication du principe de l'alignement du prix du gaz sur celui du brut, cette alignement devra probablement se faire à long terme sur des produits encore mieux valorisés aux quels le gaz est appelé de plus en plus à se substituer.

D'autre part, la valorisation devrait porter sur le renforcement de l'appareil de transformation afin de situer localement le maximum de valeur ajouté, et de contribuer à l'élargissement de la base industrielle ainsi que de la politique d'intégration.

### **2.5.2. La satisfaction de la demande nationale**

Celle-ci s'appuie essentiellement sur :

- Le développement et l'extension des infrastructures de stockage et de distribution.
- La poursuite du plan national d'électrification.

- La définition d'une politique cohérente des prix à la consommation, c'est-à-dire qu'il convient dans le long terme de procéder graduellement à l'alignement des prix des énergies sur les coûts des énergies de substitution pour préparer l'économie nationale à des niveaux d'énergie plus élevés.

### **2.5.3. L'adaptation de la politique d'exportation**

Elle se fonde sur :

- Une diversification géographique des exportations pour éviter tout lien de dépendance.
- Une détermination des niveaux d'exportations compatibles avec le rythme de développement du pays et les ressources du secteur.

## **3. Evaluation et Perspectives de la Politique Energétique Nationale**

Après avoir exposé les principes directeurs qui régissent la politique énergétique nationale, il convient maintenant d'en évaluer le contenu à travers précisément la présentation d'un certain nombre d'indicateurs susceptibles d'apporter des éclairages sur la gestion à long terme du secteur énergétique.

### **3.1. Evaluation sommaire de la politique énergétique**

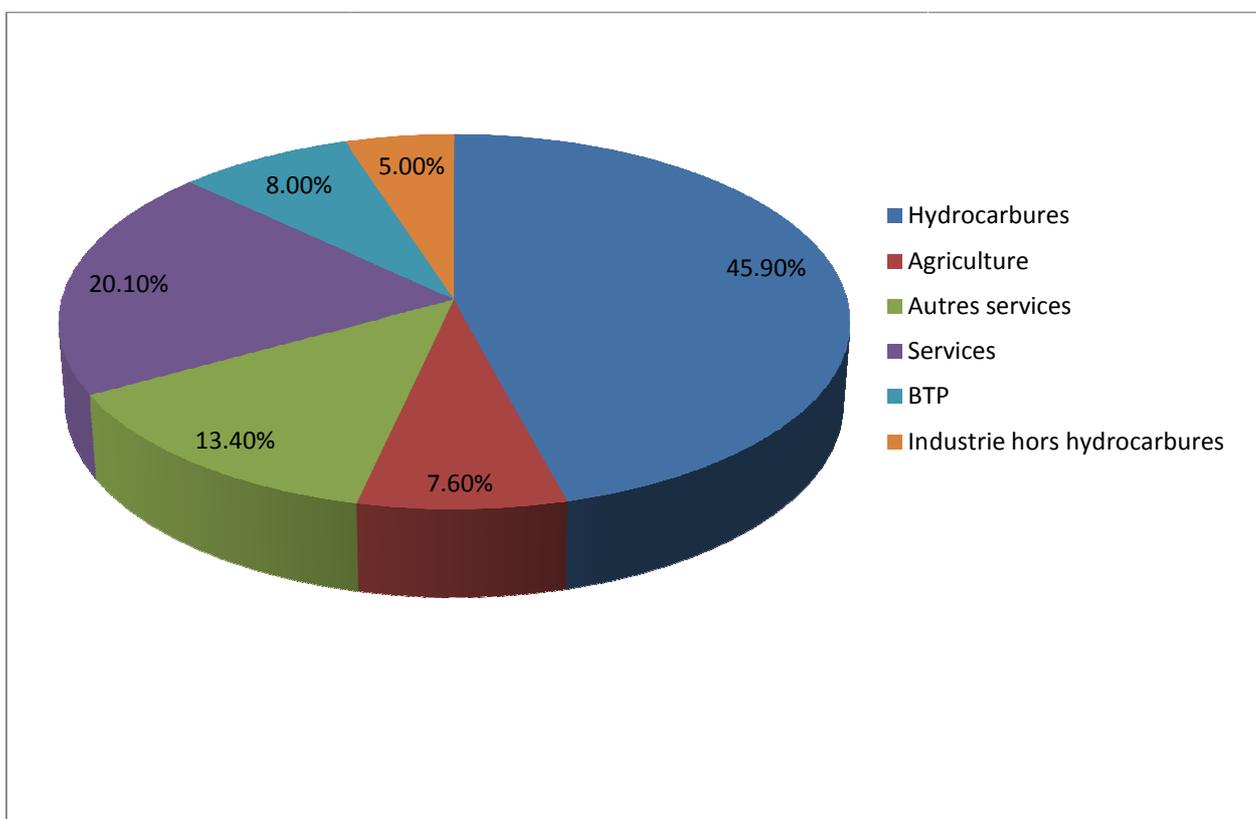
Les hydrocarbures occupent une place prépondérante dans l'économie Algérienne. Ils ont joué et continuent à le faire, un rôle primordial dans :

- L'élargissement des capacités financières d'accumulation pour financer le développement économique et social.
- La disponibilité à long terme des ressources énergétiques pour satisfaire les besoins nationaux.

- La fourniture des matières premières aux installations chimiques et gazochimiques existantes ou à venir pour une meilleure valorisation des ressources et une plus grande intégration de l'appareil industriel.

La part des hydrocarbures dans le PIB (Produit Intérieur Brut) qui s'élevait à 16 % dans les années 1970<sup>70</sup> est respectivement passée à 21 % en 1993; 30% en 1997<sup>71</sup> et a atteint 45,9 % en 2006<sup>72</sup>. Cette tendance lourde apparait nettement dans la ventilation sectorielle du PIB, qui confirme le poids écrasant des hydrocarbures, alors que la contribution de l'agriculture (7,8 %) et celle de l'industrie (5 %) demeurent faibles, voire marginales.

**Graphe 11 : Ventilation sectorielle du PIB en 2006 (en pourcentage)**



Source : BAFD/OCDE (2008)

<sup>70</sup> MEKIDECH.M: « Vue d'ensemble et rôle du secteur des hydrocarbures dans la stratégie de développement de l'Algérie: Défi et enjeux », SYMPOSIUM du comité Algérien de l'énergie, Alger, 25/11/1996.

<sup>71</sup> CHATELUS.M, OP.CIT

<sup>72</sup> BAFD/OCDE (2008), « Perspectives économiques de l'Algérie »

Quant aux recettes provenant des exportations des hydrocarbures, elles ont représenté entre 1974 et 1979, 90% des recettes globales<sup>73</sup>. Ce niveau a progressé à 97 % en 1995 et tourne depuis le début de la décennie 2000 autour de 98%<sup>74</sup>, marquant ainsi durablement la dépendance de l'économie à l'égard des revenus du pétrole et du gaz.

Enfin les ressources budgétaires restent, elles aussi, largement tributaires de la fiscalité pétrolière dont le poids a atteint en 2007 plus de 78 % des recettes totales<sup>75</sup>, ce qui conforte le pays dans l'image d'une économie de rente.

En matière de production et réserves d'hydrocarbures, l'Algérie occupe une place très modeste. Selon les évaluations les plus récentes<sup>76</sup>, le pays détient des réserves prouvées de pétrole d'un montant de 12,2 milliards de barils (1,5 milliards de tonnes), soit 0,96% des réserves mondiales.

En 1988, ces réserves étaient de 9,2 milliards de barils et sont passés à 11,3 milliards de baril en 1998, ce qui indique que des découvertes significatives ont été réalisées en l'espace de deux décennies.

Au rythme actuel d'extraction<sup>77</sup>, le ratio réserves prouvées sur production plafonne à 16,7 ans, c'est-à-dire l'espérance de vie attribuée à l'exploitation des gisements<sup>78</sup>. Un accroissement sensible des réserves prouvées est très probable, compte tenu des

---

<sup>73</sup> MEKIDECH.M, Op. Cit.

<sup>74</sup> KHELLIL.C (Ancien ministre de l'énergie): "L'Algérie, l'énergie, l'avenir", M.E.M, 2007.

<sup>75</sup> BAFD/OCDE, Op. Cit.

<sup>76</sup> BP Statistical Review of World Energy , Juin 2008

<sup>77</sup> Le rythme actuel d'extraction du pétrole brut est de 1,5 millions de barils par jour ou 75 millions de tonnes par an, selon KRISSAT Abdelaziz (ex PDG de l'ENTP), El Watan du 16/01/2009 : « Hydrocarbures et développement durable, préserver l'avenir »

<sup>78</sup> BP Statistical Review of World Energy , Juin 2008

développements positifs enregistrés depuis l'entrée en application de la nouvelle législation de 1991 permettant aux compagnies étrangères d'intervenir dans l'amont pétrolier et gazier.

Le nombre de découvertes réalisées est passé de 10 en 1997 à 20 en 2007, soit une augmentation de 100% de réserves nouvelles<sup>79</sup>. La contribution de la SONATRACH à ce succès dans l'exploration est régulièrement confirmée. En 2007, sur 20 découvertes, 8 ont été faites en efforts propres et 12 en association<sup>80</sup>.

Entre 1991 et 1998, 103 forages ont été réalisés (61 d'exploration, 25 d'extension et 17 de développement). L'activité forage s'est intensifiée en 2007 avec 260 puits forés (114 d'exploration, 146 de développement) dont 136 en association. De nombreux contrats d'exploration sont signés en partenariat et ont permis à SONATRACH de se positionner comme un acteur potentiel, essentiellement en Afrique. Ces dernières années l'accent a davantage été mis sur les forages d'exploitation que sur les forages de développement. De 2006 à 2007, le nombre de puits forés dans le cadre de l'exploration a grimpé de 77 à 114 représentant ainsi une progression de 48 %, alors que pour la même période, les forages de développement ont chuté de 208 à 146 exprimant une baisse de 30 %<sup>81</sup>.

Cette évolution quant au renforcement de l'exploration reflète la volonté de la SONATRACH de pallier un éventuel futur déficit dans l'approvisionnement énergétique du pays. Elle se résume dans les indicateurs suivants :

---

<sup>79</sup> Rapport annuel de la SONATRACH, 2007

<sup>81</sup> Rapport annuel de la SONATRACH, 2007

**Tableau 7 : Principaux indicateurs**

Principaux indicateurs	Années		Evolution
	2006	2007	
<b>Exploration</b>			
Mètres forés (m)	216 692	325 991	50 %
Dont associations	123 886	176 702	43 %
Puits forés	77	114	48 %
Dont associations	48	63	31 %
<b>Forage de développement</b>			
SONATRACH seule (mètres forés)	279 718	239 981	-14 %
Associations (mètres forés)	278 357	273 731	-2%
Puits forés	208	146	-30 %
Dont associations	116	73	-37 %
<b>Production (10<sup>6</sup> TEP)</b>	<b>229,8</b>	<b>233,3</b>	<b>+2 %</b>

*Source : Rapport annuel de la SONATRACH, 2007.*

L'importance des découvertes sur deux décennies environ, s'est traduite immédiatement par l'accroissement de la capacité de production de pétrole et de gaz et surtout l'essor des exportations.

En 1997, les quantités d'hydrocarbures exportées s'élevaient à 104 millions de tonnes équivalent-pétrole (Mtep). Elles ont atteint 134 Mtep en 2007 dont 65,9 Mtep d'hydrocarbures gazeux et 68,5 Mtep d'hydrocarbures liquides. Sur 10 ans les exportations

ont donc bondi de presque 29 %<sup>82</sup>. A l'avenir ce programme d'exportation est appelé à s'accroître et le gaz naturel y occupera une place centrale.

### **3.2. Perspectives**

L'Algérie est mieux dotée en gaz qu'en pétrole. Les réserves prouvées de gaz naturel qui représentent 2,43 % des réserves mondiales s'élevaient à 3230 milliards de mètres cube en 1988. Elles sont passées à 4080 milliards de mètres cube en 1998 et atteignent à la fin de l'année 2008 ; 4500 milliards de mètres cube.

Au rythme actuel de production soit 86 milliards de mètres cube par an, la durée de vie des réserves est de 52 années<sup>83</sup>.

Le volume d'hydrocarbures mis en évidence (réserves prouvées et probables) en 2007 est estimé à 203 Mtep, et se répartit comme suit : 70,3 Mtep d'huile; 124,4 Mtep de gaz et 8,4 Mtep de condensat.

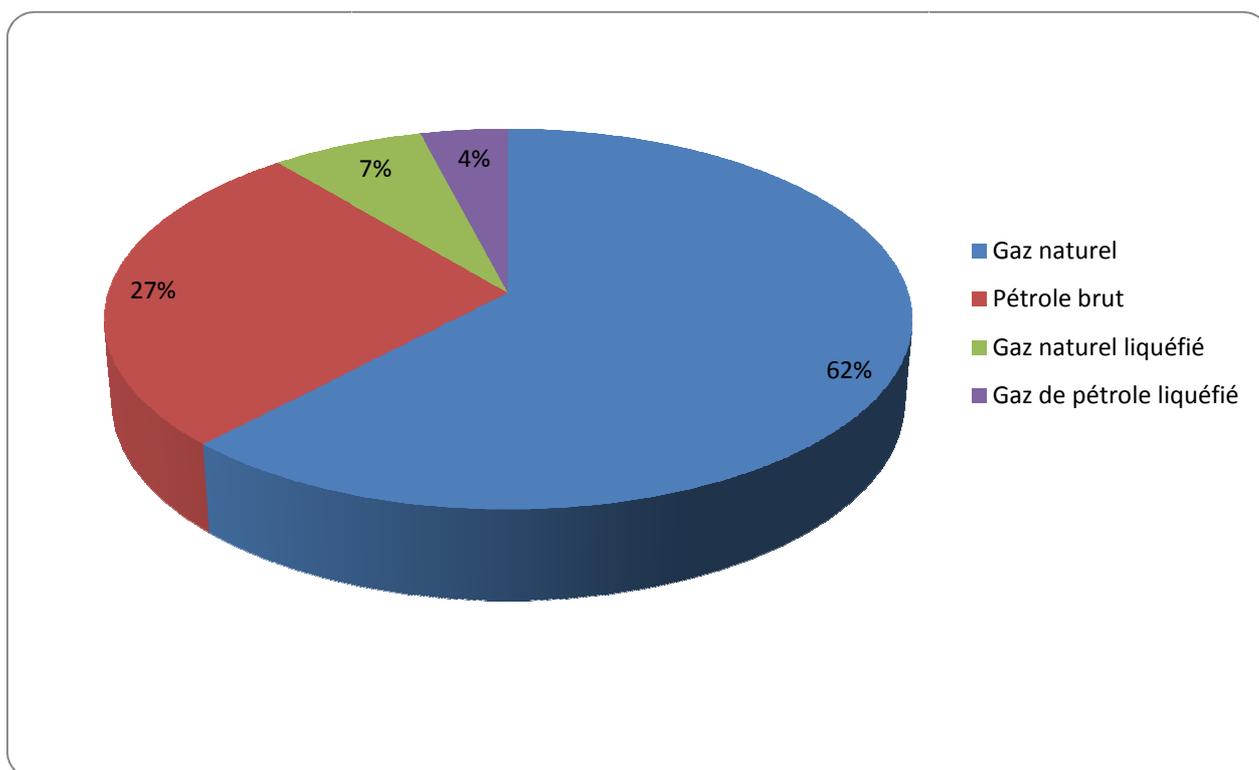
La production totale d'hydrocarbures pour la même année est évaluée à 233,3 Mtep. Alors que la structure de la production primaire est ventilée de la façon suivante : 62 % de gaz naturel ; 27 % de pétrole brut ; 7 % de gaz naturel liquéfié et 4 % de gaz de pétrole liquéfié.

---

<sup>82</sup> Rapports annuels de la SONATRACH, 1997 et 2007.

<sup>83</sup> BP Statistical Review of World Energy , Juin 2008

**Graphe 12 : Structure de la Production Primaire en millions de TEP**



Source : Rapport annuel de la SONATRACH, 2007.

Cette répartition confirme la prédominance du gaz naturel dans le bilan énergétique. Le programme spécifique de valorisation du gaz naturel axé fondamentalement sur le développement des champs gaziers (Hassi R'mel, Ain Salah), la rénovation et la modernisation des complexes GNL (Skikda, Arzew), l'extension des infrastructures de transport (projets GALSI, MEDGAZ, TSGP) en vue d'augmenter les exportations<sup>84</sup>, explicite

<sup>84</sup> SONATRACH prévoit d'exporter 85 milliards de mètres cube de gaz à l'horizon 2010. Une infrastructure de transport adéquate a été mise en place à cet effet reposant essentiellement sur la construction de gazoducs :

- Le TRANSMED entré en service en 1983 relie l'Algérie à l'Italie en passant par la Tunisie. Sa capacité initiale qui était de 16 Gm<sup>3</sup>/an a été portée à 26 Gm<sup>3</sup>/an
- Le GME (Gazoduc Maghreb Europe) entré en service en 1995 relie l'Algérie à l'Espagne en traversant le Maroc. Doté d'une capacité de 10 Gm<sup>3</sup>/an, celle-ci est pratiquement doublée aujourd'hui.
- Le MEDGAZ dont la mise en service était prévue en Juillet 2009 relie directement l'Algérie (Benisaf) à l'Espagne (Almería). Sa capacité est de 8 Gm<sup>3</sup>/an.
- Le GALSI dont l'exploitation est programmée en 2012 relie directement l'Algérie à l'Italie. Sa capacité s'élève également à 8 Gm<sup>3</sup>/an.

Source : Rapport annuel SONATRACH, 2007.

clairement la nouvelle donne de la politique nationale d'hydrocarbures. Des considérations stratégiques semblent guider cette démarche. Les nouvelles orientations imprimées au secteur énergétique consistent à réduire la production et l'exportation de pétrole dont les réserves restent faibles et les possibilités de valorisation plus prometteuses à partir de la transformation, au profit d'une exploitation plus poussée du gaz naturel dont les disponibilités sont plus importantes et les qualités suscitent l'intérêt des opérateurs. Ces options apparaissent nettement dans le modèle de consommation énergétique nationale.

#### **4. Le Modèle de Consommation Énergétique Nationale**

Les ressources en hydrocarbures de l'Algérie qui s'élèvent à environ 5,6 milliards de Tonnes équivalent-pétrole (tep)<sup>85</sup> avec 73 % pour le gaz naturel et seulement 27 % pour le pétrole brut restent faibles pour un pays qui compte aujourd'hui 35 millions d'habitants et dont les besoins énergétiques croissants rapportés aux réserves, peuvent contrarier tant la stratégie arrêtée pour le secteur, que la dynamique économique globale compte tenu des volumes à mobiliser, des délais de maturation des grandes filières énergétiques et des solutions à leurs opposer sur le long terme.

La consommation nationale d'énergie a connu, en effet, une augmentation soutenue depuis au moins trois décennies. Elle est passée des 5 millions de tep en 1970 à 26 millions de tep en 1995 et a atteint 39,4 millions de tep en 2007, soit huit fois plus sur la période 1970 – 2007.

En termes unitaires, cette consommation progresse de 0,3 tep par habitant en 1970 à 1,16 tep par habitant en 2007, c'est-à-dire près d'un quadruplement en presque quarante ans<sup>86</sup>.

---

<sup>85</sup> BP Statistical Review, Juin 2008

<sup>86</sup> Les statistiques sont tirées du bilan énergétique national MEM (Ministère de l'Énergie et des Mines) 2007, du rapport annuel de SONATRACH, 2007 et des archives du MEM.

La forte croissance observée des besoins en énergie satisfaits essentiellement par les hydrocarbures, a conduit à l'élaboration d'un modèle de consommation énergétique dès le début des années 1980. Constituant le volet central de la politique énergétique, Celui-ci se propose d'assurer de façon durable l'adéquation entre l'offre et la demande nationales d'énergie.

Plus précisément l'orientation principale retenue dans le modèle, au regard de la structure des réserves, vise à privilégier l'utilisation du gaz naturel, de loin l'énergie la plus abondante et la moins entamée pour ce qui concerne la couverture des besoins nationaux.

Les autres axes tout aussi importants mis en exergue dans le modèle se déclinent ainsi :

- La promotion des GPL en complémentarité avec le gaz naturel.
- La diminution progressive de la part des hydrocarbures liquides, mieux rémunérés à l'exportation, dans la consommation énergétique nationale.
- L'exploitation de l'électricité dans des usages spécifiques du fait du faible rendement de la chaîne.
- Les économies d'énergie à tous les stades du processus de production ainsi qu'à celui de la consommation.
- Le développement des énergies nouvelles et renouvelables.

Pour concrétiser ces objectifs, des projets conséquents de développement ont été élaborés reposant sur des mesures d'ordre institutionnel, financier et commercial.

#### **4.1. L'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie : rôle et missions**

Créée en 1987, cette agence a pour mission de concevoir, proposer, impulser et coordonner les actions et programmes de rationalisation de l'utilisation de l'énergie. Ses principales activités sont orientées vers :

- La sensibilisation des utilisateurs sur la nécessité de maîtriser l'énergie.
- L'évaluation du potentiel d'économies de l'énergie.
- Le développement du pluralisme technologique.
- Les audits énergétiques, notamment dans les secteurs énergivores.

Parmi ces objectifs, la maîtrise de l'énergie constitue l'élément fondamental. Une stratégie nationale a été mise en œuvre à cet effet. La démarche proposée repose sur la loi de Juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie qui en définit les conditions et les moyens d'encadrement. Les dispositifs d'application s'articulent autour de quatre instruments définis dans le cadre de la loi et qui sont : le PNME (Programme National de Maîtrise de l'Énergie), le FNME (Fond National de Maîtrise de l'Énergie), le CIME (Comité Intersectoriel de Maîtrise de l'Énergie) et l'APRUE. Cette dernière est en charge de l'animation de la politique nationale de maîtrise de l'énergie. Elle est, de ce fait, le pivot central du dispositif arrêté et en assure le bon fonctionnement. La stratégie définie se veut comme le cadre d'une action de long terme sur la rationalité économique et environnementale des choix énergétiques effectués.

En d'autres termes la fonction essentielle de l'APRUE est d'élaborer le PNME, d'en assurer le suivi et l'évaluation. Outre cela, cependant, elle est chargée de missions de communication et de formation en direction de tous les acteurs impliqués dans la maîtrise de

l'énergie, ainsi que d'établir des partenariats avec les opérateurs publics et privés de l'énergie afin de déterminer conjointement des programmes d'action s'inscrivant dans le cadre du PNME et pouvant éventuellement bénéficier des incitations financières du FNME.

Concernant le secteur public, l'APRUE se charge de superviser la prise en considération de la maîtrise en énergie dans les programmes d'investissements prioritaires, en particulier le bâtiment, l'industrie et les transports.

Dans le secteur privé, cette agence doit identifier les projets qui prennent en compte la contrainte environnementale et qui sont susceptibles d'intéresser les investisseurs privés et publics voir la coopération internationale.

#### **4.2. Le Programme National de Maitrise de l'Energie**

Dans le cadre de la loi relative à la maîtrise de l'Energie de Juillet 1999, les pouvoirs publics ont arrêté un certain nombre de décisions dont la principale est la mise en place d'un PNME. Celui-ci se propose de définir les objectifs en matière de maîtrise énergétique ainsi que les moyens à mettre en œuvre pour leur réalisation. S'inscrivant dans le cadre de la politique économique globale et des besoins de consommation énergétique du pays dans le moyen et long terme, le PNME est élaboré sous la supervision de l'APRUE en concertation cependant avec les acteurs concernés par la maîtrise de l'énergie et représentés au sein du CIME : opérateurs énergétiques, consommateurs, pouvoirs publics, institutions financières.

Les programmes de maîtrise de l'énergie ciblent en particulier :

- La réduction de consommation de Fioul du fait du déséquilibre qui risque de se produire entre offre et demande de produits raffinés dans les années à venir (insuffisance des capacités nationales de raffinage)

- La diminution de la consommation d'électricité car une surconsommation induit des investissements lourds au niveau des infrastructures de production, de distribution et de transport.
- L'optimisation des consommations énergétiques grâce à l'usage de technologies appropriées, tant dans le secteur industriel que dans celui de l'agriculture, les services, le résidentiel.

La concrétisation du PNME s'appuie fondamentalement sur le FNME, dont le rôle est de contribuer au financement de la politique de maîtrise de l'énergie. Cet organisme est alimenté par des taxes sur la consommation énergétique (électricité, gaz) prélevées auprès des gros consommateurs (hors ménages et PME), mais peut bénéficier aussi de l'aide émanant de fonds internationaux.

Pour la période 2006 – 2010 le PNME a retenu prioritairement les axes d'intervention suivants : le bâtiment, l'industrie, les transports, l'agriculture.

Les actions menées à travers les différents secteurs montrent bien les économies d'énergie réalisées ainsi que la réduction des quantités de CO2 induites.

Les tableaux qui suivent en donnent quelques illustrations :

**Tableau 8 : Economies d'énergie et réduction de CO<sub>2</sub>**

**Le résidentiel (les ménages): Cinq programmes spécifiques ont été identifiés.**

Axe d'intervention	Démarrage opérationnel	Taux d'aide (%)	Apport FNME (MDA)	Investissements générés (MDA)	Économie d'énergie (TEP)	Valorisation à l'export (MDA)	Tonnes CO <sub>2</sub> évités
Éclairage performant	2006	83	400	468	55900	1453	167700
Froid performant	2008	80	80	100	6020	157	18060
Eau chaude solaire	2007	45	20	44	1032	27	3095
Logements HPE	2007	80	105	105	5160	134	15480
Rénovation thermique	2007	80	20	25	817	21	2451
			625	742	68929	1792	206786

**L'industrie: Quatre programmes spécifiques ont été identifiés.**

Axe d'intervention	Démarrage opérationnel	Taux d'aide (%)	Apport FNME (MDA)	Investissements générés (MDA)
Force motrice	2006	20	56	280
Cogénération	2007	10	84	840
Optimisation des process thermiques	2006	30	142	485
Opérations ciblées sur les usages	2007	30	21	50
Aide à la décision	2006	70	135,1	193
			438,1	1848

**Les transports: Trois programmes spécifiques ont été identifiés.**

Axe d'intervention	Démarrage opérationnel	Taux d'aide (%)	Apport FNME (MDA)	Investissements générés (MDA)	Économie d'énergie (TEP)	Valorisation à l'export (MDA)	Tonnes CO <sub>2</sub> évités
GPLc dans les véhicules privés	2006	25	90	260	36000	936	108000
GPLc/GNC dans les véhicules privés et utilitaires	2006	25	18	52	9000	234	27000
Bus et cars propres	2006	50	750	2250 à 7762	131000	3406	81000
			858	3450 à 8932	176000	4576	216000

**L'agriculture: Un programme spécifique a été identifié il concerne le pompage et l'irrigation par énergies renouvelables.**

Axe d'intervention	Démarrage opérationnel	Taux d'aide (%)	Apport FNME (MDA)	Investissements générés (MDA)	Économies électriques (KWh)	Économies fioul/diesel (kWh)
Pompage et irrigation énergies renouvelables	2008	40	38	58	3011250	3011250

Source : M.Salah BOUZERIBA, « La maîtrise de l'énergie en Algérie », LEF n° 71, 2006.

La réalisation du PNME exige toutefois l'élaboration d'une politique des prix des produits énergétiques.

### **4.3. La Politique des Prix des Produits Énergétiques**

Le système des prix des produits énergétiques adopté en 1968, suite aux nationalisations des sociétés étrangères de distribution avait pour objectif, l'approvisionnement énergétique à bon marché des différents secteurs de l'économie nationale et notamment l'industrie.

Depuis cette date, les prix n'ont évolué que dans la limite des prélèvements fiscaux, la marge des opérateurs demeurant quasiment inchangée pour ne pas dire stagnant.

Cette politique de bas prix et de gel relatif de la rémunération des distributeurs pratiquée pendant de longues années à été perçue comme une condition déterminante du décollage économique. Il a fallu attendre deux décennies c'est-à-dire 1988 pour réaliser les limites d'une telle politique : lourds déficits des entreprises opérant dans les activités de production et de commercialisation, soutien des prix favorisant le gaspillage, inadéquation entre la structure du patrimoine énergétique et l'utilisation des ressources. Ces distorsions ont conduit à la nécessité de définir un nouveau système des prix mieux adapté au contexte énergétique national et international.

La nouvelle tarification en matière de produits énergétiques s'inscrit, en fait, dans l'esprit général des réformes engagées à partir de la fin des années 1980. Elle se fonde sur les principes suivants :

- Vérité des prix : cela signifie que les prix doivent refléter, autant que possible les coûts économiques de mise à disposition des produits aux consommateurs (pétrole brut, condensat, produits raffinés, gaz naturel, GPL),

et s'adapter progressivement aux conditions de coût et de prix pratiqués sur le marché mondial. A travers ce mécanisme il s'agit aussi de maximiser le montant de la rente qui échoit à l'Etat.

Ce processus de réajustement a touché aussi bien les prix du pétrole brut livré aux raffineries que le prix de cession interne du gaz naturel et de GPL fixés à des niveaux qui étaient loin de couvrir les charges de l'activité de production. Ces prix anormalement bas se traduisaient par un manque à gagner fiscal et donc par une ponction sur la rente.

- Couverture des coûts : les prix doivent, outre le fait de couvrir l'ensemble des frais supportés par les entreprises, garantir par le biais de taux de marge adéquats accordés aux opérateurs, un niveau d'investissement à même d'entretenir et d'accroître les capacités d'offre pour satisfaire la demande nationale sans cesse croissante en produits énergétiques. C'est ainsi que les marges tant au niveau de la production, de la transformation que de la distribution ont été significativement revalorisées.

D'une certaine manière, le système des prix n'est qu'un instrument de la politique énergétique. Son adaptation à la nouvelle configuration économique nationale, voire mondiale vise à rationaliser l'utilisation de l'énergie. Des programmes ont été initiés dans ce sens aux différents niveaux de la chaîne énergétique : production, transformation et usage final. Ils portent précisément sur :

- La récupération des gaz torchés au niveau des gisements.
- La réduction des autoconsommations de GNL, grâce aux opérations de revamping qui ont été entreprises au niveau des différentes unités.

- L'amélioration de l'efficacité des centrales électriques par le passage à des paliers supérieurs pour les groupes de production.
- La récupération des huiles usagées pour leur recyclage ainsi qu'une forte taxation des véhicules à l'importation.

Toutes ces actions ont abouti à la réalisation d'économies de l'énergie qui constitue une des options stratégiques du modèle de consommation énergétique national. Et à ce propos il est utile d'examiner les tendances d'évolution de la consommation d'énergie.

#### 4.4. Evolution des Tendances de la Consommation Nationale d'Energie

L'évolution de la consommation énergétique nationale a transformé de façon significative la configuration du système énergétique en adaptant progressivement les niveaux et la structure de l'offre et de la demande au profil du patrimoine énergétique. En trois décennies cette consommation a quasiment quintuplé témoignant d'une forte croissance. Elle est passée de huit millions de tonnes en 1976 à 39 millions de tonnes en 2007<sup>87</sup>.

La structure de la consommation nationale se présente comme suit pour l'année 2007 :

**Tableau 9 : Evolution de la consommation nationale par produit**

Consommation Nationale par produit	2007	
	Quant.	%
Produits solides	688	1,7
Pétrole brut (*)	587	1,5
Condensat (*)	0	0,0
Produits pétroliers	11 038	28,0
Gaz naturel	14 360	36,5
GPL	1 968	5,0
Electricité	10 497	26,6
Autres	254	0,6
<b>Total</b>	<b>39 393</b>	<b>100,00</b>

10<sup>3</sup> TEP

(\*) : La consommation de pétrole brut et de condensat est constituée principalement des consommations des industries énergétiques et des pertes

Source : MEM, 2007

<sup>87</sup> Statistiques tirées des archives du MEM, 1976, 2007.

A partir des données du tableau on observe une prédominance du gaz naturel avec une part de 36,5 % sur l'ensemble des énergies utilisées. Ce résultat est conforme aux options de la politique énergétique qui privilégie les produits gazeux plus disponibles dans le bilan des ressources.

L'analyse de l'évolution de la consommation nationale peut être effectuée aussi en termes d'agrégats, les principaux étant :

- Les consommations non-énergétiques qui concernent l'ensemble des produits énergétiques utilisés comme matière première dans les différents secteurs d'activité tels que la pétrochimie, les BTP...
- La consommation des industries énergétiques qui recouvre tous les produits énergétiques utilisés dans les industries productrices d'énergie.
- La consommation finale qui regroupe tous les produits énergétiques consommés par les utilisateurs finaux : industrie, ménages, services...
- Les pertes de transport et de distribution.

Ces agrégats représentent la consommation nationale d'énergie commerciale dans le bilan énergétique.

Pour la même année 2007 la consommation nationale par grands agrégats dégage les données suivantes :

**Tableau 10 : Consommation nationale par agrégat**

10<sup>3</sup> TEP

Consommation Nationale Par agrégat	2007	
	Quant.	%
Consommations non-énergétiques	2 134	5,4
Consommation des industries Énergétiques	6 873	17,4
Consommation finale	27 537	69,9
Pertes	2 849	7,2
<b>Total</b>	<b>39 393</b>	<b>100,0</b>

Source : MEM, 2007

En se référant à l'année 2007 sur le tableau, on peut constater que si les consommations non-énergétiques sont relativement faibles (5,4%) comparées aux pertes (7,2 %), la consommation des industries énergétiques en revanche s'accroît de façon significative (17,4%). Cela est dû au développement des usines de GNL et des centrales électriques notamment.

La consommation finale qui s'élève quant à elle, à environs 27,5 millions de TEP représente 70 % de la consommation nationale. Ce poids considérable s'explique par une croissance vigoureuse de la consommation tant au niveau des ménages qu'au niveau des transports et des services. Cette évolution est elle-même induite par le développement économique et social amorcé dans les années 1970.

#### **4.5. Evolution de la Consommation Finale**

La consommation finale d'énergie par produit est caractérisée par une forte progression des hydrocarbures gazeux (GN, GPL) et de l'électricité, résultant de la mise en œuvre des

programmes de développement, de la distribution publique de gaz et le plan d'électrification national<sup>88</sup>.

Cette avancée apparaît clairement à travers les données du tableau suivant :

**Tableau 11 : Consommation finale par produit**

10<sup>3</sup> TEP

Consommation finale Par produit	2007	
	Quant.	%
Produits pétroliers	10 372	37,7
Gaz naturel	6 871	25,0
GPL	1 968	7,1
Coke sidérurgique	477	1,7
Electricité	7 779	28,3
Autres(*)	69	0,3
<b>Total</b>	<b>27 537</b>	<b>100,0</b>

(\*) : Bois, gaz sidérurgique

Source : MEM, 2007

On relève, en effet, qu'avec respectivement 25 % et 7,1 %, le gaz naturel et le GPL représentent ensemble 32,1 % de la consommation finale. L'électricité réalise également une pénétration remarquable avec 28,3 %. Autrement dit, deux produits, le gaz (GN et GPL) et l'électricité détiennent à eux seuls plus de 60 % de la consommation finale d'énergie.

La consommation des produits pétroliers qui enregistre 37,7 % est, pour sa part, orientée essentiellement vers la carburation automobile.

Par secteur d'activité, la consommation finale indique à son tour, comme on peut le remarquer dans le tableau ci-après, une prédominance des ménages.

<sup>88</sup> L'électrification couvre aujourd'hui quasiment 100 % du territoire national.

**Tableau 12 : La consommation finale par secteur d'activité**

10<sup>3</sup> TEP

Consommation Finale par secteur d'activité	2007	
	Quant.	%
Industrie et BTP	6 779	24,6
Transport	6 450	23,4
Ménages et autres	14 308	52,0
<b>Total</b>	<b>27 538</b>	<b>100,0</b>

Source : MEM, 2007

Avec 52 %, la consommation des ménages, constitue le double de la consommation de l'industrie-BTP ainsi que celle du transport, qui représentent respectivement 24,6 % et 23,4%.

Cette évolution est la conséquence d'une forte croissance démographique induisant des besoins croissants en énergie et d'une relative augmentation du niveau de vie de la population.

En termes de perspectives, les prévisions à moyen terme tablent sur :

- Une relance de l'appareil de production et de transformation.
- Une augmentation importante de l'exploitation des hydrocarbures notamment de gaz naturel et de GNL à hauteur de 85 milliards de mètres cube (85 Gm<sup>3</sup>).
- Une relance du développement de l'industrie pétrochimique.

Les projections à long terme de la demande nationale d'énergie s'appuient, quant à elles, sur :

- Une amélioration progressive de l'efficacité énergétique au niveau de la demande finale : autour de 30 % à l'horizon 2020.

- Une croissance relativement faible des usages non-énergétiques qui passera de 5,4 % en 2007 à 8,8 % en 2020.
- Une stabilisation, voire une réduction des industries énergétiques du fait d'une amélioration régulière des rendements des complexes pétroliers et gaziers : estimé à 17,4 % en 2007, ce taux tombera à 13,3 % en 2020.
- Une légère diminution des pertes au niveau du transport.
- Une introduction graduelle d'autres formes d'énergie dans le bilan des consommations, les énergies renouvelables notamment.

La consommation nationale d'énergie pourrait atteindre 56,6 Mtep à l'horizon 2020, soit une croissance annuelle de 3,36 % entre 2007 et la fin de cette échéance comme on peut le remarquer sur le tableau qui suit :

**Tableau 13 : Evolution de la consommation nationale d'énergie entre 2007 et 2020**

<b>2007</b>	<b>2020</b>	<b>Variation en %</b>
39,39	56,6	3,36

*Source* : Tableau établi à partir de différents rapports du MEM et SONATRACH.

L'évolution des grands agrégats de la consommation énergétique nationale sur cette période se caractérisera particulièrement par une augmentation de la consommation finale qui représentera 76,3% au début des années 2020 contre 70 % en 2007.

La structure par forme d'énergie continuera à évoluer vers une pénétration plus importante du gaz naturel et des GPL qui s'élèveront à 75 % de la consommation nationale d'énergie primaire en 2020, au détriment des produits pétroliers qui ne représentent que 22 % à la même date.

On assiste, en quelque sorte, à une évolution inverse entre les hydrocarbures gazeux et les produits pétroliers. De 2007 à 2020 pendant que la part des premiers s'accroîtra de 41,5 % à 75 %, celle des seconds régressera de 28 % à 22 %.

La structure de la consommation finale par produit confirme cette tendance. En effet la période 2007 – 2020 sera caractérisée par une croissance des produits gazeux qui passeront de 32,1 % à 41,2 % alors que dans le même temps, les produits pétroliers baisseront de 37,7 % à 24,3 %.

A partir des observations précédentes, il est possible d'avancer que la politique de promotion et rationalisation de l'utilisation de l'énergie arrêtée par le pays s'est adossée à un patrimoine énergétique dominé par les hydrocarbures et le gaz naturel de façon particulière.

Cette situation, marquée par d'importantes disponibilités en gaz naturel, a influencé l'évolution du bilan énergétique vers une utilisation plus intensive de ce produit et des GPL, et aidé à adapter régulièrement la structure de la demande à celle de l'offre de l'énergie.

Sur le marché mondial, les hydrocarbures liquides restent mieux valorisés que les hydrocarbures gazeux, même si la part de ces derniers progresse de façon significative dans le volume des exportations<sup>89</sup>.

Les prévisions pour 2010 misent sur des exportations de 85 Gm<sup>3</sup> et celles-ci seront portées à 100 Gm<sup>3</sup> à l'horizon 2020 selon les responsables du ministère de l'énergie et des mines (MEM).

Cela signifie que la stratégie envisagée et les choix opérés (privilégier les hydrocarbures gazeux en raison de leur grande disponibilité), demeurent défendables dans une perspective de moyen terme.

A plus long terme, une évaluation plus précise du système énergétique est nécessaire.

Elle devrait porter sur :

---

<sup>89</sup> En 2007; 65,9 Mtep d'hydrocarbures gazeux ont été exportés, correspondant à 59,8 Gm<sup>3</sup> en gaz naturel. Source : Bilan MEM 2007.

- L'analyse de la dynamique des marchés internationaux de l'énergie et leurs incidences sur le modèle énergétique national.
- L'analyse de l'évolution des besoins nationaux.
- L'analyse du niveau et de la structure du potentiel énergétique mobilisable.

La politique énergétique nationale réserve, donc, une place de choix à l'industrie gazière. Compte tenu des perspectives de croissance de cette énergie sur la longue durée, et en particulier dans le bassin méditerranéen qui constitue le débouché naturel du gaz algérien, il importe, par conséquent, de s'appesantir sur la problématique gazière définie par l'Etat.

## **5. La Problématique Gazière en Algérie : Eléments introductifs**

La libéralisation des marchés gaziers, et en particulier celui de l'union européenne avec la directive GAZ a affecté la stratégie des pays producteurs, exportateurs. Une réorientation des politiques de valorisation du gaz naturel se dessine, fondée sur l'abandon des contrats de livraison à long terme et de toutes les clauses qui les accompagnent. Les contrats de longue durée « Take or Pay » en vertu desquels, les clients s'engagent à enlever et payer le gaz ont longtemps constitué le soubassement de la politique Algérienne d'exploitation du gaz. La raison est que ces contrats traditionnels étaient censés garantir des débouchés et donc des revenus stables pour les Etats producteurs d'un côté, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement à long terme des Etats consommateurs de l'autre côté.

La préservation de la formule achat et vente de longue durée est, en outre, motivée par l'importance des investissements effectués dans l'industrie gazière et la rigidité de cette industrie comparée à l'industrie pétrolière. Ces contrats « mutuellement avantageux » sont pourtant remis en cause, aujourd'hui, à la suite des réformes introduites dans l'industrie gazière Européenne et qui visent principalement l'ouverture à la concurrence du secteur.

Pour les sociétés gazières Européennes, l'objectif est la diversification géographique des fournisseurs, ainsi que celle des activités en renforçant en amont leur position et en développant des activités en aval. Quant aux pays exportateurs, il faut parvenir à avoir une plus grande emprise sur les marchés en optant pour des contrats à court terme caractérisés par une souplesse dans les échanges et susceptibles de maximiser la rente tout au long de la chaîne gazière. D'une certaine manière un marché spot du gaz est plus en phase avec la logique économique (Offre et Demande) que ne l'est le système des contrats de long terme ne permettant pas une grande marge de manœuvre dans le processus de valorisation du gaz.

Ces modifications observées sur l'ensemble des marchés gaziers, mais notamment Européen ont abouti à des changements structurels contraignant les Etats producteurs à adapter leurs stratégies. Ainsi en est-il de l'Algérie dont l'avenir énergétique est de plus en plus lié au gaz naturel et dont la production est destinée en grande partie à l'union Européenne (95%).

Avant de décliner, précisément, les éléments de la stratégie Algérienne en matière d'exportation, il n'est pas sans intérêt de présenter les principales caractéristiques du marché Européen, car les modifications introduites dans le fonctionnement de ce dernier ont des conséquences sur les politiques des pays exportateurs.

### **5.1. La "Directive Gaz" de l'Europe : les aspects fondamentaux**

La "Directive Gaz" adoptée le 22 juin 1998 par tous les Etats membres de l'union Européenne a posé les jalons d'une profonde restructuration du secteur gazier Européen. Sa principale recommandation vise à « assurer la libre circulation de gaz et renforcer la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité industrielle en Europe ».

Les nouvelles modalités d'organisation de l'industrie gazière poursuivent en réalité, plusieurs objectifs :

- Promouvoir un marché unique du gaz naturel au sein de l'union qui soit compétitif, régulé et intégré. Cela suppose une harmonisation des marchés et la mise en place de nouvelles règles de fonctionnement pour un secteur géré, précédemment par les structures nationales.

- Elever le niveau de compétitivité des firmes Européennes face à leurs concurrents internationaux grâce à la libéralisation des marchés gaziers.

- Garantir aux industriels et aux ménages la liberté du choix de leur fournisseur.

A moyen et long terme, le développement d'une concurrence « gaz – gaz » doit permettre l'émergence d'un véritable prix de marché, obéissant aux fondamentaux de l'offre et de la demande<sup>90</sup>.

Ainsi le 26 Juin 2003, une nouvelle directive adoptée par le parlement européen, abrogeant celles de 1998, vient confirmer au travers d'avancées réglementaires la tendance vers une ouverture totale des marchés. Les mesures destinées à cet effet visent à :

- Renforcer la séparation juridique du transport des autres branches d'activités du secteur de façon à améliorer l'efficacité globale de l'organisation gazière.

- Appuyer le rôle des autorités de régulation, en particulier en matière de contrôle du degré de concurrence et de transparence sur le marché.

- Assurer à tous les opérateurs, traditionnels ou nouveaux entrants, les mêmes conditions d'accès au réseau. L'ouverture à la concurrence des marchés gaziers, pour être effective, doit en effet imposer à

---

<sup>90</sup> Un tel processus nécessite cependant, le développement de centres commerciaux appelés aussi carrefours d'échange ou « hubs » sur lesquels s'effectuent des transactions gazières libres, transparentes et se forment des prix de référence, à l'instar du HENRY HUB aux USA.

l'opérateur historique de permettre l'accès des tiers au réseau (ATR). Celui-ci est régulé et concerne aussi bien les réseaux de transport et de distribution que les installations de réception du GNL.

- Accélérer les dates d'ouverture des marchés du gaz, au plus tard au 1<sup>er</sup> Juillet 2007, tant pour les industriels que les ménages.

Mais il appartient aux pouvoirs publics de chaque pays d'organiser la déréglementation des marchés internationaux selon un calendrier précis. Beaucoup d'Etats sont, ainsi, allés au-delà des dispositions de la directive 2003 : L'Allemagne, l'Autriche, le Danemark, l'Espagne, l'Italie, les Pays-Bas, le Royaume-Uni, ont un marché, théoriquement, totalement ouvert à la concurrence, comme cela apparaît dans le tableau ci-après.

**Tableau 14 : Evaluation de la concurrence sur les marchés gaziers**

Pays	Marché éligible (Gm <sup>3</sup> )	Taux légal d'ouverture 1 <sup>er</sup> Juillet 2004	Taux réel d'ouverture	
			Gros consommateurs	Ménages
Allemagne	82	100 %	7 %	22 %
Autriche	7	100 %	9 %	0,5 %
Belgique	11	90 %	60 %	4 %
Danemark	5	100 %	30 %	< 5 %
Espagne	20	100 %	> 50 %	5 %
Estonie	1	95 %	20 %	
France	30	70 %	25 %	
Hongrie	8	69 %	5 %	
Irlande	3	86 %	> 50 %	
Italie	62	100 %	30 %	35 %
Lettonie	0	0 %	0 %	
Lituanie	2	70 %	0 %	
Luxembourg	1	72 %	< 5 %	
Pays-Bas	38	100 %	30 %	2 %
Pologne	4	34 %	0 %	
Rép.Chèque	0	0 %	0 %	
Royaume-Uni	95	100 %	> 50 %	47 %
Slovaquie	2	34 %	0 %	
Slovénie	1	91 %	0 %	
Suède	1	50 %	< 50 %	

Source : Commission Européenne, rapport d'étalage Janvier 2005

La Grèce, le Portugal, la Finlande, Chypre et Malte ne figurent pas sur le tableau parce qu'ils sont dispensés temporairement de l'application de la directive de par leur statut de « marchés émergents », ou « isolés ». Ils bénéficient ainsi d'une dérogation.

Les données du tableau 14 font ressortir l'existence d'un décalage significatif entre le taux légal et le taux réel d'ouverture, bien que depuis le 1<sup>er</sup> Juillet 2004, selon les dispositions de la nouvelle directive, les consommateurs peuvent choisir librement leurs fournisseurs.

Ainsi on remarque que, globalement, le degré de concurrence réelle sur les marchés gaziers est bien moins important que son niveau d'ouverture théorique. En outre, la situation, en termes de concurrence effective diffère d'un pays à l'autre en raison de la liberté laissée aux Etats membres en matière d'ouverture minimale de leur marché, et des différences structurelles des marchés nationaux du gaz (certains pays développent de plus en plus de centrales au gaz pour produire l'électricité, alors que d'autres privilégient l'énergie nucléaire).

Le niveau de la concurrence réelle est très élevé au Royaume-Uni ainsi qu'en Irlande, en Espagne et en Belgique. Il dépasse 50 % pour les gros consommateurs. Avec un taux d'ouverture réel de 25 %, la France se situe dans la moyenne européenne comme d'ailleurs le Danemark, l'Italie et les Pays-Bas. Quant à l'Allemagne et l'Autriche, leur taux d'ouverture réel est faible (< 10 %). Enfin pour les ménages, hormis le Royaume-Uni et l'Italie (47 % et 37 %), le taux d'ouverture réel demeure négligeable en ce qui concerne les autres pays.

L'exposé des objectifs ci-dessus édictés par la directive « GAZ » montre, si besoin est, que la libéralisation et son corollaire la dérégulation ont entraîné une multiplication des acteurs dans l'industrie gazière Européenne (producteurs, transporteurs, distributeurs), et donc une situation de concurrence. Or l'amont gazier reste concentré entre les mains d'un nombre réduit d'opérateurs que sont les pays exportateurs, pendant que l'aval gazier se

caractérise à son tour par une forte concentration des acteurs historiques revendiquant une position dominante au niveau de la fourniture du gaz.

L'ouverture à la concurrence met, certes, fin au monopole d'importation et d'exportation au sein de l'union Européenne, mais développe en même temps chez les opérateurs de nouvelles stratégies de fusions et d'acquisitions se traduisant par de profonds processus d'intégration verticale et horizontale dont la conséquence directe est la totale recomposition de la chaîne gazière.

Si l'intégration verticale permet aux opérateurs de maîtriser les coûts à tous les stades de l'industrie gazière et d'être en position favorable pour négocier avec les partenaires commerciaux, l'intégration horizontale quant à elle aide à élargir les champs d'action à d'autres activités et exploiter les synergies potentielles au sein du réseau, notamment le réseau gaz-électricité.

En fait, la mise en place de ces nouvelles stratégies a pour but de limiter les risques générés par la concurrence (risques liés à l'écoulement du produit ou aux fluctuations des prix du gaz indexés à ceux du pétrole), mais aussi de saisir les opportunités d'investissement dans de nouvelles activités : électricité, transport international à titre d'exemple.

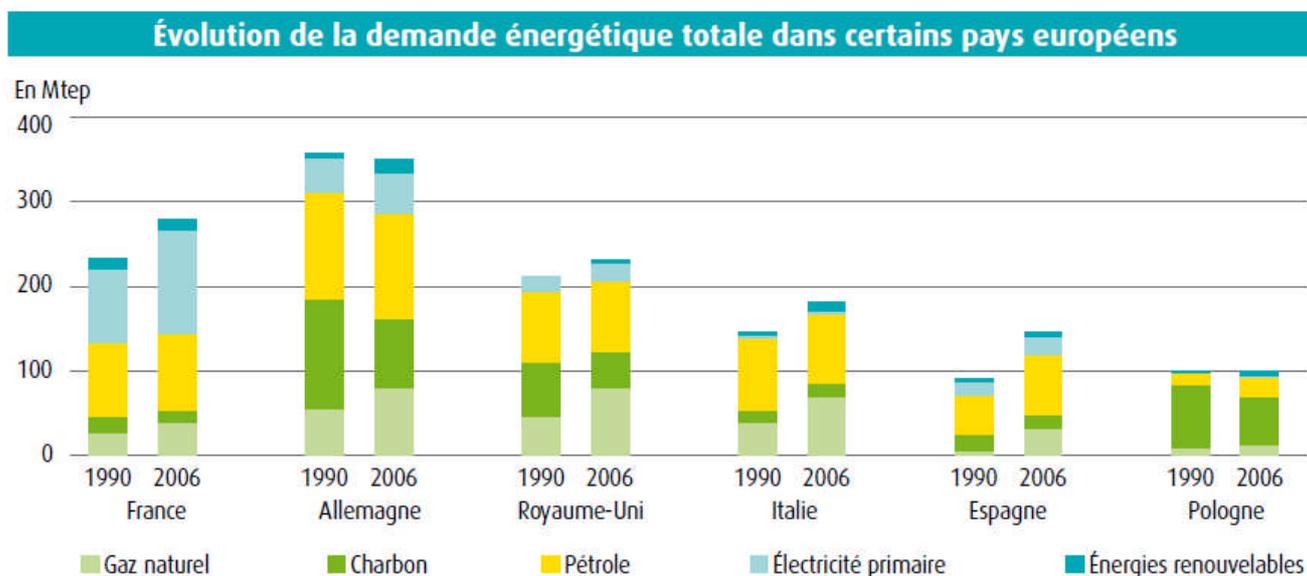
## **5.2. La Dépendance Gazière de l'Europe**

Le gaz naturel couvre aujourd'hui, le quart des besoins en énergie primaire de l'union européenne, ce qui correspond approximativement à son poids dans le bilan énergétique mondial, mais ce pourcentage varie selon les pays.

La demande en cette énergie a connu une forte progression durant ces vingt dernières années. Elle a augmenté de 49 % entre 1990 et 2006 pour l'union Européenne alors que la

consommation globale d'énergie primaire ne croissait que de 10 % pendant la même période<sup>91</sup>. Cette évolution est mise en évidence dans le graphe qui suit :

**Graphe 13 : Évolution de la demande énergétique totale dans certains pays européens**



Source : Agence internationale de l'énergie (AIE), 2009.

On constate à partir de ce graphe que le gaz a tendance à se substituer principalement au charbon, et cette évolution est valable pour l'ensemble des pays Européen cités.

Entre 1990 et 2006, la part du charbon dans le « mix énergétique » passe de 27 % à 18 %, celle du gaz naturel au contraire augmente de 18 % à 24 %, alors que pour le pétrole et l'électricité primaire la demande reste presque stable<sup>92</sup>.

En raison des avantages qu'il procure (énergie moins polluante que le charbon et le pétrole, facteur de diversification du bouquet énergétique), le gaz naturel est appelé à augmenter dans le futur en Europe. La production électrique reste le moteur de la

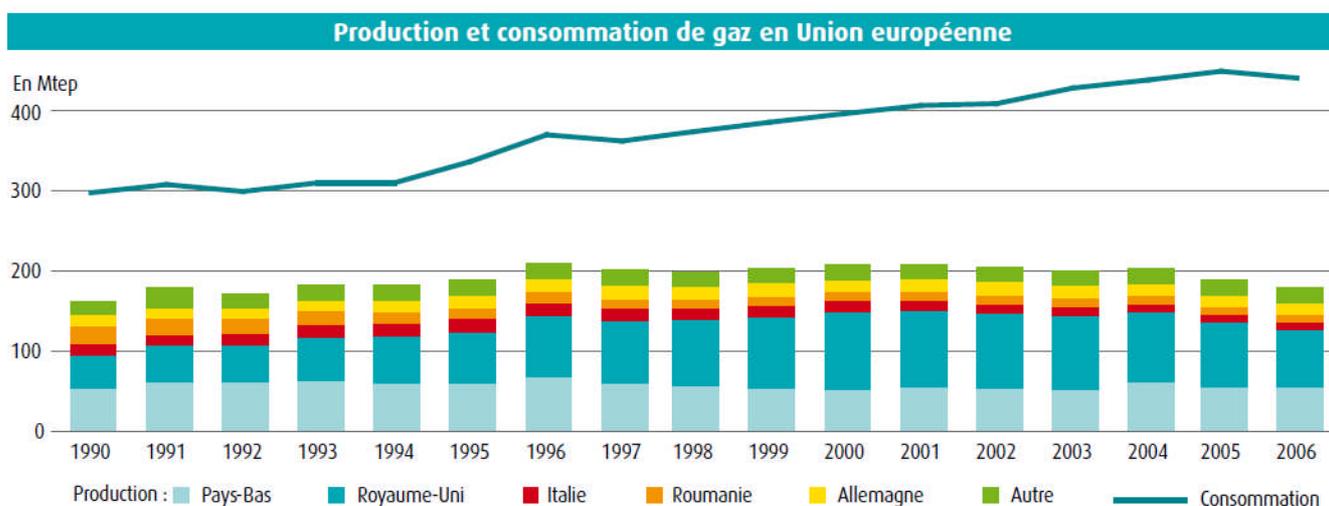
<sup>91</sup> Commissariat Général au Développement Durable, n° 26, Octobre 2009 : « Le point sur l'approvisionnement en Gaz naturel »

<sup>92</sup> Commissariat Général au Développement Durable, n° 26, Octobre 2009 : « Le point sur l'approvisionnement en Gaz naturel »

consommation de gaz dans l'union. Entre 1990 et 2006, la consommation de gaz y a été multipliée par 2,5 et en 2006, 21 % de l'électricité produite provenait du gaz au lieu de 7 % en 1990.

Le graphe suivant rend bien compte de l'importance de la production et de la consommation de gaz au sein de l'union Européenne.

**Graphe 14 : Production et consommation de gaz en Union Européenne**



Source : Agence internationale de l'énergie (AIE), 2009.

Ce graphe indique une progression régulière de la consommation de gaz entre 1990 et 2006.

La structure des importations gazières de l'Europe se caractérise surtout par une absence de concurrence au niveau de l'offre, dominée par les sociétés nationales des pays producteurs à l'instar de GAZPROM (Russie), STATOIL (Norvège), SONATRCH (Algérie).

A elles seules, ces trois compagnies couvrent 50 % des besoins totaux de l'Europe en 2006<sup>93</sup>. De ce point de vue la stratégie de libéralisation de la commission Européenne se

<sup>93</sup> GAZPROM assure 25 % des besoins, STATOIL 15 % et SONATRACH 11 %, selon PERCEBOIS.J : «Interconnexions gazières en méditerranée : enjeux énergétiques et politiques », LEF n° 71 ; 2006.

heurte en pratique à une contradiction majeure : autant l'ouverture de l'aval gazier ne semble pas rencontrer de difficultés particulières (dé-intégration des activités, ATR, développement des points d'entrée du gaz), autant l'amont gazier échappe largement à la régulation Européenne. C'est pourquoi, et par comparaison d'aucuns estiment que le marché Européen diffère totalement du marché Américain au moment de sa libéralisation car ce dernier était déjà mature et jouissait d'une capacité de production suffisante pour s'autonomiser.

L'union Européenne, pour sa part, est confrontée à l'épuisement de ses réserves en gaz. Les ressources sont concentrées en Grande Bretagne et aux Pays-Bas, pays qui connaissent également un déclin de leurs réserves prouvées<sup>94</sup>. L'Europe produit actuellement environ 40% du gaz qu'elle consomme, et importe par conséquent 60 % de ses besoins. Cette dépendance vis-à-vis des importations extérieures devrait fortement s'accroître au cours des prochaines années.

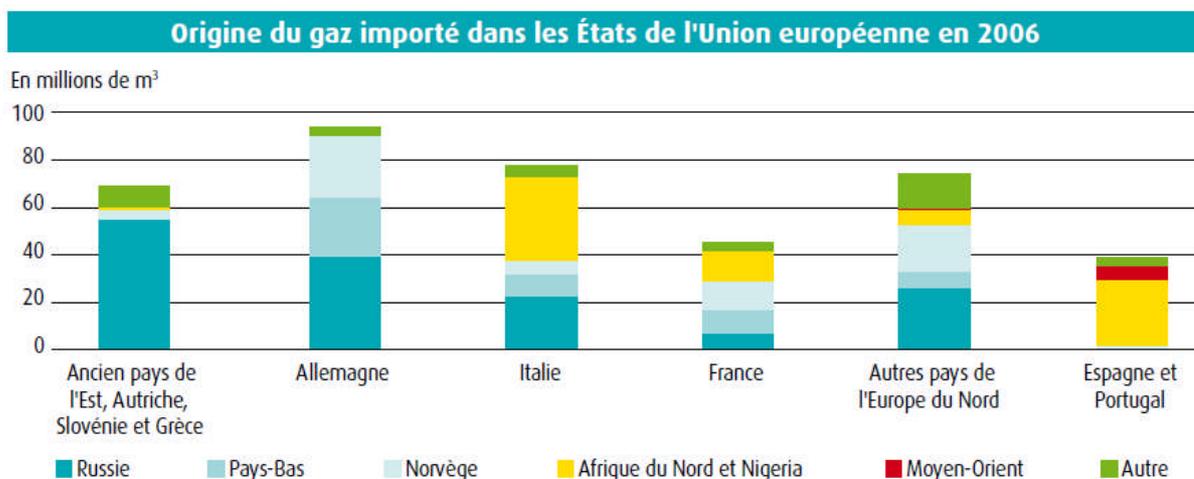
En 2006, 45 % du gaz importé de l'extérieur de l'union provenait de Russie, 22% de Norvège, 16 % d'Algérie, 2 % du Nigéria, le gaz du Moyen-Orient contribuant de façon marginale à l'approvisionnement Européen<sup>95</sup>, comme cela est mis en évidence dans le graphique ci dessous :

---

<sup>94</sup> On entend par réserves prouvées, les quantités de gaz (conventionnelles et non-conventionnelles) pouvant être récupérées avec les technologies existantes et dans les conditions économiques actuelles à partir des gisements connus.

<sup>95</sup> PERCEBOIS.J : « Interconnexions gazières en méditerranée, enjeux énergétiques et politiques », LEF, n°71, 2006.

## Graphe 15 : Origine du gaz importé dans les Etats de l'Union Européenne



Source : Agence internationale de l'énergie (AIE), 2009.

Il se dégage de ce graphe que :

- Les importations en provenance de Russie sont principalement destinées aux pays de l'Europe du Nord et de l'Est.
- Les importations intra-européennes sont localisées pour leur part, essentiellement dans les pays de l'union.
- Les importations émanant de l'Afrique du Nord et du Nigéria alimentent quant à elles surtout les pays de l'Europe du Sud (Italie, Espagne, Portugal, France).

La dépendance gazière de l'Europe est encore mieux mise en exergue dans le tableau suivant :

**Tableau 15 : Comparaison et taux de dépendance gazière des 3 grandes régions de consommation**

	<b>Consommation en 2007 (Gm3)</b>	<b>Part des Importations en 2006 (%)</b>	<b>Part des Importations en 2030 (%)</b>
<b>Amérique du Nord</b>	801	3	20
<b>UE</b>	482	62	80
<b>Asie Pacifique</b>	448	14	65

*Source: BP Statistical Review 2008, et AIE 2007 (scénario de référence).*

Ce tableau fait ressortir la dépendance croissante de l'Europe puisque la part des importations passe de 62 % en 2006 à 80 % en 2030.

Dans un contexte d'augmentation prévisible de la demande et de ralentissement de la production, les compagnies nationales des Etats producteurs sont donc appelées à accroître leurs livraisons sur le marché de l'Union, un marché du reste à fort potentiel.

### **5.3. La Stratégie des Principaux Fournisseurs du Marché Européen**

En s'appuyant sur les contrats de longue durée « Take or Pay », les fournisseurs traditionnels de l'Europe ont réussi à tisser des liens bilatéraux avec les opérateurs chargés de la fourniture et de la commercialisation du gaz (Les contrats de long terme représentent 90 % de l'approvisionnement européen), et se placer en position de force. L'arrivée à échéance pour la plupart de ces contrats à l'horizon 2010, associée à la libéralisation des marchés gaziers est-elle alors de nature à entamer ces acquis, c'est-à-dire remettre en cause la prédominance des entreprises des pays exportateurs dans l'approvisionnement Européen, ou au contraire accentuer leur pouvoir de domination ?

### 5.3.1. La Stratégie de GAZPROM

GAZPROM est de loin le principal fournisseur en gaz de l'union Européenne. Avec près de 120 Gm<sup>3</sup> exportés en 2006 par la compagnie, l'Europe en a absorbé 83 %. Le poids des importations de gaz russe dans l'approvisionnement total de la région représente, comme on l'a vu, 24 %. La société s'efforce de garder sa position de leader et ambitionne de porter ses exportations à 180 Gm<sup>3</sup> à fin 2010, et à 220 Gm<sup>3</sup> à partir de 2020, ce qui accroîtrait sa part de marché à 30 %<sup>96</sup>.

Pour atteindre cet objectif, GAZPROM cherche à diversifier les voies d'acheminement pour ses nouvelles livraisons de gaz, en se dégageant des contraintes économiques et géopolitiques liées au transit dans des pays tiers, à l'exemple des conflits survenus entre la Russie et l'Ukraine. Ainsi, le lancement en 2005 du NEGP (North European Gas Pipeline) connu sous le nom de « Baltique » permettra à la Russie de vendre du gaz directement à l'Allemagne sans passer par des pays intermédiaires (Biélorussie, pays Baltes, Pologne...).

Avec ce nouveau gazoduc destiné à livrer au courant de l'année 2010 ; 27,5 Gm<sup>3</sup> depuis la Sibérie et en traversant la mer Baltique, la Russie renforce son pouvoir de négociation. Outre ce nouveau projet GAZPROM a entrepris d'accroître les capacités des gazoducs existants : augmentation de la capacité de YAMAL à 33 Gm<sup>3</sup> à fin 2005 et celle de Blue Stream à 16 Gm<sup>3</sup>.

GAZPROM s'efforce, en outre, de pénétrer l'aval gazier Européen. L'entreprise s'intéresse notamment au réseau de distribution dont elle veut contrôler une partie. C'est le cas de l'Allemagne où la compagnie russe a pris des participations chez l'opérateur national WINGAS : elle y détient 35 % des actions. Mais la société est également présente en République Chèque (GAS INVEST), en Finlande (GASUM), dans les pays Baltes (EESTI GAS et LATVIAS GAS), en Hongrie (PANRUSGAS), et envisage de s'implanter en tant que

---

<sup>96</sup> LECARPENTIER, A. : « La libéralisation des marchés gaziers en Europe », IFP, Panorama 2006.

distributeur de gaz en France, en Belgique et en Angleterre grâce à la position de monopole dont elle dispose en Europe<sup>97</sup>.

Le développement du marché spot est un autre élément de la stratégie de GAZPROM, dont la filiale GAZPROM Marketing and Trading basée à Londres assure actuellement la vente de volumes de gaz sur les marchés Britannique et Belge.

Enfin, l'investissement dans le GNL (Gaz Naturel Liquéfié) complète la politique de GAZPROM. En effet, pour pénétrer de nouveaux marchés (Américain et Asiatique), le lancement à grande échelle de la filière GNL est une nécessité pour la compagnie. D'abord du fait que le GNL offre d'avantage de flexibilité que les gazoducs ; ensuite parce que sur de longues distances l'interconnexion gazière s'avère difficile voire impossible. Le recours, dans ces conditions, au transport par méthanier pour la livraison de gaz reste la solution la plus indiquée.

Dans le cadre de cette stratégie, GAZPROM, s'active actuellement à développer le projet GNL de SHTOKMAN en mer de Barents dont la production sera destinée en priorité au marché Américain. Ce déploiement de l'entreprise à l'international se fonde sur l'extension de ses activités d'exploration-production à l'étranger (Chine, Inde, Iran), mais aussi l'augmentation de la production en Russie avec la mise en exploitation de nouveaux gisements (SHTOKMAN, YAMAL, Sibérie...).

L'association et le partenariat avec les grands groupes pétro-gaziers (SHELL, BP, ENI) constituent par ailleurs une préoccupation majeure de GAZPROM en contribuant à optimiser le placement de l'ensemble de ses ressources.

---

<sup>97</sup> La Russie détient près de 30 % des réserves mondiales de gaz naturel, selon PERCEBOIS.J : « Interconnexions gazière en méditerranée, enjeux énergétiques et politiques », LEF, n°71, 2006..

### **5.3.2. La Stratégie de STATOIL**

STATOIL assure environ 70 % des exportations norvégiennes et occupe une position dominante dans les segments de la production, du transport et de la distribution du gaz. Les livraisons de la compagnie couvrent 25 % de la consommation de l'Union Européenne. Ses principaux clients sont : RUHRGAZ, GAZ de France et BRITISH GAS.

L'entreprise envisage de doubler sa production annuelle pour la porter à 59 Gm<sup>3</sup> à l'horizon 2015 contre 25 Gm<sup>3</sup> en 2004, contribuant ainsi à la montée en cadence des ventes gazières du pays. Outre les contrats de long terme conclus avec ses clients Européens et qui constituent l'essentiel des revenus perçus par la société, STATOIL participe aussi activement à la recherche de nouveaux partenaires et accroît ses placements sur le marché spot afin de maximiser sa rente.

Par ailleurs la firme se déploie à l'international en développant des partenariats avec certains pays producteurs (Iran, Algérie, Azerbaïdjan) et plus récemment, elle intervient directement sur la commercialisation du gaz en Europe. La pénétration du marché Britannique présentant de fortes perspectives de croissance figure en effet parmi les principaux axes de la stratégie de STATOIL.

Pour renforcer enfin sa position sur le marché mondial, la compagnie a élargi ses activités au GNL considéré comme pouvant mieux contribuer à la flexibilité des approvisionnements extérieurs.

## **6. La Stratégie de SONATRACH**

La valorisation de la production gazière en Algérie se caractérise par une double évolution : les exportations d'un côté, la satisfaction des besoins à long terme du marché national de l'autre côté. Cet arbitrage entre commercialisation externe et consommation interne semble puiser son fondement dans un des textes doctrinaux du pays, la charte nationale en l'occurrence qui dispose dans un de ses chapitres : « La valorisation du gaz

naturel constitue pour l'Algérie une source d'accumulation très importante. Rendre disponibles les sommes à engendrer par cette valorisation, c'est par conséquent susciter un moyen d'assurer le financement du développement du pays et édifier une base pour garantir l'indépendance financière de l'Etat... Aussi est il impérieux de ne pas hésiter à payer le prix que requiert une telle valorisation. Ce choix constitue un objectif stratégique de l'Etat. »

C'est exactement ce que visait le plan VALHID (plan de valorisation des hydrocarbures), étude élaborée pour SONATRACH en Aout 1977 par la société BECHTEL sous le titre « plan de développement des hydrocarbures en Algérie – Perspectives financières 1976 – 2005 »

La préoccupation centrale exprimée à travers ce plan était l'extraction pendant une durée de 30 ans, c'est-à-dire de 1976 à 2005, de toutes les ressources de pétrole, de condensat, et de GPL recensées ainsi que de la majeure partie des réserves prouvées de gaz. Cette production intensive des hydrocarbures et leur valorisation internationale était censée procurer, selon les responsables de l'économie nationale, des ressources financières largement suffisantes à la mise en œuvre d'un futur développement autonome.

Le financement des investissements prévu par le plan VALHID s'appuie, dans une large mesure, sur des emprunts extérieurs ce qui pouvait placer le pays dans une situation d'endettement insupportable sur la période envisagée (1976 – 2005). Le montant des investissements a été évalué par BECHTEL à 33,4 milliards de dollars (dollars constants de 1976) dont 17,4 milliards de dollars, soit plus de 50 % doivent être effectués en devises, c'est-à-dire principalement grâce au recours au marché financier international.

Lancé au courant de l'année 1977, le projet a du être abandonné deux années plus tard en 1979 en raison des nombreuses insuffisances qu'il recelait (retards dans la réalisation, surcoûts, faible rentabilité...) mais surtout des dangers qu'il véhiculait.

En effet, si le plan VALHID avait été appliqué à la lettre, cela aurait hypothéqué l'avenir énergétique du pays qui serait devenu à moyen et long terme dépendant en matière de combustibles fossiles (pétrole et gaz). Sans entrer dans le détail de toutes les difficultés qu'aurait générées la réalisation de ce plan, il est cependant utile d'en souligner les plus marquantes :

- Les investissements ont été orientés prioritairement vers les installations sur les champs de gaz, les gazoducs et les complexes de liquéfaction. La recherche-exploration ainsi que la pétrochimie considérée comme vecteur d'intégration, autrement dit l'amont et l'aval gazier sont complètement évacués des objectifs du programme.

- Le plan VALHID ne s'intéresse pas aux relations intersectorielles. L'attention est focalisée sur le seul secteur des hydrocarbures qui a plutôt une vocation exportatrice et de ce fait n'exerce aucun effet structurant sur les autres branches de l'économie nationale.

- Le projet VALHID fait également l'impasse aussi bien sur les limites des capacités financières du pays que sur la faible valorisation du GNL eu égard au caractère capitalistique de la branche.

- Dans leurs estimations, les concepteurs du plan n'ont pas pris en considération les retards qui apparaissent inévitablement tout au long de la réalisation (absence de traditions industrielles) engendrant de ce fait des surcoûts.

Toutes ces contraintes ont poussé les décideurs à renoncer au projet VALHID c'est-à-dire à reconsidérer les options de gestion des ressources d'hydrocarbures et penser à des choix autrement plus rationnels. Dès le début de la décennie 1980, en effet, le pays adopte une attitude prudentielle par rapport à l'exploitation de ses ressources gazières. Cette

vigilance procédait du souci de sécuriser en priorité, dans le long terme, les approvisionnements gaziers internes conformément à la stratégie définie par le modèle national de consommation de l'énergie.

Les échéances arrêtées pour la couverture des besoins nationaux s'étalent sur une quarantaine d'années environ (à compter de la décennie 1990). Concrètement, toutefois, ce modèle a très peu fonctionné, la logique de maximisation des exportations redevenant prédominante dès la fin des années 1990. La loi sur les hydrocarbures de 1986 et son amendement en 1991 qui instaure un nouveau régime (de partage de production) était déjà en réalité annonciatrice de ce revirement de position. Il s'agissait d'ouvrir l'amont pétro gazier au capital international afin de dynamiser l'exploration et augmenter par voie de conséquence les réserves et les capacités d'exportation, le secteur des hydrocarbures demeurant le moteur de la croissance économique dans la vision des autorités.

Pour appuyer cette démarche, le gouvernement a procédé au lancement de la construction de deux nouveaux gazoducs, MEDGAZ et GALSI, reliant directement l'Algérie à l'Espagne et l'Italie, d'une capacité combinée de 16 milliards de m<sup>3</sup> par an dont la mise en service est prévue normalement en 2009 pour le premier et 2012 pour le second. Ces deux projets majeurs viennent s'ajouter aux anciens gazoducs GME et TRANSMED, passant par le Maroc et la Tunisie qui ont vu leurs capacités s'accroître (La capacité du TRANSMED par exemple a été doublée, elle passe de 12 Gm<sup>3</sup> en 1983 à 25 Gm<sup>3</sup> en 1996).

La promotion des exportations gazières, en tant qu'élément de politique énergétique, apparaît nettement aussi à travers le renforcement des capacités de transformation du secteur. Dans le cadre du projet intégré de GASSI TOUIL, SONATRACH a en effet lancé deux nouvelles unités de liquéfaction de gaz naturel d'une capacité de 4,5 millions de tonnes par an chacune, situées respectivement à Skikda et Arzew.

Ainsi la réalisation de cet ensemble d'industries de transformation et d'infrastructures de transport devrait porter la capacité nationale d'exportation de gaz naturel à 85 milliards de m<sup>3</sup> par an en 2010 contre un volume exporté depuis le début des années 2000 de 62 milliards de m<sup>3</sup> par an selon les déclarations officielles<sup>98</sup>, soit une quantité additionnelle de 23 milliards de m<sup>3</sup> par an. Le développement de la filière GNL<sup>99</sup> consolide, en quelque sorte, la tendance exportatrice du secteur puisque outre le fait que le marché traditionnel Européen continuera d'absorber une partie importante du gaz naturel Algérien grâce à la proximité géographique et l'existence de gazoducs, des volumes supplémentaires de GNL en liaison avec l'expansion prévisible de la production aux champs, peuvent être acheminés par méthaniers vers les marchés américain et asiatique.

Ceci dit, c'est la flexibilité commerciale du GNL suggérant une mise en concurrence des clients qui explique son essor, la vente de gaz naturel, dans le cadre de contrats à long terme, étant jugée relativement rigide et contraignante. L'objectif poursuivi par les responsables est d'ailleurs, d'équilibrer les ventes à l'exportation entre gaz naturel transporté par gazoducs et GNL transporté par méthanier au plus tard à l'horizon 2020. La faisabilité de ce projet est, cependant, plus complexe et se heurte à de multiples contraintes.

### **6.1. La politique d'exportation gazière : Objectifs et contraintes**

Dans son planning, SONATRACH a prévu d'exporter 85 milliards de m<sup>3</sup> de gaz en 2010, c'est-à-dire 23 milliards de plus par rapport à l'année précédente 2009 dont les volumes d'exportation n'ont pas dépassé les 62 milliards de m<sup>3</sup>. Les prévisions de SONATRACH s'appuient sur le développement du projet intégré GASSI TOUIL, au sud de Hassi Messaoud,

---

<sup>98</sup> KHELLIL.C. "Eléments de politique énergétique", M.E.M, 2009

<sup>99</sup> 39,6 millions de m<sup>3</sup> de GNL ont été exporté en 2007 par SONATRACH. Le lancement par la compagnie de deux nouveaux projets l'un à Skikda en remplacement de GL1K détruit accidentellement en 2004 d'une capacité de 4,5 millions de tonne (Mt), et l'autre à Arzew d'une capacité similaire devrait accroître les volumes exportés de GNL.

Source : Rapport annuel SONATRACH, 2007.

dans le cadre d'un contrat de partage de production signé en 2004 entre la compagnie nationale et le groupe espagnol REPSOL-GAS NATURAL, à l'issue d'un avis d'appel d'offre international remporté par ce dernier.

Les clauses contractuelles portent sur le forage de 52 puits, la reprise de 16 existants, la construction d'installations de surface pour le traitement de 22 millions de m<sup>3</sup> par jour de gaz, la mise en place de nouvelles canalisations d'une capacité de 6,5 milliards de m<sup>3</sup> par an et la construction d'une usine de liquéfaction de 4 millions de tonnes par an. Le projet qui devrait entrer en fonctionnement en 2009 à été résilié par SONATRACH dès septembre 2007 en raison des retards accusés dans la réalisation et des surcoûts que cela a généré.

Selon les dirigeants du tandem REPSOL-GAS NATURAL, l'achèvement du projet ne pouvait pas être envisagé avant la fin 2012 au plus tôt. Le non respect par les espagnoles des engagements consignés dans le cahier des charges a donc forcé SONATRACH en 2008 à recourir à l'arbitrage international pour trancher sur le différend. Ce litige a bien évidemment contrarié les objectifs de la compagnie qui s'est retrouvée obligée de relancer en effort propre les opérations prévues par le contrat (forage, infrastructures et installations de traitement, unité de GNL) pour tenir les promesses de vente envers ses clients. La mission paraît compliquée pour SONATRACH qui ne dispose pas des ressources humaines, techniques, et financières lui permettant de mener à son terme le projet. Le pari semble d'autant plus difficile à exécuter que la consommation intérieure de gaz a considérablement augmenté au cours des dernières années.

En une décennie, de 1998 à 2008 cette consommation est passée de 18,2 Gm<sup>3</sup> à 26,6 Gm<sup>3</sup> soit une évolution à un rythme annuel moyen de 4,6 %. Pour l'année 2009, la progression est encore plus marquée avec 6,6 % de hausse par rapport à l'exercice 2008

portant ainsi la consommation à 28,36 Gm<sup>3</sup> <sup>100</sup>. La tendance d'évolution de la demande future en gaz naturel, pour la durée 2009 – 2018 confirme à son tour le net accroissement des besoins du pays. Selon la CREG (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz), la demande évoluera dans l'hypothèse moyenne à un taux de 7,4 % faisant passer la consommation à 54,22 Gm<sup>3</sup> en 2018 et se répartissant comme suit par type d'utilisation : 52% pour les clients industriels, 31 % pour les centrales électriques et 17% pour la distribution publique<sup>101</sup>. La forte consommation des clients industriels est directement liée aux perspectives de réalisation des nouveaux projets pétrochimiques (unité d'ammoniac ORASCOM, Ammoniac SBGH, Aluminium Beni Saf), mais plus globalement à la croissance économique induite par l'embellie pétrolière dès le début des années 2000.

Pour faire face à l'augmentation régulière de la demande en Gaz naturel sur le marché intérieur, un programme conséquent de réalisation de gazoducs a été engagé sur la période 2009 – 2014 comme l'indique le tableau suivant :

---

<sup>100</sup> CREG (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz) : « Programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz 2009 – 2018 ».

<sup>101</sup> Op. Cit

**Tableau 16 : Développement du réseau de transport du gaz**

Ouvrages	Longueur (km)	Diamètre (")	Année
Gazoduc GZ4 phase I Hassi R'mel-Sougueur	300	48	janvier 2009
Gazoduc GZ4 phase II Sougueur-Arzew	218	48	octobre 2009
Gazoduc GZ4 phase III Moctaa douz-Béni Saf	122	48	octobre 2009
Gazoduc GZ5 Hassi R'mel-Oued Taria-Béni Saf	300	48	janvier 2012
Gazoduc GK3 Hassi R'mel-Skikda-EI Kala	604	48	septembre 2011
Gazoduc GK4 Hassi R'mel-Meclatine	574	48	janvier 2012
Gazoduc PC5 (GK3)-EI Kala	261	48	juin 2011
Gazoduc GG2 phase I Hassi R'mel-PC5	175	42	décembre 2010
Rocade Khenchela (est du pays)-Saïda (ouest du pays)	509	28	2010
Meurad-Eucalyptus Oued Djer-Gué de Constantine	84	28	2010
Gazoduc GR5 Sud Ouest (Reggane-Timimoun-Hassi R'mel)	720	48	2014
Gazoduc GR4 Rourd Nouss-Hassi R'mel	531	48	2012
Tlelat-Oran	28	20	2010

Source : CREG : « Programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz 2009-2018 »

En 5 ans, c'est-à-dire de 2009 à 2014, il est donc prévu de construire 4426 km de canalisations, projet ambitieux du reste, pour satisfaire les besoins sans cesse grandissants de la consommation nationale. A cet égard les prétentions de l'Algérie visant à exporter 110 Gm<sup>3</sup> en 2020<sup>102</sup> risquent encore une fois d'être contrariées. L'immense projet de gazoduc transsaharien (TSGP) qui alimentera l'Europe à hauteur de 20 à 30 Gm<sup>3</sup> annuellement, à

<sup>102</sup> Faïde.MK, 2009 : « L'Énergie en méditerranée, situation, perspectives, contraintes et enjeux », IPAMED, n° 2, Octobre.

partir de 2015 peut peser dans l'offre de SONATRACH sans pour autant lui permettre de doubler quasiment les volumes exportés, car l'objectif de la compagnie est de placer en l'espace de 10 ans (entre 2010 et 2020) 50 Gm<sup>3</sup> supplémentaires sur le marché international<sup>103</sup>.

Il convient de préciser que le TSGP (TranSaharan Gaz Pipeline) est un ouvrage de très grande importance de par le niveau de l'investissement qu'il requiert<sup>104</sup> (12 milliards de dollars) mais aussi au regard de la viabilité technico-économique du projet mise en exergue par le bureau d'étude anglais (PENSPEN IPA). Ce méga projet, conçu dans le cadre du NEPAD (Nouveau Partenariat Pour le Développement de l'Afrique), dont les travaux ont débuté en 2009 et la mise en service programmé pour 2015 transportera du gaz à destination de l'Union Européenne à partir du Nigéria via le Niger et l'Algérie.

Pour les responsables de SONATRACH, la rentabilité du projet n'est plus à démontrer ; il est structurant disent-ils et surtout aide le pays à disposer de capacités additionnelles d'approvisionnement. Or il n'est pas acquis que les autorités Nigérianes acceptent de vendre leur gaz à l'Etat Algérien préférant commercialiser leur ressource avec les partenaires Européens. Les négociations entre gouvernements achoppent sur les modalités de vente rendant improbables les promesses algériennes d'exportation de gaz chiffrées à 110 Gm<sup>3</sup>, faut-il le rappeler, à l'horizon 2020.

Pour toutes ces raisons, et en absence de découvertes notables dans un avenir proche pour compenser la croissance de la demande locale, le niveau d'exportation envisagé de 85 Gm<sup>3</sup> en 2010 paraît tout à fait incertain. De même que paraît hasardeux, dans un contexte

---

<sup>103</sup> Les exportations de SONATRACH devraient normalement passer de 60 Gm<sup>3</sup> en 2010 à 110 Gm<sup>3</sup> en 2020. Source : Faïde.MK, 2009. Op cite

<sup>104</sup> Ce financement de l'ordre de 12 milliards de dollars est supporté à 90% par l'Algérie et le Nigéria et à 10 % par le Niger. Le TSGP traversera le Nigéria sur une longueur de 1037 km, le Niger sur 841 km et l'Algérie sur 2310 km soit le tronçon le plus important du projet.

concurrentiel entre pétro-gaziers, le déploiement à l'international de SONATRACH. En effet, si la SONATRACH ne rencontre pas de problèmes particuliers pour commercialiser par elle-même une partie de son gaz sur le marché Européen<sup>105</sup>, en revanche, l'investissement dans l'amont gazier étranger demeure très aléatoire comme l'est du reste toute l'industrie des hydrocarbures.

En somme la rentabilité escomptée d'une telle démarche reste faible. Si l'on prend en compte les mutations technologiques qui sont en train de s'opérer actuellement dans l'industrie gazière mondiale, cela complique d'avantage la donne. La hausse récente de la production de gaz aux Etats-Unis peut, en effet, constituer une tendance lourde de la future évolution des marchés gaziers. L'extraction des gaz non conventionnels<sup>106</sup>, grâce à l'introduction de nouvelles techniques, a permis d'accroître substantiellement les réserves américaines et de réduire en conséquence les importations du pays. Cette transformation structurelle dans l'industrie gazière influencera inévitablement les stratégies d'exportation des pays producteurs qui font déjà face à de multiples contraintes.

L'option de l'Algérie en matière de quantités supplémentaires à exporter devra donc prendre en considération la nouvelle configuration gazière mondiale dont la caractéristique principale sera l'aiguïsement de la concurrence entre les principaux fournisseurs (Russie, Norvège, Algérie).

La surproduction de gaz enregistrée aux Etats-Unis a, d'ailleurs, entraîné rapidement une réorientation des volumes de gaz naturel liquéfié en direction du marché de l'Union Européenne. Sachant que celui-ci est totalement dérégulé, l'arrivée sur ce marché de nouveaux acteurs ne fera qu'exacerber encore plus la compétition au sein des offreurs qui

---

<sup>105</sup> L'Espagne et la France ont donné leurs accords pour que la SONATRACH puisse vendre librement des volumes de son gaz exporté sur leurs marchés.

<sup>106</sup> Gaz produit à partir de sources non traditionnelles, de schistes notamment.

risquent de voir leurs livraisons périlcliter fortement dans les prochaines années. C'est pourquoi, et pour aplanir ces difficultés, les entreprises nationales des pays producteurs tentent de contracter des alliances avec les grands consommateurs de gaz. Il en est ainsi de l'accord conclu au début de l'année 2010 entre GAZPROM et GDF-SUEZ pour l'intégration de la compagnie française dans le projet North Stream<sup>107</sup>. Ce partenariat stratégique qui vise à placer des quantités additionnelles de gaz russe sur le marché français constitue, à n'en pas douter, une menace pour les autres exportateurs (Algérie, Norvège) qui pour défendre leur part de marché pourraient adopter une attitude similaire.

La démarche privilégiant l'établissement d'ententes individuelles au détriment de politiques coordonnées risquent de déclencher des tensions aux conséquences déstabilisatrices pour l'ensemble des acteurs en termes de revenus et d'approvisionnement gazier à l'échelle mondiale. La rentabilité de l'industrie gazière, faut-il le préciser, est improbable. La découverte de gaz n'est pas une condition suffisante à la valorisation du produit, en ce sens que son exploitation commerciale exige au préalable de s'assurer du débouché. Cela est d'autant vrai pour de gros gisements, car il faut garantir l'écoulement sur une longue durée (contrats de long terme qui peuvent s'étaler sur 30 ans) pour espérer rentabiliser les investissements afférents au secteur.

Or les prévisions sur le long terme ne tiennent pas suffisamment compte des turbulences qui peuvent apparaître sur le marché mondial de l'énergie et affecter la relation contractuelle producteurs-consommateurs. L'entrée en production d'importants projets gaziers<sup>108</sup> à l'horizon 2013 ne fera qu'accentuer le phénomène en pesant lourdement sur le

---

<sup>107</sup> La mise en service de ce gazoduc est prévue pour 2012. Il s'étend sur 1200 km et possède une capacité de 55 milliards de m<sup>3</sup> par an. GDF-SUEZ participe à hauteur de 9% dans le projet au cotés d'autres opérateurs, le russe GAZPROM avec 51%, les allemands WINTERSHALL, EON avec respectivement 15,5% chacun et le néerlandais GASUNIE avec 9%.

<sup>108</sup> Essentiellement en Russie et au Qatar tels les projets SAKHALIN et QATARGAS.

marché. La consommation gazière internationale a chuté d'environ 6% en 2009<sup>109</sup> et la tendance devrait se poursuivre en raison des fortes incertitudes qui entachent encore la reprise de l'économie mondiale. Dans ce contexte de contraintes multiples, l'élaboration d'une nouvelle stratégie gazière pour l'Algérie devient alors nécessaire.

## **6.2. La gestion optimale des ressources gazières**

Indéniablement, l'Algérie jouit d'une longue expérience dans l'industrie gazière. De gros investissements ont été alloués à ce secteur dès les années 1960, permettant au pays de bénéficier d'une réelle expertise surtout en matière de négociation des contrats internationaux et de développement gazier national. Pour promouvoir l'exportation du gaz naturel, la démarche consistait à rompre la dépendance avec le marché Européen, marché captif et se lancer à la conquête de marchés potentiels : le marché américain et le marché asiatique. L'essor de la filière GNL à coté de la réalisation de gazoducs internationaux participe, en effet, de la volonté de l'Algérie de diversifier ses partenaires et surtout lever la contrainte régionale susceptible de perturber le processus de valorisation de son gaz.

### **6.2.1. Retour sur les évolutions marquantes**

Les importants contrats signés avec les sociétés américaines EL-PASO en 1969, DISTRIGAS de boston, PANHANDEL, TENNECO et de nouveau EL-PASO en 1978 s'inscrivaient dans une stratégie visant à assurer l'autonomie commerciale des ressources énergétiques de l'Etat. Entre 1969 et 1978, SONATRACH a conclu un programme de vente de 36 milliards de Gm<sup>3</sup> par an au seul marché américain<sup>110</sup> dont les besoins progressaient régulièrement. Cette opportunité de placement a, cependant, été neutralisée dès 1985 lorsque

---

<sup>109</sup> AIE, 2009, World Energy Outlook.

<sup>110</sup> Les contrats portaient sur la livraison de 10 Gm<sup>3</sup> de gaz à EL-PASO en 1969, de 1,5 Gm<sup>3</sup> à DISTRIGAS ; 4,5 Gm<sup>3</sup> à PANHANDEL, 10 Gm<sup>3</sup> à TENNECO et à nouveau 10 Gm<sup>3</sup> à EL-PASO en 1978.  
Source : BELAÏD.A ,1989 : « Le gaz Algérien, stratégies en enjeux », éd Bouchéne, Alger.

les Etats-Unis ont décidé de libéraliser leur marché entraînant un effondrement des prix et par voie de conséquence une mévente du gaz Algérien voire une remise en cause des livraisons aux compagnies américaines. Les répercussions sur le plan financier ont été terribles puisque les gros investissements engagés sont devenus inopérants.

La même tendance est d'ailleurs observée aujourd'hui avec la découverte puis le développement du gaz non conventionnel qui a permis au Etats-Unis de devenir autosuffisants, contrariant de ce fait l'offre gazière mondiale et impactant négativement les prix. Cette mutation technologique altérera, sans nul doute, les futurs équilibres gaziers mondiaux, tout en donnant l'occasion aux pays producteurs de réviser leurs choix.

L'expérience Algérienne est de ce point de vue édifiante. SONATRACH a basé toute sa stratégie sur les contrats de vente à long terme. Cette démarche a été infructueuse pour au moins trois raisons :

- Sur la longue durée, un retournement de situation sur les marchés gaziers semble probable, comme cela a été souligné plus haut avec pour effet l'impossibilité de réaliser le programme d'exportation envisagé.

- SONATRACH ne disposait pas des moyens techniques et financiers pour entreprendre seule la réalisation de tous les projets gaziers forts coûteux, au demeurant, dont la finalisation a nécessité un lourd endettement auprès des institutions financières internationales.

- Les prix du gaz n'étaient pas assez rémunérateurs<sup>111</sup> pour justifier un tel niveau d'investissement. Tous les experts en énergie

---

<sup>111</sup> En 1969, le prix du m<sup>3</sup> vendu à la société EL-PASO était fixé à un peu plus de 0,30 cents de dollar par millions de BTU (British Thermal unit). Dix ans plus tard c'est-à-dire en 1979, ce prix atteignait difficilement 1,90 dollar le million de BTU sur le marché américain.

s'accordent, en effet, sur le fait que les prix du gaz sont historiquement bas. Selon Chakib KHELLIL ministre algérien de l'énergie, et en marge du forum international de l'énergie tenu à Cancun les 23 et 24 Mars 2010, le prix du gaz ne représente actuellement que le vingtième du prix du pétrole, soit 4 dollars le million de BTU<sup>112</sup>. Ce sont précisément ces erreurs d'appréciation dans le contenu de la politique énergétique nationale qui appellent à une meilleure identification des enjeux afin de préserver l'avenir énergétique du pays.

Pour l'instant deux thèses s'affrontent concernant la valorisation du gaz naturel. La première approche qu'on peut qualifier de productiviste est incarnée par le ministre C. KHELLIL et vise à maximiser les revenus énergétiques de l'Algérie en boostant les exportations. La deuxième approche, quant à elle, est prudentielle, défendue par certains cadres du secteur (passés ou actuels) et recommande un infléchissement de la production notamment en période de hausse durable des cours, ou du moins une production strictement adaptée aux besoins de financement du développement. Les tenants de cette dernière thèse préconisent en réalité, des arbitrages entre le niveau réel des réserves et la nécessité de les protéger pour les générations futures.

Dans ce débat complexe relatif à la gestion d'un stock de ressources minières à un moment donné, les préoccupations de long terme devraient l'emporter sur celles à court terme, c'est-à-dire les avantages immédiats qu'offrirait des ventes opportunistes sur les marchés gaziers et impliquer d'avantage la société dans les processus décisionnels. Les transformations brutales dans le paysage gazier mondial comme l'éruption significative des gaz non conventionnels aux Etats-Unis, l'essor du GNL en Asie et au Moyen Orient, le

---

Source : BELAÏD.A ,1989 : « Le gaz Algérien, stratégies en enjeux », éd Bouchéne, Alger.

<sup>112</sup> Déclaration faite au forum international de l'énergie tenu à Cancun (Mexique), les 23 et 24 mars 2010.

développement de marchés spots à caractère spéculatif, plaident désormais pour une reconfiguration de la stratégie des Etats gaziers.

La création du FPEG<sup>113</sup>, le 23 décembre 2008 à Moscou, constitue à cet égard le premier embryon de la volonté de changement dans le fonctionnement de l'industrie gazière internationale, l'objectif final demeurant évidemment la mise sur pied d'une organisation analogue à celle de l'OPEP qui aurait pour mission de défendre au mieux les intérêts de ses membres, en particulier une juste rémunération du gaz.

Pour l'heure, et en attendant la concrétisation de ce projet, le FPEG est envisagé comme un cadre de concertation entre les pays exportateurs dans le souci de coordonner leurs politiques gazières notamment en matière de détermination de prix suffisamment rémunérateurs, de sécurité d'approvisionnement, de financement des investissements. A l'évidence, ces pays prennent progressivement conscience des atouts du gaz qui, malgré un contexte de déprime des cours et de contraction de la demande en 2009, pèsera de plus en plus dans le bilan énergétique mondial.

La position concurrentielle du gaz tient au fait que c'est une énergie propre répondant à l'impératif de protection environnementale. Pour des fonctions semblables à celles du mazout (chauffage) et du charbon (production d'électricité), le gaz serait nettement moins polluant<sup>114</sup> et aurait toutes les chances, de ce point de vue, de s'imposer comme une des sources dominantes du futur. La demande gazière est aujourd'hui fondamentalement tirée par la génération électrique<sup>115</sup> et ce mouvement va certainement s'amplifier dans les prochaines

---

<sup>113</sup>Le FPEG (Forum des Pays Exportateurs de Gaz) se compose de 11 membres fondateurs : Russie, Qatar, Iran, Libye, Egypte, Nigéria, Bolivie, Venezuela, Trinidad-Tobago, Guinée Equatoriale, Algérie. Le Qatar abrite le forum du siège.

<sup>114</sup> La plupart des experts en énergie estiment que les centrales fonctionnant au gaz émettent deux fois moins de gaz à effet de serre que celles alimentées par le charbon.

<sup>115</sup> Plus de 30% de l'électricité produite dans le monde en 2006 provenait du gaz.

années. La banque mondiale suggère, d'ailleurs, dans ses contributions de promouvoir en priorité la commercialisation du gaz naturel pour la décennie à venir, période considérée comme étape de la transition énergétique.

Actuellement, il est vrai, nous assistons à une surproduction de gaz sur le marché qui résulte de la conjugaison de plusieurs facteurs :

- Un fléchissement exceptionnel de la demande consécutif aux effets de la crise financière internationale et de ses prolongements économiques.
- Une montée en puissance de la production américaine induite par l'exploitation de gaz non conventionnels développée grâce aux avancées technologiques, alors que paradoxalement le marché américain devait absorber les surplus de production de par le monde.
- L'explosion de l'offre de GNL avec l'arrivée de volumes supplémentaires consécutifs à l'entrée en production de nouveaux projets situés principalement au Qatar, en Australie, en Algérie et au Yémen.

Cette situation de surcapacité a provoqué une bulle gazière dont la résorption paraît compromise, tout au moins à court et à moyen terme d'autant que les perspectives de croissance de l'économie mondiale demeurent faibles<sup>116</sup>. Les excédents, pour le seul GNL tournent actuellement autour de 100 Gm<sup>3</sup> auxquels il faudrait probablement ajouter dès 2015 la production d'importants projets reportés, ce qui va certainement emballer l'offre gazière.<sup>117</sup>

---

Source: BP Statistical Review on Energy, 2007.

<sup>116</sup> En 2010 la banque mondiale évalue à 1,9% la croissance dans les pays de l'OCDE.

<sup>117</sup> Du fait de la crise engendrant des problèmes de financement, et de la baisse de la demande, de nombreux projets ont été reportés, notamment SHTOKMAN en mer de Barents considéré comme l'un des

Dans ce climat général de restructuration de l'industrie gazière internationale et de ses évolutions marquantes (libéralisation des marchés gaziers, révolution technologique ayant permis l'exploitation des gaz de schiste, essor du GNL, surcapacité de production...), quels enseignements peut tirer l'Algérie pour ajuster sa stratégie gazière.

### **6.2.2. Les alternatives**

La première urgence, eu égard à la nouvelle donne énergétique serait le réexamen du rythme d'extraction ainsi que le réaménagement à long terme du programme d'exploration. La rentabilité commerciale du gaz est en effet très discutable en raison du faible prix de vente actuel sur le marché spot et d'un investissement particulièrement lourd tout au long de la chaîne gazière. Les conditions économiques prévalant sur les marchés gaziers ne sont pas, en outre, favorables aux pays producteurs pour les inciter à maximiser leurs exportations. Ceci est d'autant vrai que la rente gazière est réputée étant moins importante que la rente pétrolière pour les spécialistes de la question énergétique.

Selon ces experts l'analyse de la structure des prix des deux sources d'énergie révèle un avantage certain, en termes de surplus, pour le pétrole. Dans une étude très rigoureuse, KRISSAT.A, ancien PDG de l'entreprise nationale des travaux aux puits (ENTP), filiale de la SONATRACH, démontre que « Pour que le gaz naturel dans sa forme liquéfiée ait un niveau de rentabilité en corrélation avec celui du pétrole, il faudrait qu'il se commercialise à 24,7 dollars le million de BTU. Le prix réel du gaz naturel étant de 6,80 dollars par million de BTU, on en conclut que dans les conditions actuelles du marché il n'est pas suffisamment

---

gisements les plus prometteurs de Russie. Or la reprise progressive de la consommation ainsi que la mise en exploitation de projets en cours en Asie et au moyen orient ne pourront qu'accentuer le phénomène de surcapacité observée sur les marchés gaziers.

rémunérateur et que sa rentabilité commerciale est à fin octobre 2008, 3,6 fois moindre que celle du pétrole lorsque celui était à 120 dollars le baril »<sup>118</sup>

Ce niveau de rentabilité s'est encore dégradé en 2010 puisque le prix du gaz à atteint à peine 4 dollars le million de BTU, prix considéré comme non viable<sup>119</sup> par les pays producteurs.

Dans ces conditions d'incertitude, l'exportation par l'Algérie de 110 Gm<sup>3</sup> à l'horizon 2010 devient dépourvue d'intérêt, et combinée à l'accroissement de la consommation intérieure estimée à 54 Gm<sup>3</sup> en 2018 ne fera qu'accélérer l'épuisement des réserves, au reste modestes. Sachant que les réserves prouvées sont évaluées à 4500 milliards de m<sup>3</sup> et que la production annuelle tourne autour de 164 milliards de m<sup>3</sup> (entre offre externe et demande interne), la durée de vie des gisements gaziers est ramenée à 27 ans, c'est-à-dire prématurément réduite.

Si l'on veut optimiser la gestion de ces ressources, il convient par conséquent de les préserver, autrement dit les destiner en priorité aux stricts besoins de financement de l'économie nationale. Dans le cas contraire le pays s'expose au risque de devenir à moyen et long terme un importateur net de gaz. A court terme, l'offre mondiale excédentaire affecte les investissements engagés dans la perspective d'un renforcement des exportations. Ce qui entraîne une sous utilisation des capacités de production installées ou en cours de réalisation. Il en est ainsi des gazoducs MEDGAZ, GALSI et des nouveaux trains de GNL à Skikda et à Arzew. Ces projets tombent dans une mauvaise conjoncture marquée par le tarissement du

---

<sup>118</sup> KRISAT.A 2009 : « Hydrocarbures et développement durable, préserver l'avenir », El Watan du 18 Janvier.

<sup>119</sup> Ce prix ne permet pas de soutenir les investissements dans l'industrie gazière, investissements réputés très capitalistiques. Il n'est pas logique en effet que les pays producteurs continuent à lancer des projets pour lesquels le débouché reste incertain.

débouché américain et une forte pression sur le marché Européen induits par la montée en puissance des gaz non conventionnels.

En réalité, l'Algérie n'arrive pas à respecter ses promesses en matière d'exportation. En 2010 le pays a exporté péniblement 62 milliards m<sup>3</sup> alors que les prévisions portaient sur 85 m<sup>3</sup>. Ce décalage entre le potentiel de production et les objectifs renseigne sur les difficultés que connaît le développement de l'amont gazier et apparaît, paradoxalement, comme un facteur favorable pour ajuster la politique gazière dans le sens d'un rééquilibrage entre le niveau des exportations et celui des capacités de production. Concernant l'industrie du GNL, de façon spécifique, dont les investissements sont très lourds, encore plus lourds que ceux du gaz naturel en raison des opérations de liquéfaction, regazéification, la stratégie de SONATRACH devrait privilégier une approche par pallier. En procédant graduellement, la compagnie se donne la possibilité de recadrer les objectifs de développement de la filière tenant compte des retournements de situation susceptibles d'apparaître sur le marché.

Le développement de la pétrochimie en tant que segment de la valorisation internationale du gaz interpelle aussi sur la pertinence de ce choix. L'industrie pétrochimique, activité à fort contenu gazier, comporte des risques en termes de placement sur le marché, outre le fait qu'elle engendre une forte pollution. A ce titre, le projet de réalisation des unités d'ammoniac et d'urée entre SONATRACH et les sociétés TOTAL et ORASCOM, dans le cadre d'un partenariat, ne peut être crédité d'une rentabilité certaine, c'est-à-dire d'une augmentation de la rente gazière générée à partir du programme d'investissement aval. En d'autres termes les résultats escomptés d'un tel projet seront objectivement mitigés parce que le secteur pétrochimique est soumis à une vive concurrence au niveau mondial, impactant à la baisse les prix, ayant peu d'effets sur l'intégration économique du fait de l'absence d'échanges interindustriels, et créant enfin peu d'emplois. Une démarche rationnelle

consisterait donc à promouvoir la pétrochimie prioritairement pour les besoins du marché intérieur.

Mais au-delà de toutes ces considérations, il convient de réfléchir sur les moyens de renforcer la SONATRACH, question stratégique de première importance, en la dotant des moyens nécessaires à sa modernisation afin de la hisser au niveau de performance des grandes sociétés internationales. Autrement dit, il faut renverser la problématique et amener la société nationale à s'imposer, désormais, comme un agent énergétique majeur et non plus seulement comme simple exportateur de ressources minières<sup>120</sup>. Plus concrètement cela signifie que SONARACH doit, avant tout, s'intégrer verticalement car c'est en aval de la chaîne gazière que se réalise le maximum de valeur ajoutée. Ensuite, pour réduire les incertitudes sur les projets (sécurité des débouchés, optimisation des investissements), la compagnie gagnerait à établir des partenariats croisés qui lui permettraient de bénéficier de l'expérience technologique des grandes firmes, voire de leur capacité de financement, en même temps qu'ils engageraient ces firmes dans le segment amont sujet à de nombreux risques. Cet effort doit également s'accompagner d'une activité à l'international, notamment, dans le domaine de la recherche-production, l'ingénierie, les services pour améliorer sa position concurrentielle sur les marchés.

Enfin, SONATRACH devrait persister dans sa démarche de soutenir la revendication d'un juste prix du gaz. A court terme la proposition d'une restriction de l'offre en vue de revaloriser les prix paraît contraignante tant les intérêts des principaux pays exportateurs divergent. La Russie et le Qatar, à titre d'exemple, ont pour stratégie d'augmenter leurs parts de marché, ce qui conduit fatalement à une situation concurrentielle. A long terme, en

---

<sup>120</sup> La puissance des compagnies énergétiques en général, et gazières en particulier repose aujourd'hui d'avantage sur la révolution technologique que sur le niveau des réserves et de la production.

revanche, une entente entre les pays exportateurs sur le modèle de l'OPEP, organisation structurée qui a instauré une politique de quotas visant à réguler l'offre, semble envisageable.

La part croissante du marché spot dans le commerce gazier international ainsi que l'essor du GNL pourrait faciliter une telle évolution.

Dans l'immédiat, la seule alternative plausible pour ces pays est d'obtenir l'alignement des prix du gaz sur ceux du pétrole. C'est la recommandation, rationnelle par ailleurs, faite par le FPEG (Front des Pays Exportateurs de Gaz), prémices à la future OPEG (Organisation des Pays Exportateurs de Gaz), à l'issue de sa réunion tenue du 19 au 21 Avril 2010 à Oran. L'indexation totale des cours du gaz sur le brut dans la négociation des nouveaux contrats avec les pays consommateurs serait donc une disposition transitoire, en attendant de trouver des mécanismes de détermination des prix propres à cette énergie de substitution. Et dans une perspective de moyen, long terme, les producteurs possèdent objectivement les atouts (réserves, production, volumes échangés) leur permettant de peser significativement sur le niveau des prix<sup>121</sup>.

Sur un plan strictement technique, il n'est pas sans intérêt d'évoquer un paramètre fondamental dans la gestion optimale des ressources, à savoir le taux de récupération des réserves prouvées (Tr). Celui-ci est défini<sup>122</sup> comme étant le rapport entre la production cumulée de brut (Pc) à un moment t et la quantité initiale des réserves prouvées récupérables (Ri), soit  $Tr = Pc / Ri$

Pour une exploitation rationnelle des gisements, il convient de voir comment ce taux évolue au cours du temps. Les experts énergéticiens font observer que le taux de

---

<sup>121</sup> Les pays qui composent le FPEG représentent environ 70% des réserves mondiales de gaz naturel, 50 % des échanges et plus de 40 % de la production.

<sup>122</sup> KRISAT.A, op.cit

récupération Tr, par rapport à un gisement précis, dépend essentiellement du GOR (Gas Oil Ratio) qui mesure le rapport entre la quantité de gaz et la quantité de pétrole extraits et mesurés en surface. C'est le contrôle de ce ratio qui permet d'assurer la conservation des champs pétroliers. Les normes généralement admises recommandent aux opérateurs de produire avec un GOR ne dépassant pas 200 mètres cubes de gaz par mètre cube d'huile produit.

Cette prescription est loin d'être respectée par les entreprises, y compris SONATRACH, qui exploitent les hydrocarbures avec des GOR souvent supérieurs à 500 mètres cubes de gaz par mètre cube d'huile. Le niveau élevé de ce ratio signifie un rythme accéléré d'extraction des ressources entraînant des préjudices irréparables pour les gisements et affectant dangereusement la durée de vie des réserves.

La conservation des gisements pétroliers et gaziers n'est certainement pas la préoccupation des compagnies privées dont l'objectif est la rentabilité financière immédiate, mais il est du devoir de l'Etat de veiller de près au bon déroulement des opérations de production qui doivent s'effectuer conformément aux principes de sauvegarde des puits. L'application rigoureuse du GOR permet, en effet, de rendre compatibles un amenuisement progressif des gisements avec une récupération optimale des réserves en place, tandis que la non observation de cette règle aura des répercussions néfastes sur le devenir du secteur énergétique.

Le rythme actuel de production de l'Algérie semble, d'ailleurs, confirmer cet état de fait, le souci de préservation des ressources n'étant pas primordial dans les choix stratégiques arrêtés par le pays. Pour ne pas hypothéquer les réserves nationales et éviter toute déperdition, il faut donc respecter scrupuleusement les normes d'exploitation, paramètres devenus déterminants dans l'élaboration d'une politique énergétique efficace.

Outre son action sur le plan international, SONATRACH doit poursuivre ses efforts en matière de maîtrise de l'énergie, une préoccupation exprimée dans le cadre de l'élaboration du modèle de consommation énergétique nationale. Celui-ci se veut un cadre de référence de la rationalisation de la consommation de l'énergie qui peut être appréhendé à deux niveaux :

- La politique de l'offre de l'énergie qui répond aux besoins de l'économie en énergie (ou utilisation extensive de l'énergie). Elle correspond à la période de la croissance soutenue de la consommation nationale en énergie induite par la mise en œuvre d'importantes infrastructures économiques et sociales.

- La gestion rationnelle de la demande d'énergie qui est, elle, caractérisée par une utilisation intensive de l'énergie et une baisse de l'intensité énergétique du fait d'une meilleure maîtrise de l'appareil de production.

Si la croissance de la consommation nationale de l'énergie se réfère à l'aspect quantitatif, c'est-à-dire des programmes d'investissements pour développer des capacités d'offre de l'énergie, la gestion rationnelle de la demande d'énergie s'appuie, plutôt, sur des réajustements qualitatifs tels le choix de technologies appropriées, une réglementation spécifique, la sensibilisation par le canal de l'information pour inciter à l'économie d'énergie.

Autrement dit, le problème de la maîtrise de l'énergie se rapporte, dans les faits, à la situation active de la demande d'énergie, cette dernière supposant une action d'optimisation de la consommation d'énergie, en particulier au niveau de la consommation finale (industries, transports, ménages). En effet, à la faveur du contexte pétrolier des années 1970, la maîtrise de l'énergie s'est affirmée comme une approche nouvelle et efficace du développement énergétique permettant une reformulation des politiques énergétiques qui, jusque-là étaient

fondées sur des considérations de l'offre d'énergie. La demande d'énergie n'était qu'une variable d'ajustement à la politique d'offre énergétique.

Mais dès l'entame des années 1980, l'approche par l'action sur la demande à été réhabilitée. Elle vise à dissocier la croissance de la consommation énergétique de la croissance économique, deux grandeurs étroitement liées auparavant. La forte articulation croissance économique-croissance énergétique témoigne d'ailleurs de l'énorme gaspillage d'énergie qui était disponible à très bas prix à la veille du premier choc pétrolier (1973).

Les moyens pour parvenir à la maîtrise de l'énergie consistent en un ensemble de mesures à mettre en œuvre pour agir alors sur la demande d'énergie. Celle-ci s'effectue à travers les services comme la climatisation, l'éclairage, le transport dont les besoins d'énergie varient selon les équipements utilisés, les méthodes pour les satisfaire ainsi que le produit énergétique consommé. L'objectif est finalement, d'établir des niveaux de consommation optimale d'énergie permettant d'atteindre la plus grande efficacité énergétique possible.

### **6.3. L'intégration gazière Euro-méditerranéenne**

Nous avons exposé les difficultés auxquelles faisaient face les pays producteurs, notamment à la suite des mesures de dérégulation des activités de réseau décidées par les états consommateurs: insécurité des débouchés, spéculation, aiguïsement de la concurrence consécutif à l'irruption des gaz non conventionnels, contraintes environnementales. Il s'agit à présent, d'examiner en quoi la régionalisation, c'est-à-dire la mise en œuvre d'une intégration euro-méditerranéenne est susceptible de constituer une réponse adéquate au développement harmonieux du secteur énergétique des pays exportateurs.

Il y a lieu tout d'abord, d'observer la très grande hétérogénéité qui caractérise les structures socio-économiques des pays du bassin méditerranéen.

- Au niveau démographique, le contraste est saisissant. Durant les trois dernières décennies, le taux de croissance de la population dans les pays de la rive Nord n'a pas dépassé 0,4%, alors qu'il franchissait allègrement les 2% dans les pays de la rive Sud.<sup>123</sup>

- Au niveau économique, le décalage entre les revenus par habitant est également frappant selon que l'on se situe dans la zone nord ou la zone sud. A titre d'exemple, le produit intérieur brut des pays Nord Méditerranéens fluctuait entre 17500 euros pour le Portugal et 26500 euros pour la France en 2006, tandis qu'il oscillait entre 1186 euros en Egypte et 2718 euros en Algérie<sup>124</sup>. Ces déséquilibres entre régions impactent les flux commerciaux et seraient de nature à altérer l'impulsion d'un partenariat euro-méditerranéen. Le processus de Barcelone est à cet égard plein d'enseignements. Conçu au départ dans une logique de complémentarité et d'interdépendance, donc d'intégration des différents pays, ce processus ne percevait, au final, les pays Sud-Méditerranéens que comme de simples fournisseurs de matières premières ou au mieux des opportunités de marché. La coopération, dans la démarche de l'Union Européenne doit privilégier la rentabilité commerciale avant toute autre préoccupation (croissance économique, progrès social...).

- Sur le plan strictement énergétique de grandes disparités existent entre les deux rives. En 2006, la consommation d'énergie primaire atteignait 721 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) dans les pays du Nord, très largement supérieure à celle des pays du Sud qui s'élevait à peine à 284 Mtep. La répartition sectorielle des sources fait apparaître une nette domination des

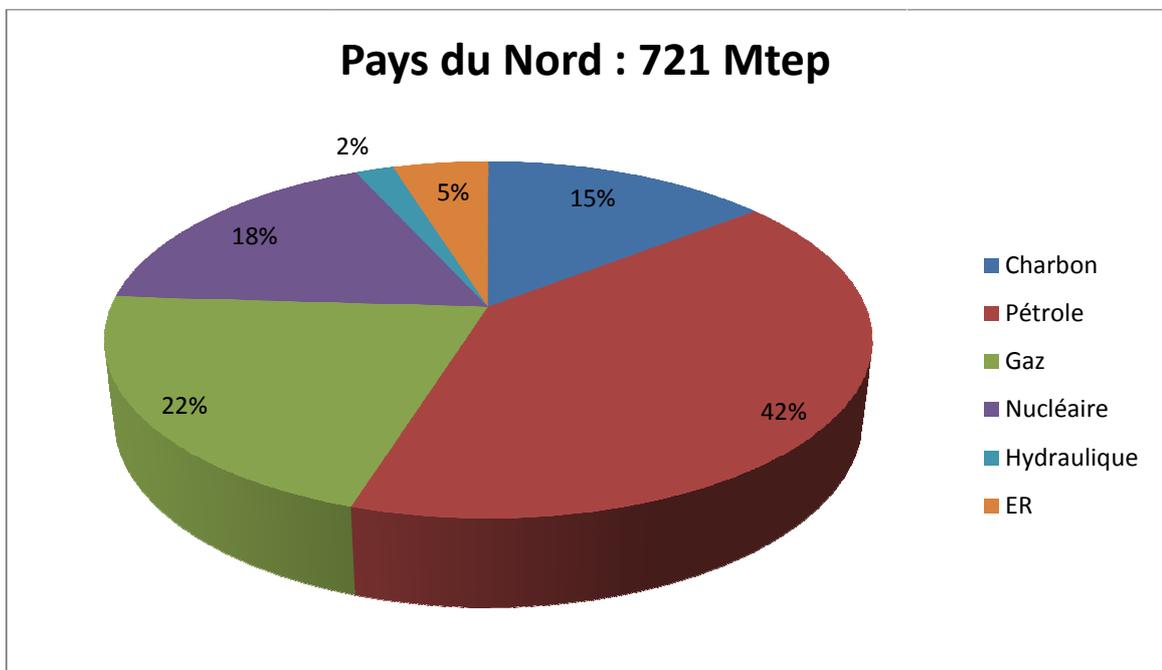
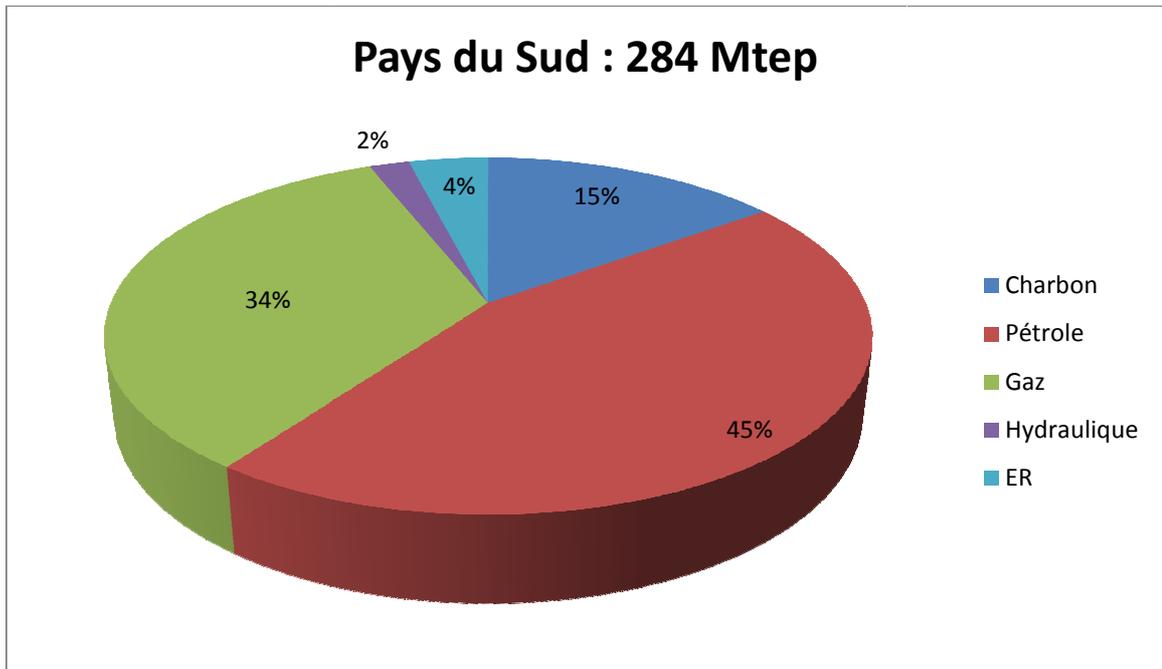
---

<sup>123</sup> FAÏD.M.K, (2009), "L'énergie en méditerranée : Situation, perspectives, contraintes et enjeux", IPEMED

<sup>124</sup> Banque Mondiale (2008), « Indicateurs du développement. »

énergies fossiles au nord (79 %) comme au sud (94 %), comme le montre la figure ci-après :

**Graphe 16 : Consommation d'énergie primaire en Méditerranée, 2006**



Source : Observatoire méditerranéen de l'énergie, 2006

En matière de dotation en ressources minières l'avantage est par contre en faveur des pays de la rive Sud qui détiennent 5 % des réserves mondiales de pétrole et de gaz. Les réserves d'hydrocarbures pour l'ensemble de la région sont évaluées à environ 8, 1 milliards de tonnes de pétrole et 8600 milliards de mètres cubes de gaz naturel. Ces ressources sont inégalement réparties entre les pays Sud-méditerranéens. Elles sont principalement concentrées sur l'Algérie et la Lybie qui possèdent à elles seules 87 % des réserves de pétrole et 70% des réserves de gaz. Le tableau 17 illustre convenablement le poids prépondérant de ces deux pays en tant que pourvoyeurs d'énergie dans la région méditerranéenne.

**Tableau 17 : Réserves plus production de pétrole et de gaz en méditerranée en 2006**

	Pétrole Mtep			Gaz naturel en Gm <sup>3</sup>		
	Réserves	Production/an	Ratio R/P années	Réserves	Production/an	Ratio R/P années
Algérie	1545	95	16,3	4580	85,3	53,7
Tunisie	90	3,3	27,3	75	2,7	27,8
Lybie	5399	91,8	58,8	1491	14,8	100,7
Egypte	524	33,5	15,6	2047	52,8	38,8
Syrie	409	20,8	19,7	300	5,5	54,5
Italie	99	5,8	17,1	100	11	9,1
Total	8066	250,2	32,2	8593	172,1	49,9

Source : BP Statistical Review (2007) et OME (2007)

En 2006, les pays de la région méditerranéenne possédant des ressources en hydrocarbures ont produit près de 250 millions de tonnes de pétrole et 172 Gm<sup>3</sup> de gaz naturel. Au rythme actuel d'extraction, la durée de vie des réserves n'excède pas 32 années pour le pétrole et 50 années pour le gaz. Les échanges énergétiques intra-méditerranéens s'effectuent, essentiellement, en direction de la rive Nord. 70% des livraisons du brut et 90% des ventes de gaz des pays du Maghreb sont orientées vers l'Union Européenne. Or la production de l'ensemble méditerranéen représente au maximum 15% des besoins de l'Europe qui fonde, de plus en plus sa politique énergétique sur une diversification géographique des approvisionnements. Cela constitue un risque en cas de retournement de

situation pour les pays de la rive Sud dont l'offre est quasiment concentrée sur l'espace Européen. Ce risque est, en outre, amplifié par la libéralisation des marchés européens qui ont entraîné une forte concurrence entre opérateurs, rendant incertains les débouchés. Mais indépendamment de cette contrainte, la production des pays méditerranéens ne couvre que partiellement les besoins de l'Europe qui importe plus de 80% de son énergie en dehors de l'Afrique du nord. La Norvège, la Russie, le Moyen-Orient sont, aujourd'hui, les principaux fournisseurs de l'Union Européenne.

Le faible taux de dépendance à l'égard des producteurs de la rive Sud signifie que toute tentative de régionalisation du marché axé sur un approvisionnement privilégié de l'Europe par ces derniers paraît vouée à l'échec. Bien plus, l'intensification des flux avec la Russie et les pays du Golfe décrédibilise une alternative méditerranéenne aux ressources de ces pays.

La coopération énergétique, pour qu'elle soit fiable, suppose non seulement le développement de partenariats industriels à intérêts croisés dans le long terme, mais doit s'accompagner surtout d'un rééquilibrage des rapports entre firmes du Nord et du Sud notamment par un accès à l'aval pour les entreprises Sud Méditerranéennes dans le cadre des projets intégrés.

Actuellement il existe, certes, une interdépendance entre les pays exportateurs et ceux de la méditerranée occidentale, mais cette relation est inégale pour une double raison :

- les gisements d'hydrocarbures Nord Africains, notamment algériens, sont inévitablement connectés aux pays de l'Europe du Sud (Italie, Espagne) alors qu'à l'inverse ceux-ci ont diversifié leurs sources de ravitaillement et se sont donnés les moyens de développer la connectivité de leur réseau.
- La construction de terminaux de regazéification dans la rive Nord dans la perspective d'une augmentation de la fourniture de GNL a pour double

conséquence de restreindre la dépendance vis-à-vis des exportations algériennes et favoriser l'intégration des infrastructures gazières des pays Européens à celles des pays Maghrébins.

Par ailleurs, le retour en force des grandes compagnies, depuis le début des années 2000, dans l'amont petro-gazier des pays producteurs fait qu'une grande partie du pétrole (près de 50% ) est produit en « association » , c'est à dire par des firmes étrangères. Pour ce qui est du gaz, la proportion est inférieure mais tend aussi à s'accroître. Au final, donc, ce n'est pas l'Algérie à elle seule qui assure l'approvisionnement en énergie primaire de l'Europe car des entreprises non nationales contribuent à cet approvisionnement. Le tableau 18 rend bien compte de cette évolution.

**Tableau 18 : Exportations Algériennes d'hydrocarbures en Association :**

**SONATRACH- firmes étrangères**

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Pétrole brut (millions de tonnes)</b>												
- Sonatrach	35	34	33	33	32	32	30	29	29	29	29	29
- Association	0,718	4	4	6	8	9	10	17	26	30	34	34
- Sonatrach (%)	97,99	89,47	89,19	84,62	80,00	78,05	75,00	63,04	52,73	49,15	46,03	46,03
<b>GPL (millions de tonnes)</b>												
- Sonatrach	5	5	5	6	6	7	8	8	7	7	7	6
- Association		0,1	0,46	0,48	0,89	1	1	1	1	2	2	2
- Sonatrach (%)	100,00	98,04	91,58	92,59	87,08	87,50	88,89	88,89	87,50	77,78	77,78	75,00
<b>Gaz naturel (milliards de m<sup>3</sup>)</b>												
- Sonatrach	114	118	120	121	120	128	129	128	125	124	124	122
- Association	1	5	5	5	9	12	12	12	13	20	28	28
- Sonatrach (%)	99,13	95,93	96,00	96,03	93,02	91,43	91,49	91,43	90,58	86,11	81,58	81,33

Source : Sonatrach (2006), Rapport annuel

On observe à partir de ces données un effacement progressif de la composante « nationale » des exportations, autrement dit une réduction régulière du poids des entreprises nationales. Cela est probablement dû à « l'internationalisation » progressive des gisements

miniers, malgré le fait que le pétrole et le gaz soient considérés dans la littérature économique comme des facteurs spécifiques non délocalisables.

Si l'on examine le cas particulier du gaz, on s'aperçoit en effet qu'il est expédié vers l'Europe au travers d'installations conjointes<sup>125</sup>, mais que sa commercialisation est fondamentalement assurée par des firmes espagnoles, italiennes, portugaises et françaises. Ce n'est que très récemment (2006) que SONATRACH a été autorisée à commercialiser une quantité négligeable (3%) sur le territoire Européen. Le reste des ventes est effectué par les compagnies européennes qui, outre leur participation au capital dans les gazoducs, détiennent les complexes de regazéification et génération électrique. Le poids de ces compagnies apparaît clairement dans le tableau 19.

---

<sup>125</sup> Plusieurs sociétés, détiennent, en effet, une participation dans le capital du gazoduc MEDGAZ : SH, (36%) CEPESA ET IBERDROLA (20 chacune), ENDESA et GAZ DE France (12% chacune), il en est de même pour le gazoduc GALSI : SH (36%), EDISON GAZ (18%), ENEL (13,5%), EOS ENERGIA (9%), PROGREMISA et SFIRS (5% chacune).

**Tableau 19 : Quantités commercialisées par compagnies (en milliards de m<sup>3</sup>/an)  
(Transport par gazoduc et méthanier)**

	Enrico Mattei	Duran Farrell	GNL	Medgaz	Galsi	Total par nationalité	Part par pays
Compagnies françaises – GDF			10,2	0,96		11,16	13,64 %
Compagnies italiennes – Eni/gp (Italie) – Enel Trade Spa (Italie) – Mogest – Edison – World Energy – Bidas – Enel – Hera – Ascopia AVE	19,5 6 0,5 2 0,45 0,25 1		1,8		2 0,5 2 1 0,5	37,5	45,82 %
Compagnies espagnoles – Gas Natural – Endesa – Cepsa – Iberdrola		9	1 1,03 1,5	1,6 1,6		15,73	19,22 %
Compagnies portugaises – Tragas		2,5				2,5	3,05 %
Sonatrach – Sonatrach Gas Comercializadora – Sonatrach Gas Italia	2			2	2	4	4,89 %
Autres – Distrigaz (Roumanie) – Botas (Turquie) – Depa (Grèce) – Geoplin (Slovénie) – Etap (Tunisie) – Statoil (Norvège)	0,35 0,4		4,5 4 0,7 1			10,95	13,38 %

Source : Rapport annuel SONATRACH, 2007

Ces statistiques conduisent à une triple interprétation :

- La construction conjointe des gazoducs et la création des sociétés de « trading » traduisent l'existence d'une modeste intégration liant SONATRACH à ses partenaires européens.
- Cette intégration est, cependant, moins perceptible sur le segment de la commercialisation, ce qui laisse à penser que la capacité d'influence de SONATRACH sur le marché gazier européen est insignifiante.
- La complémentarité énergétique entre pays méditerranéens de la rive Nord et de la rive Sud se limite pour l'instant au segment intermédiaire du transport, les autres niveaux de la chaîne énergétique ne faisant pas encore l'objet d'une intégration.

Dans l'espace Euro-méditerranéen, trois entreprises étatiques<sup>126</sup> dominent la production : SONATRACH, NOC (National Oil Corporation, Libye), EGPC (Egyptian General Petroleum Corporation). La compagnie algérienne est le premier producteur de gaz du bassin méditerranéen alors que la société libyenne est le premier producteur de pétrole. En termes de réserves, ces deux entreprises détiennent une part non négligeable de pétrole et gaz dans le monde, SH contrôlant 2,4% (gaz) et la NOC 3,5% (pétrole). La société égyptienne EGPC a des capacités limitées mais commence à s'affirmer dans l'ensemble méditerranéen.

Du côté des pays consommateurs, les compagnies les plus actives sont TOTAL (France), REPSOL IPF (Espagne) et ENI (Italie), qui opèrent plutôt en aval du secteur des hydrocarbures.

Les niveaux d'intervention des compagnies au Nord et au Sud étant situées, il convient d'apprécier les caractéristiques de leurs relations énergétiques. En l'état actuel de la coopération Euro-méditerranéenne, plusieurs faits méritent d'être signalés :

- En premier lieu, les pays de l'Europe du sud (Espagne, Italie, France) ne sont pas des Etats pétroliers et gaziers, mais possèdent des firmes énergétiques de stature internationale. TOTAL, classée quatrième entreprise mondiale est bien mieux placée que SONATRACH qui n'occupe que la douzième place. REPSOL et ENI, se positionnant respectivement au dix-neuvième et vingt-cinquième rang mondial, interviennent pourtant activement dans le processus de croissance énergétique. Sans faire partie de l'oligopole petro-gazier, ces trois entreprises gardent un pouvoir d'influence remarquable sur la scène énergétique aussi bien au niveau régional qu'au niveau mondial.

---

<sup>126</sup> Les trois entreprises sont classées respectivement 12ème, 22ème, et 24ème au niveau mondial.

- En second lieu, on peut remarquer que les compagnies énergétiques Nord Africaines sont fortement « déséquilibrées » en termes de niveaux d'intégration, dans le sens où elles contrôlent l'amont tandis qu'elles participent marginalement à l'activité aval. Les firmes européennes, quant à elles, sont relativement équilibrées puisqu'elles participent à tous les stades de la chaîne énergétique mais surtout sont de plus en plus présentes sur le segment de la production. A titre d'exemple, TOTAL produit, aujourd'hui, autant que SONATRACH ou la NOC dans le domaine pétrolier.

- Enfin les sociétés productrices du Sud, outre qu'elles sont peu diversifiées dans leurs activités, se caractérisent par une forte concentration régionale en termes d'exploitation et de parts de marché. A l'inverse, les entreprises Nord Méditerranéennes sont diversifiées géographiquement et bien placées mondialement sur l'ensemble des segments. Les compagnies disposent donc d'un formidable pouvoir de marché.

Face à cette situation marquée par la position hégémonique des entreprises européennes, et bien que disposant de réserves d'hydrocarbures appréciables à l'instar de SONATRACH ou la NOC, il devient de moins en moins évident pour les compagnies nationales du Sud d'exercer une influence majeure sur les relations énergétiques Euro-Méditerranéennes, surtout dans un contexte caractérisé par une stratégie de concentration du capital.

Au total, la coopération énergétique entre les deux rives de la méditerranée appelle les observations suivantes :

- Le processus de production-extraction des hydrocarbures n'est plus l'apanage des entreprises nationales des pays du Sud. Les compagnies du Nord participent à ce niveau dans le cadre d'accords d'association (joint-

ventures, partage de la production, filiales). Ce processus d'association dans les gisements affaiblit le pouvoir des entreprises productives dans le jeu énergétique méditerranéen en ce sens que la production extraite et exportée est partagée entre ces entreprises et les firmes étrangères.

- En matière de transport, la collaboration est également effective. Cependant, l'association sur ce segment est conçue comme l'intégration des sociétés des pays producteurs aux besoins des entreprises des pays consommateurs, c'est-à-dire l'industrie gazière et électrique de ces pays.

- La modeste présence des compagnies européennes dans les activités aval des entreprises nationales du Sud témoigne du fait que le marché Nord-Africain ne constitue pas une priorité dans les relations de complémentarité énergétique entre les firmes des deux bords de la méditerranée. Si complémentarité il y a entre les activités amont et aval de ces firmes, elles s'effectuent entre des acteurs inégaux puisque les sociétés établies dans la rive Nord sont mieux intégrées et jouissent d'un plus grand pouvoir de contrôle et de négociation sur la scène énergétique européenne et mondiale.

Par ailleurs, les pays du Sud sont confrontés à un problème d'efficacité énergétique : utilisation irrationnelle et médiocre des ressources, consommation énergétique élevée par unité de PIB, faible productivité des entreprises, grande dépendance à l'égard des hydrocarbures. Cette croissance inconsidérée de la demande d'énergie pose à terme pour ces pays producteurs le problème de l'épuisement de leurs ressources, donc l'incapacité pour eux d'assurer des besoins d'investissements toujours plus élevés. De plus la globalisation des marchés freine, dans une certaine mesure, la mise en œuvre d'un ordre énergétique méditerranéen.

Pour donner tout son sens au concept de partenariat, les accords d'association Euro-Méditerranéenne doivent donc se démarquer d'une logique libre échangiste commerciale pour s'insérer dans une dynamique de relations productives. Ce n'est hélas pas le cas. Tels qu'ils ont été conçus (complémentarité commerciale, absence d'intégration industrielle), ni le processus de Barcelone, ni la future union pour la Méditerranée (UPM) ne constituent un cadre approprié pour la coopération énergétique et économique fondée sur une problématique de développement. Le caractère rentier des Etats pétroliers et gaziers rend plus complexe la donne du fait que ces pays sont dans l'incapacité de transformer les revenus provenant de leurs ressources naturelles en capital productif. La rente énergétique devient ainsi pour de nombreux analystes une malédiction. C'est la thèse du syndrome hollandais, phénomène commun à tous les pays producteurs qui ont construit leur développement à partir du secteur minier. Nous présenterons dans ce qui suit le concept de maladie hollandaise, concept qui permet de mettre en exergue les principales caractéristiques des économies rentières et des déséquilibres auxquels elles sont exposées dans leur processus de croissance.

#### **6.4. Les implications du syndrome Hollandais**

L'augmentation des prix du pétrole dans les années 1970 a créé les conditions qui devaient, en théorie du moins, permettre aux pays producteurs d'amorcer un processus de développement jusque là compromis par un manque de ressources monétaires et d'épargne. Disposant, désormais, de revenus conséquents ces pays pouvaient, alors, s'engager logiquement et en toute sérénité sur le chemin de la croissance.

L'entrée massive de devises servirait à financer les investissements productifs et les infrastructures, générant en contre partie des emplois et donc une demande solvable qui à leur tour, engendreraient des bénéfices susceptibles d'être réinvestis. En suivant ce cycle

cohérent, les Etats pétroliers aboutiraient, ainsi, à une croissance durable et la rente pétrolière aurait été judicieusement utilisée.

Ce n'est, hélas, pas cette configuration que l'on retrouve dans la réalité. Les pays producteurs et par extension, la quasi majorité des pays miniers n'ont pas saisi l'opportunité qui s'est présentée à eux suite à l'accroissement substantiel des cours mondiaux du brut pour diversifier leur base productive et leurs exportations, aggravant de ce fait la vulnérabilité de leurs économies.

La genèse de ce phénomène paradoxal entre d'un coté l'enrichissement des Etats dont les comptes courants extérieurs sont devenus largement excédentaires, et de l'autre coté de faibles performances industrielles, remonte aux années 1960 et fait référence aux difficultés rencontrées par l'économie hollandaise, après la découverte et la mise en exploitation d'importants gisements de gaz naturel (dans la région de Groningue) en mer du Nord.

La forte expansion du secteur a produit d'énormes ressources financières pour les Pays-Bas. Mais, bizarrement, cette évolution à priori positive, a eu des effets négatifs sur les secteurs autres que les hydrocarbures : la monnaie nationale a été réévaluée de fait, et les exportations touchant les autres domaines de l'activité économique ont perdu de leur compétitivité. Ce processus contradictoire a été qualifié de syndrome hollandais ou Dutch Disease. Bien qu'étroitement lié à la découverte de richesses naturelles, ce phénomène peut résulter, également, d'un afflux important de devises, ou d'investissements directs étrangers.

Des manifestations analogues à celles de la maladie hollandaise ont été constatées dans certains pays recelant d'abondantes ressources minières. Dans un célèbre article publié en 1976, Gregory observa, par exemple, que la croissance du secteur minier en Australie a entraîné une contraction de l'industrie manufacturière. Le Booming Sector, ou développement d'un secteur particulier (mines, hydrocarbures) dans un pays donné, a des

effets pervers sur le reste de l'économie et produit, paradoxalement, selon les partisans de cette théorie l'appauvrissement du pays en question.

En fait, les notions de Dutch Disease et Booming Sector se rejoignent. Elles désignent le caractère excluant des exportations des hydrocarbures et plus généralement des produits miniers par rapport aux autres exportations. Cette réallocation des ressources, avec une contraction des secteurs produisant des biens échangeables, a été mise en évidence dans un texte écrit en 1982 par W.M. CORDEN et J. Peter NEARY<sup>127</sup>

Ces auteurs font ressortir les effets préjudiciables créés dans une économie par l'exploitation du secteur qui extrait la ressource naturelle. Concrètement, et si l'on considère le cas d'un pays pétrolier, le processus suivant s'enclencherait: le boom des exportations de brut entraînerait une augmentation des revenus du pays exprimés en devises. La conversion de celles-ci en monnaie nationale accroît le montant de la masse monétaire dont l'utilisation provoque une hausse de la demande des biens intérieurs non échangeables: commerce, services, travaux publics. La conséquence immédiate à cette situation est le relèvement des prix des produits fabriqués localement, ce qui conduit à une appréciation du taux de change réel, ou pour dire les choses plus simplement à une surévaluation de la monnaie nationale.

Les effets induits par ce cycle sont la perte de compétitivité des secteurs extra-miniers, comme celui de l'agriculture et des industries domestiques c'est-à-dire le secteur des exportations traditionnelles. La production interne ne résistant plus à la concurrence étrangère, les importations viennent progressivement se substituer à l'activité nationale, du moment qu'elles sont nettement plus avantageuses en termes de prix pour le consommateur.

---

<sup>127</sup> CORDEN and NEARY (1984): «Booming Sector and Dutch Disease: Economics Surveys and Consolidation», Oxford Economic Papers, Vol.36.N°1, Mars.

Le ralentissement, voire le déclin de l'industrie manufacturière en tant qu'implication directe du syndrome hollandais, trouve par ailleurs son explication dans la concentration des investissements opérés dans le secteur des hydrocarbures. Le transfert important de ressources en capital et en travail vers le secteur pétrolier en expansion au détriment des autres secteurs compromet, en effet, tout effort d'industrialisation ou de diversification des exportations.

Cette tendance à évincer les autres secteurs témoigne de la non intégration du secteur des hydrocarbures à l'économie nationale : aucune influence directe sur les autres branches, échanges interindustriels quasi inexistantes (le noircissement de la matrice interindustrielle étant altéré). C'est ce qui fait dire à P. BAIROCH<sup>128</sup> que l'industrie extractive dans les pays du tiers monde est une industrie enclavée, en voulant expliquer les limites de cette industrialisation dans les pays exportateurs de minerais, limite constatée au demeurant empiriquement.

Le seul lien qui rattache le secteur minier au reste de l'économie est l'Etat qui organise la redistribution de la rente générée par l'exportation. Dans ces conditions, l'impact de l'industrie extractive sur le fonctionnement général de l'économie dépend de la manière dont cet état gère la rente.

Une stratégie inappropriée en matière de politique budgétaire et fiscale conduirait à un blocage de la croissance des pays producteurs et engendrerait des comportements rentiers c'est-à-dire des comportements fondés sur l'accès à la rente, au détriment de comportements fondés sur la production.

---

<sup>128</sup> BAIROCH. P (1967) : « Diagnostic de l'évolution économique du tiers monde », Paris, Gautiers-villars

Ces comportements rentiers ont été observés dans la majorité des pays exportateurs de pétrole et de gaz se traduisant par une consommation publique et privée excessive, tandis que les structures productives stagnent et bien plus régressent.

Parallèlement à cela, se pose pour les pays producteurs le problème de la capacité d'absorption du capital, autrement dit, le seuil à partir duquel un investissement additionnel serait de peu d'efficacité. Il y a donc un optimum à l'utilisation de revenus supplémentaires, et celui-ci dépend de la taille du marché intérieur et de la qualité des infrastructures offertes.

Les symptômes du syndrome hollandais évoqués ci-dessus sont caractéristiques de la plupart des économies exportatrices de minerais. Ils permettent de dégager une conclusion importante : la disponibilité de ressources naturelles au niveau national n'est pas en soi un facteur déterminant de succès de la croissance économique. On observe, en effet, que dans les pays enrichis par la rente pétrolière et gazière, les politiques économiques engagées n'ont pas abouti à des résultats probants alors que des pays dépourvus de richesses minières, certains pays asiatiques notamment (Corée du sud, Chine, Inde, Malaisie ...), ont enregistré une croissance économique remarquable, comme l'atteste le tableau ci-après :

**Tableau 20 : Comparaison des taux de croissance annuels du PIB entre pays producteurs et importateurs d'hydrocarbures (pays à revenu intermédiaire) pour l'année 2007 (en %)**

<b>Pays producteurs d'hydrocarbures</b>		<b>Pays Importateurs d'hydrocarbures</b>	
<b>Pays</b>	<b>Année 2007</b>	<b>Pays</b>	<b>Année 2007</b>
<b>Algérie</b>	3,0 %	<b>Brésil</b>	5,7%
<b>Arabie Saoudite</b>	3,3%	<b>Egypte</b>	7,1%
<b>Emirats A.U</b>	6,3%	<b>Ghana</b>	5,7%
<b>Equateur</b>	2,5%	<b>Inde</b>	9,1%
<b>Gabon</b>	5,6%	<b>Jordanie</b>	8,9%
<b>Indonésie</b>	6,3%	<b>Maroc</b>	2,7%
<b>Iran</b>	7,8%	<b>Pakistan</b>	5,7%
<b>Koweït</b>	4,4%	<b>Sénégal</b>	4,9%
<b>Mexique</b>	3,2%	<b>Soudan</b>	10,2%
<b>Nigeria</b>	6,4%	<b>Syrie</b>	8,5%
<b>Venezuela</b>	8,4%	<b>Tunisie</b>	6,3%
<b>MOYENNE</b>	5,2%	<b>MOYENNE</b>	6,8%

*Source* : Banque mondiale (2008) : Indicateurs de développement dans le monde.

Il serait alors utile de réfléchir aux moyens susceptibles d'infléchir et mieux encore d'enrayer les effets pervers de ce mal si l'on veut que la rente énergétique devienne un levier pour le développement durable.

La maladie hollandaise a touché quasiment tous les pays exportateurs d'hydrocarbures, avec plus ou moins d'intensité. Les manifestations fondamentales de ce phénomène que l'on vient de décrire affectent, à l'évidence, les structures de l'économie algérienne. En effet, la croissance de cette dernière reste tributaire des revenus du pétrole et du gaz qui ont représenté 97,8% des exportations totales en 2007. Au cours de la même année, le poids de la fiscalité pétrolière a atteint 78% des recettes budgétaires, et la part des hydrocarbures dans la formation du PIB s'est élevée à 45,9%. Comparativement, les secteurs industriel et agricole ne participent, respectivement, que pour 5% et 7,6% dans le PIB<sup>129</sup>.

Cette contribution marginale témoigne de la faible diversification de l'économie. Les exportations hors hydrocarbures n'arrivent pas à franchir la barre symbolique du milliard de dollars (800 millions de dollars en 2009) et demeurent négligeables pour peser de façon significative sur la croissance. En revanche, les importations ont frôlé le niveau de 40 milliards de dollars entraînant un recul du solde commercial qui s'est chiffré à 3,2% en 2007. Ces agrégats montrent clairement la forte dépendance à l'égard des ressources énergétiques qui restent le principal moteur de la croissance, confortant ainsi le caractère rentier de l'économie algérienne.

En termes d'intégration, le secteur des hydrocarbures est peu inséré au reste de l'économie nationale, le pétrole et le gaz essentiellement exportés étant utilisés en dehors de la matrice des consommations intermédiaires<sup>130</sup> si l'on raisonne à partir du TEI (tableau d'échanges interindustriels).

L'exportation massive des hydrocarbures induit, par ailleurs, un accroissement des avoirs extérieurs qui constituent en Algérie la principale source de la création monétaire

---

<sup>129</sup> BAFD/OCDE (2008) "Perspectives Economiques en Afrique" p.132

<sup>130</sup> ANGELIER.J.P (2004) "Réflexions sur les difficultés économiques auxquelles sont confrontés les pays exportateurs d'hydrocarbures », conférence donnée à l'Université de Constantine.

évaluée autour de 18% en 2007. Cette entrée massive de devises a pour effet une surévaluation de la monnaie nationale, c'est-à-dire une appréciation du taux de change réel qui engendre une perte de compétitivité pour les activités non énergétiques. Car la réévaluation a pour résultat un renchérissement des prix intérieurs qui va conduire progressivement à substituer les importations à la production nationale. En outre, la disponibilité importante de recettes en devises et leur mobilisation sur le marché monétaire<sup>131</sup> dissuade l'épargne qui tend à s'orienter vers la sphère de la circulation au détriment de la sphère de la production.

Les principaux symptômes du syndrome hollandais correspondent, donc, bien aux caractéristiques fondamentales de l'économie algérienne. Les effets pervers de ce mal indiquent très nettement qu'il est illusoire de fonder la croissance économique du pays sur le "dogme" d'une forte exportation des hydrocarbures.

#### **6.5. Les enjeux du gaz naturel liquéfié et des gaz non conventionnels**

La crise financière de 2008 et son prolongement sur l'économie réelle a provoqué une forte chute de la demande et de l'investissement gaziers sur le court terme. A l'inverse, l'offre disponible a, quant à elle, augmenté grâce à l'essor du GNL et l'arrivée inattendue des gaz non conventionnels notamment aux Etats Unis.

Ce déséquilibre au sein des fondamentaux du marché a conduit à un effondrement des prix sur le spot alors que les cours du gaz contractuels indexés au prix du pétrole maintenaient leur niveau. La transformation du paysage gazier mondial implique des enjeux tant économiques que politiques. Nous tenterons de saisir ces enjeux à partir d'un exposé succinct sur la croissance du GNL et l'irruption des gaz non conventionnels.

---

<sup>131</sup> Nemouchi. F (2005): "l'Economie Algérienne et le Syndrome Hollandais", Le Quotidien d'Oran, 15 sept. 2005.

### 6.5.1. Le gaz naturel liquéfié (GNL)

Depuis le début des années 1970, la production du gaz naturel liquéfié ne cesse de monter en puissance. De 5 milliards de mètres cubes en 1973, elle est passée à 84 milliards de mètres cubes en 1993 et a atteint près de 243 milliards de mètres cubes en 2009. Les échanges internationaux de gaz naturel se sont élevés, pour leur part à 876,54 milliards de mètres cubes en 2009 soit 29% de la production mondiale estimée à 2987 milliards de mètres cubes. Sur ce total, la part du gaz naturel liquéfié représente 8%.

Les quantités échangées par gazoducs et méthaniers étaient évaluées respectivement à 633,77 milliards de mètres cubes et 242,77 milliards de mètres cubes en 2009, c'est-à-dire que 72,3% de ces volumes ont été acheminés par canalisations et 27,6% par navires.<sup>132</sup>

La forte augmentation de la consommation d'énergie à partir des années 2000, jointe à des prix de brut élevés et surtout des contraintes environnementales expliquent certainement le développement des échanges de gaz naturel liquéfié qui suscitent l'intérêt de nombreux opérateurs dans un contexte de sécurisation des approvisionnements énergétiques.

L'essor du gaz naturel liquéfié redessine quelque part, la carte gazière mondiale malgré la récession économique qui a engendré une chute de la demande et de l'investissement sur le court terme. Entre 2009 et 2013 pas moins de 130 milliards de mètres cubes de gaz naturel liquéfié supplémentaires<sup>133</sup> seront mis sur le marché grâce au démarrage de nouvelles unités de liquéfaction programmées au cours de la dernière décennie. Ces surplus de gaz naturel liquéfié arrivent donc sur un marché en déclin, avec des besoins très en deçà de ce qui a été envisagé lorsque ces projets ont été lancés. Le marché des Etats Unis, notamment, importe peu de gaz naturel liquéfié ces dernières années (consécutivement à la découverte des gaz non

---

<sup>132</sup> BP Statistical Review of World Energy June 2010 et différents rapports annuels.

<sup>133</sup> AIE 2009

conventionnels) qui se retrouve réorienté, de fait, vers d'autres zones de consommation tels l'Europe ou la Chine.

L'augmentation des capacités de gaz naturel liquéfié provient essentiellement du Qatar, acteur majeur dans la production gazière, comme l'indique le tableau ci-dessous :

**Tableau 21 : Les principaux exportateurs de GNL en 2009 (en milliards de m<sup>3</sup>)**

Pays	volumes
Algérie	20,90
Australie	24,24
Brunei	8,81
Egypte	12,82
Indonésie	26
Malaisie	29,53
Nigeria	15,99
Oman	11,54
Qatar	49,44
Trinidad et Tobago	19,74
<b>TOTAL</b>	<b>219,01</b>

Source: BP Statistical Review of World Energy, June 2010

On constate que la part du Qatar (49,44 milliards de mètres cubes) est de loin supérieure à celle des autres pays exportateurs et ce poids devrait augmenter à moyen et long terme. Cette tendance est confirmée par l'agence internationale de l'énergie qui estime que 84% de

l'augmentation de la production d'ici 2030 (gaz naturel et GNL) émanera des pays hors OCDE et essentiellement du Moyen-Orient.<sup>134</sup>

En Europe, les investissements dans les structures de GNL se sont traduits par plusieurs concrétisations en 2009 et le plan de relance devrait maintenir cette dynamique comme cela apparaît dans le tableau suivant :

**Tableau 22 : Usines de regazéification mises en services et en projet**

Nom	Pays	Capacités de regazéification	Mise en service
<b>Nouveaux terminaux</b>			
South Hook	Royaume-Uni	10 Gm <sup>3</sup> /an	2009
Dragon LNG	Royaume-Uni	6 Gm <sup>3</sup> /an	2009
Adriatic LNG	Italie	8 Gm <sup>3</sup> /an	2009
Fos Cavaou	France	8,25 Gm <sup>3</sup> /an	
<b>Terminaux en construction</b>			
El Musel	Espagne	10,5 Gm <sup>3</sup> /an	En construction 2011
Gate LNG	Pays-Bas	9 Gm <sup>3</sup> /an	En construction 2011
OLT Offshore LNG Toscana	Italie (Livorno)	3,75 Gm <sup>3</sup> /an	En construction
<b>Augmentations de capacité</b>			
Isle of Grain (phase 3)	Royaume-Uni	6,5 Gm <sup>3</sup> /an	En construction Hiver 2010-11
South Hook (phase 2)	Royaume-Uni	10 Gm <sup>3</sup> /an	En construction
Augmentations de capacités	Espagne	≈15 Gm <sup>3</sup> /an	En construction

Source : CEDIGAZ (2009)

<sup>134</sup> AIE (2009)

Les capacités d'importation de GNL de l'Europe s'élevaient à 110 milliards de mètres cubes en 2008 et celles-ci sont appelées à croître dans les prochaines années si l'on se fie aux données ci-dessus mentionnées.

Le développement du GNL contribue en outre à une globalisation des échanges avec non seulement l'apparition de nouveaux acteurs dans la production (Russie, Yémen) mais également de nouveaux importateurs en Asie, en Amérique latine et au Moyen-Orient.

Certes, des incertitudes pèsent sur le devenir des investissements dans le GNL en raison des interrogations posées par la croissance de la future demande, alimentée par des doutes concernant la reprise économique, mais à long terme des projets sont nécessaires dans cette filière à la fois pour répondre à des besoins sans cesse en hausse et pour remplacer la production en recul des gisements existants.

Les échanges de GNL sont fondamentalement régionaux, marqués par l'émergence de puissants acteurs à l'exemple du Qatar, de l'Iran et de la Russie, mais aussi par le déclin de certains opérateurs traditionnels comme l'Indonésie.

Les volumes exportés sont concentrés sur deux zones principales : le bassin Asie-Pacifique et le bassin Atlantique. Le premier a absorbé près de 145 milliards de mètres cubes en 2009 repartis sur le Japon (85,90 Gm<sup>3</sup>), la Corée du Sud (34,33Gm<sup>3</sup>), Taiwan (11,79 Gm<sup>3</sup>) et l'Inde (12,62Gm<sup>3</sup>). Tandis que le second a importé pour 61,45 milliards de mètres cubes dispatchés comme suit : Les Etats Unis (12,80Gm<sup>3</sup>), l'Espagne (27,01 Gm<sup>3</sup>), la France (13,03 Gm<sup>3</sup>), l'Italie (2,90 Gm<sup>3</sup>) et la Turquie (5,71Gm<sup>3</sup>)<sup>135</sup>.

Les pays du Moyen-Orient (Qatar, Oman, Emirats Arabes Unies, Yémen) écoulent la plus grosse partie de leur GNL sur l'aire Pacifique (85%); alors que les exportateurs africains

---

<sup>135</sup> BP Statistical Review of World Energy June 2010

(Algérie, Nigeria, Lybie, Egypte) acheminent leur GNL en direction de l'Europe. La destination américaine n'est plus attractive pour le GNL du fait de l'autosuffisance des Etats Unis en matière gazière suite au développement des gaz non conventionnels. Les importations dans ce pays ont d'ailleurs chuté de 18,5 milliards de mètres cubes en 2004 à 12,80 milliards de mètres cubes en 2009.

La Chine et l'Inde, deux intervenants de poids au sein de l'économie mondiale n'ont pas de présence significative sur les marchés GNL, cependant leurs besoins énergétiques croissants devraient leur faire jouer un rôle majeur à l'avenir.

Bien que fortement régionalisée, la physionomie du marché mondial du GNL est en train de se modifier. Les échanges s'internationalisent de plus en plus, avec comme vecteur de cette internationalisation la modernisation et la construction de nouveaux méthaniers. Les marchés du GNL traditionnellement organisés sur la base de contrats à long terme intègrent, en effet, le segment transport. Le lancement récent de nouvelles unités de liquéfaction a d'ailleurs amplifié l'augmentation des capacités de transport de GNL. 336 méthaniers sont actuellement en service avec une capacité totale de transport de 45 millions de mètres cubes, et plus de 140 navires ont été commandés aux chantiers navals du monde entier<sup>136</sup>.

La taille des méthaniers a aussi notablement augmenté ces derniers temps et cette progression couplée aux avancées technologiques<sup>137</sup> semble être à la base de l'amélioration de la compétitivité de la filière GNL. Cette taille est passée d'une moyenne de 150.000m<sup>3</sup> en 2005 à 210.000 m<sup>3</sup>, voire 250.000 m<sup>3</sup> à partir de 2010.

Une vive concurrence oppose les constructeurs de navires, essentiellement asiatiques. Dans les années 1980, les japonais et à un degré moindre les européens dominaient ce segment. Mais

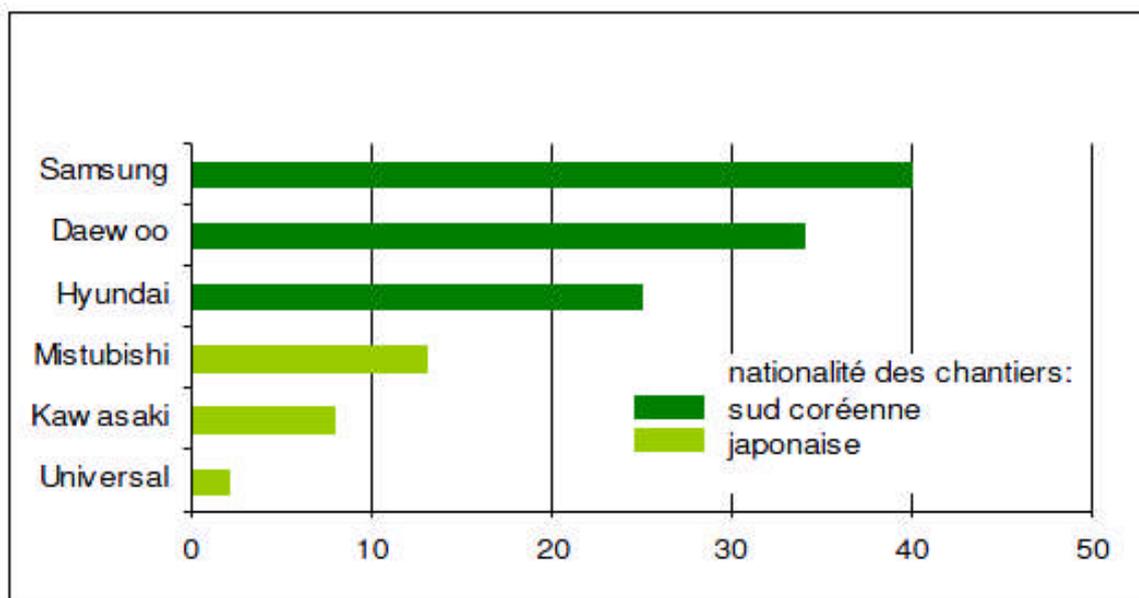
---

<sup>136</sup> CEDIGAZ (2009)

<sup>137</sup> Certains méthaniers sont, aujourd'hui' équipés. D'unités de regazéification permettant le déchargement du GNL sous forme gazeuse.

aujourd'hui, les Sud-Coréens sont incontestablement leaders dans la fabrication de méthaniers. Le tableau qui suit reflète bien cette tendance.

**Graphe 17 : Les principaux chantiers de construction de méthaniers.**



Source : ISL (2005)

Les chinois sont les nouveaux entrants dans ce créneau de la fabrication navale de moyens de transport pour le GNL. Deux éléments expliquent ce choix.

- Les chantiers de construction navale de méthaniers constituent un marché à haute valeur ajoutée.
- Les autorités chinoises sont soucieuses de diversifier leurs sources d'énergie en augmentant les importations de gaz naturel pour sécuriser leur approvisionnement et en développant en conséquence leur flotte de navire de GNL.

Tout comme le secteur de la fabrication navale de navires, le marché du transport du GNL est lui aussi très concentré. Il est entre les mains d'un oligopole qui contrôle plus de 65% de la capacité mondiale de transport tel que le montre le tableau ci-dessous :

**Tableau 23 : Les principaux opérateurs de méthaniers**

	nb navires	capacités en 1000 m <sup>3</sup>	% capacité
STASCO	23	2657	11%
Mitsui OSK Line	18	2500	11%
M.I.S.C.	17	2263	10%
Golar LNG	11	1469	6%
NYK Line	11	1451	6%
K Line	9	1194	5%
National Gas Shipping	8	1094	5%
ProNav Ship Mgmt.	8	1011	4%
Bergesen WG	8	905	4%
SK Shipping	6	818	3%
total	119	15361	65%

Source : Colton (2005)

La domination des armateurs asiatiques est ici aussi très perceptible. Cela est dû probablement à la grande taille du marché dans le bassin Asie-Pacifique.

Mais au delà de tous les facteurs précédemment évoqués, l'essor du GNL dans l'approvisionnement gazier mondial devrait permettre l'apparition de vrais mécanismes de marché en améliorant, en particulier, la fluidité des échanges. En effet, les échanges de gaz naturel par canalisations (gazoducs), lient les zones de production aux pays consommateurs. Ceux-ci se retrouvent placés dans une situation de dépendance vis-à-vis du pays exportateur, ce qui peut provoquer des conflits de nature politique à l'exemple de la crise entre la Russie et l'Ukraine.

A l'inverse du gaz naturel acheminé par gazoducs, le GNL transporté par méthanier offre la possibilité:

- De s'affranchir des mesures politiques, source d'instabilité des prix.
- D'augmenter la sécurité des approvisionnements en dispatchant le risque sur plusieurs fournisseurs.
- De multiplier les sources de livraison en réduisant la contrainte physique au profit d'un choix commercial.

Le développement du GNL atténue, en outre, l'incidence d'évènements exogènes au marché en permettant aux fondamentaux de jouer pleinement leur rôle. Grâce au GNL, les quantités commercialisées sur les marchés spot<sup>138</sup> peuvent croître, ce qui a pour effet de baisser les barrières à l'entrée, donc d'attirer de nouveaux opérateurs et attiser la concurrence sur le marché gazier.

Enfin et c'est peut être le facteur le plus déterminant, le GNL pouvant alimenter toutes les aires de consommation en raison d'une grande flexibilité dans le transport, contribue à faire converger les prix du gaz au niveau mondial et par conséquent favoriser l'émergence d'un marché mondial du gaz qui était jusque-là régionalisé.

La baisse prévisible des prix du gaz dans un contexte de surcapacité, les gains de productivité réalisés sur la chaîne GNL, l'arrivée de nouveaux opérateurs, devrait inciter l'Algérie à plus de prudence dans sa politique gazière et privilégier les choix de long terme par rapport à une politique fondée sur la rentabilité financière à court terme.

### **6.5.2. Les gaz non conventionnels**

L'intérêt porté aux gaz non conventionnels ne date pas d'aujourd'hui. Depuis le début des années 1990, les petits producteurs américains exploitent ces gaz mais leur production a sensiblement progressé et littéralement explosé en 2009, au point de déséquilibrer le marché

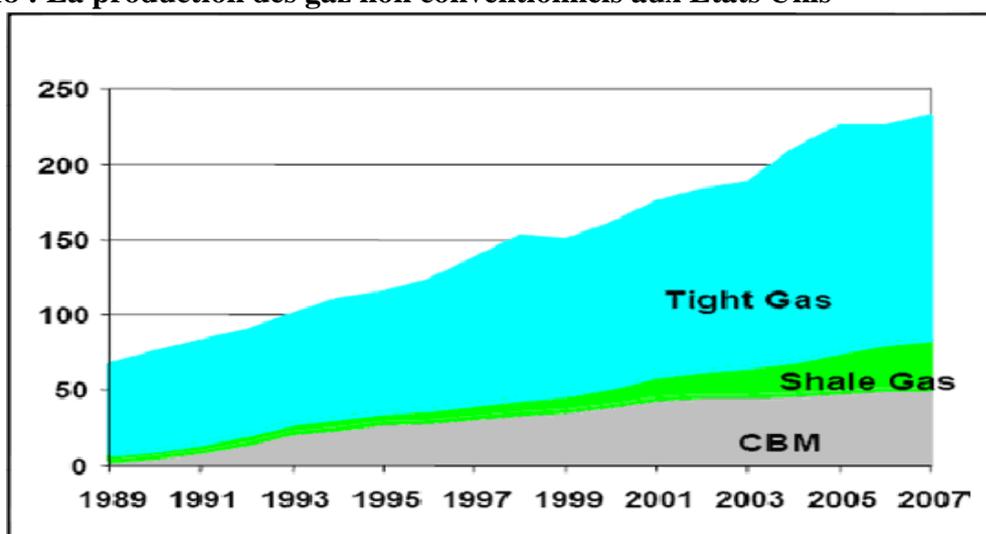
---

<sup>138</sup> Les principaux marchés spot de gaz sont au nombre de trois(3): ZEEBRUGGE (Belgique), HENRY HUB (Etats Unis), NATIONAL BALANCING POINT ou NBP (Grande Bretagne).

mondial et d'aggraver la surproduction. En effet, l'irruption massive de ces gaz sur la scène énergétique dans un contexte de crise économique, a entraîné pour la première fois une baisse de la consommation mondiale estimée à 4% en 2009<sup>139</sup>. L'excès d'offre qui en a résulté est accentué par un renforcement notable des capacités de GNL, renforcement qui devrait se poursuivre dans les années à venir.

Le développement de la filière des gaz dits non conventionnels, tend donc à modifier en profondeur les flux d'approvisionnements et rééquilibrer les échanges internationaux entre gaz naturel et GNL. Les Etats Unis sont devenus en 2009 le premier producteur mondial de gaz devant la Russie atténuant ainsi leur dépendance aux importations. Cette évolution est le résultat d'une expertise capitalisée sur les deux dernières décennies, de la hausse des cours sur le HENRY HUB au cours de la période 2003-2008 et d'un formidable progrès technique accompli dans la filière. 50% de la production nationale américaine est désormais assurée par ces gaz (300Gm<sup>3</sup> en 2008), et cette part pourrait atteindre 60% à l'horizon 2030 selon l'agence internationale de l'énergie. Le graphe suivant illustre cette montée en puissance des gaz non conventionnels aux Etats Unis.

**Graphe 18 : La production des gaz non conventionnels aux Etats Unis**



Source : AIE/DoE (2009)

<sup>139</sup> EUROGAS (2009)

Les réserves de gaz non conventionnels sont évaluées à 920.000 milliards de mètres cubes, soit près de cinq fois plus que celles des gaz conventionnels estimées quant à elles à 200.000 milliards de mètres cubes<sup>140</sup>. Ces réserves se répartissent ainsi : Un tiers pour la région Asie-Pacifique (principalement la Chine et l’Australie), Un quart pour le continent Nord américain, le reste se partageant entre le Moyen Orient et l’Amérique du sud. La part de l’Europe est très modeste ne dépassant pas 5% des estimations<sup>141</sup>.

Les gaz non conventionnels sont enfouis dans des roches peu perméables et très dispersés. Du fait de leur état diffus, il faut forer massivement sur des distances rapprochées pour tomber sur le débit du gisement. Cette technique peu performante et posant des problèmes d’acceptabilité a été supplantée à partir de 2005 par des technologies plus efficaces comme le forage horizontal et la fracturation hydraulique qui ont permis d’augmenter la productivité des gisements et diminuer les coûts de production<sup>142</sup>. Ces gaz ont, en outre, un avantage considérable par rapport au GNL et au gaz acheminé par conduites du fait que les sites d’extraction sont à proximité des lieux de consommation, ce qui évite les coûts de transport pesant assez lourdement dans le prix final de ces hydrocarbures. Cet atout couplé aux immenses réserves des gaz non conventionnels ont suscité la convoitise des grandes firmes énergétiques qui avaient, jusque-là, laissé leur exploitation à des sociétés indépendantes<sup>143</sup> pour se consacrer à de grands projets dans le GNL.

L’engouement des majors pour cette nouvelle source d’énergie est aujourd’hui patent. « Les petits acteurs trouvent les gisements, les majors les achètent et les développent » fait remarquer à juste titre Glenn DARDEN, chef exécutif de l’entreprise Quick Silver Resource, en

---

<sup>140</sup> IFP (2009)

<sup>141</sup> AIE (2009)

<sup>142</sup> Les nouvelles technologies ont fait chuter les prix jusqu’à atteindre 2 à 3\$/MBTU, alors qu’auparavant ils se situaient dans la fourchette de 6 à 8\$/MBTU. *Source* BIP (2010), No 11504, Jan. 2010.

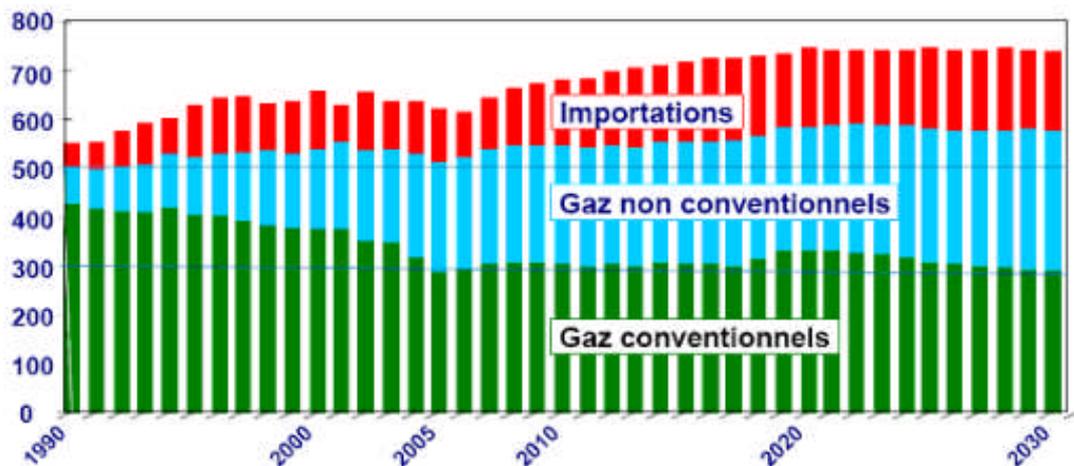
<sup>143</sup> RANGE Resource, DEVON Energy, IRVIN Energy, CHESAPEAKE.

passant un accord avec la compagnie ENI pour la mise en valeur de l'exploitation des gaz non conventionnels situés à FORT WORTH au Texas.

A la fin de l'année 2009, la firme américaine EXXON-MOBIL, première capitalisation pétrolière dans le monde, a annoncé l'acquisition de l'entreprise texane XTO Energy, spécialisée dans la production de gaz non conventionnels pour la somme de 41 milliards de dollars. Quant à la compagnie TOTAL, elle projette d'investir 1,6 milliard d'euros dans le cadre d'une association avec la société CHESAPEAK<sup>144</sup>.

La chute des prix en 2009 aux Etats Unis ( 4\$ /MBTU), ayant entraîné un tassement dans les activités de forage n'a pas enrayé la dynamique des investissements des opérateurs qui attribuent un avenir prometteur aux gaz de schistes. Le poids de ces derniers dans l'approvisionnement gazier de l'Amérique du Nord ira en augmentant comme le fait ressortir assez clairement la figure ci-après.

**Graphe 19 : L'approvisionnement des Etats Unis en Gaz sur la période 2009-2030**



Source : IEA/DoE

<sup>144</sup> BEZA J.M. (2010) " Un Nouvel Eldorado pour les Grands du Secteur " *Le Monde* 30 Juillet 2010

Le schéma indique clairement un déclin des gaz conventionnels, une relative stabilité des importations et une croissance vigoureuse des gaz non conventionnels sur la période 2009-2030.

L'objectif d'indépendance énergétique des Etats Unis, voire l'exportation à moyen terme de ces gaz, relayé par une politique fiscale avantageuse explique sans doute le dynamisme de la filière dans la région. Cependant, en dehors de ce pays dont la fiabilité des réserves semble avérée, les zones potentiellement porteuses de gaz non conventionnels sont entachées d'incertitude. De plus, de nombreuses contraintes pèsent sur leur développement, les principales étant liées au manque d'eau en quantités suffisantes pour démarrer l'exploitation des puits, à l'impact environnemental (altération des nappes phréatiques), et à la non maîtrise du process.

Dans de telles conditions, la transposition du « succès » américain à d'autres aires géographiques qui renfermeraient ces nouvelles accumulations d'hydrocarbures, semble encore improbable. Mais en tout état de cause, la croissance exponentielle de la production des gaz non conventionnels des gaz aux Etats Unis, combinée à l'effet de freinage de la crise économique actuelle sur la consommation, devrait conduire à un important excédent de gaz sur la courte durée. Se pose alors la délicate question de la gestion de ce surplus sur les marchés et son incidence sur les futurs investissements dans l'industrie gazière mondiale.

Certains pays ont dû récemment, réduire leur production pour faire face à cette surabondance, mais cette démarche n'est qu'une solution conjoncturelle à un problème beaucoup plus structurel. Le risque de surproduction qui se profile pourrait avoir des conséquences fâcheuses pour un pays comme l'Algérie non seulement en termes de chute des prix mais aussi en termes de capacités de placement du GNL du pays sur le marché international. C'est là une occasion supplémentaire pour l'Algérie de reconsidérer sur bien des aspects sa politique énergétique.

## Conclusion

La politique énergétique nationale ne doit plus être articulée sur une problématique en termes de valorisation externe des hydrocarbures. La maximisation de la rente énergétique, aussi louable soit-elle du point de vue d'une juste rémunération des ressources non renouvelables, accélère cependant l'épuisement des réserves, au demeurant modestes, et installe l'économie algérienne dans une dépendance chronique vis à vis du pétrole et du gaz.

Les pays producteurs en développement, confrontés à un problème de gouvernance économique, ne peuvent faire bon usage de leurs surplus. En ce sens, la disponibilité de ressources minières est plus une malédiction qu'une bénédiction pour ces sociétés.

La véritable question à débattre se rapporte donc à l'impérieuse nécessité d'élaborer une véritable stratégie économique devant assurer un développement durable, d'autant que la démarche consistant à continuer à faire des revenus énergétiques le moteur de la croissance a largement montré ses limites.

Les hésitations à engager des réformes structurelles efficaces et approfondies dénotent de la volonté de l'Etat algérien de perpétuer les comportements rentiers.

Le nouveau contexte énergétique mondial caractérisé par une demande atone des énergies fossiles, l'essor des gaz non conventionnels, l'inquiétude environnementale, plaide en faveur d'une révision des choix énergétiques de l'Algérie, justifiée en outre par une augmentation significative de la consommation nationale.

Dans le cadre des changements susceptibles d'être introduits dans la gestion du secteur des hydrocarbures, la priorité devrait être accordée à la réduction du rythme d'extraction et des volumes d'exportation de pétrole et de gaz. Cette attitude prudente contribuera, sans nul

doute, à mettre le pays à l'abri du risque de devenir à long terme importateur d'énergie et préserver l'avenir des générations futures.

## Conclusion générale

Dans un contexte de déréglementation des marchés, la nécessité d'élaborer une politique énergétique cohérente nous a paru être une question centrale pour au moins trois raisons :

- Le lien énergie-croissance est un fait que la dernière crise économique-financière a davantage révélé. Malgré la récession qui s'en est suivie, caractérisée par un effondrement des investissements dans le secteur énergétique ainsi qu'une baisse de la demande, les importations pétrolières et gazières de l'ensemble des pays de l'OCDE d'ici à 2030 devraient atteindre en moyenne 2% de leur PIB<sup>145</sup>.

- Le regain d'intérêt pour les ressources naturelles dont l'épuisement appelle des solutions alternatives. Les économies devront apprendre à être plus efficaces dans l'utilisation de l'énergie et moins dépendantes des combustibles fossiles.

- La dégradation environnementale provoquée, notamment, par le réchauffement climatique et l'émission de gaz à effet de serre, soulève la problématique de choix énergétiques plus rationnels pour la collectivité, c'est-à-dire, socialement désirables.

L'analyse de la rente minière et la théorie des ressources épuisables de HOTELLING ont montré que les ressources non renouvelables étaient caractérisées par un phénomène de rareté, ce qui confère à leurs détenteurs une position de « monopole ». La raréfaction des ressources a, en effet, offert la possibilité aux pays producteurs d'introduire une rente de rareté (premier choc de 1973) ainsi qu'une

---

<sup>145</sup> AIE, World Energy Outlook, 2009

rente de monopole (deuxième choc de 1979) dans le prix du brut, repoussant de la sorte l'échéance d'épuisement de leur stock en terre. Il est vrai que cela correspondait à la tendance du marché qui réalisait la gravité de l'épuisabilité à terme du pétrole. La rareté devient donc un facteur de régulation dans la gestion des ressources énergétiques.

Les industries de réseau (l'industrie gazière en particulier) organisées autour d'un monopole public verticalement intégré ont largement contribué à la croissance économique des pays développés.

Ces réseaux arrivés à maturité, dans un climat de bonne gouvernance économique, permettent d'atteindre les plus grandes efficacités productive (le plus bas coût de production) et allocative (meilleure allocation des facteurs de production).

Tel n'est pas le cas des économies en développement qui souffrent d'un déficit chronique en matière de gouvernance et dont les réseaux en croissance sont encore immatures.

En outre la libéralisation des activités de réseau, inspirée de la théorie des coûts de transactions et celle des marchés contestables a généré des gains d'efficacité dans les pays du Nord (économies affectées d'un fort pouvoir d'achat et d'une demande solvable), qui ne seraient pas réalisables sous le monopole public jugé peu performant en raison de son fonctionnement bureaucratique.

Dans les pays du sud, en revanche, l'ouverture à la concurrence semble prématurée, d'abord à cause de l'inexistence d'une demande solvable, mais surtout

parce que l'entrée de nouveaux opérateurs est bloquée par une gouvernance défailante.

Du point de vue de la stratégie des acteurs, nous avons constaté tout au long de ce travail que l'efficacité énergétique recouvrait des réalités différentes, les Etats et les firmes poursuivant des intérêts complètement antagoniques :

- La perspective d'une rupture dans l'approvisionnement mondial, à moyen et long terme, a contraint les Etats à se préoccuper d'avantage de leur avenir énergétique et réfléchir sur les éléments d'une politique cohérente fondée en priorité sur des finalités sociales. L'intérêt manifesté ces dernières années aux autres sources d'énergie que le pétrole et le gaz ainsi qu'à la protection de l'environnement, montre en tout cas qu'une politique de diversification au niveau de l'offre est en train de naître chez la plupart des pays consommateurs, soucieux bien évidemment d'aboutir à leur autonomie énergétique. Outre l'innovation technologique, une gestion plus rationnelle des ressources disponibles, en particulier les économies d'énergie, semble retenir l'attention des Etats, marquant ainsi un infléchissement sensible dans la poursuite du modèle de croissance énergétique basé jusque-là sur l'exploitation systématique des ressources fossiles.

- La stratégie des firmes procède d'une autre logique. Elle vise à contrôler l'ensemble des sources d'énergie réputées compétitives, non pas pour les exploiter simultanément ce qui peut constituer d'ailleurs un élément de solution à la crise qui se profile à long terme, mais de choisir dans cet éventail d'investir dans celles qui offrent les meilleures

perspectives de profit à court terme. La démarche adoptée par les grandes compagnies est donc une approche multi-énergie en recherchant le maximum de synergie entre les sources (entre le pétrole et le gaz, entre le gaz et l'électricité par exemple). Pour atteindre cet objectif et renforcer leur position dominante sur les marchés, les firmes se sont lancées récemment dans des opérations de fusions-acquisitions (mouvement de concentration du capital).

Ces comportements profondément divergents des opérateurs impactent négativement l'efficacité énergétique, non pas au sens de la rentabilité financière des entreprises, mais sur le plan des retombés socio-économiques.

La financiarisation des activités énergétiques, en particulier le mouvement de spéculation qui s'est emparé du pétrole et du dollar (leur évolution étant liée), a provoqué une instabilité des marchés. Nous avons fait observer dans le cadre de cette présentation, que les transactions observées, aujourd'hui, sur le marché des «futures» (ou marché à terme) sont nettement plus importantes que celles enregistrées sur le marché du physique.

Ce déséquilibre proviendrait du fait que les spéculateurs voulant réaliser des profits à la fois confortables et immédiats, manipulent les cours du brut. Ce sont donc des facteurs spéculatifs qui expliquent la volatilité des prix du pétrole.

En l'absence d'une pénurie réelle connue, ce qui est le cas depuis le début des années 2000, seule la spéculation serait à l'origine de la hausse récente des cours du brut qui ont atteint 147 dollars par baril en juillet 2008.

Cette situation est de nature à compromettre les équilibres énergétiques déjà précaires au niveau international. Les pays producteurs dont le pouvoir de décision se

trouve amoindri, auront de plus en plus de difficulté à définir des politiques énergétiques adéquates avec leurs ambitions.

Pourtant un consensus semble prendre forme autour de l'urgence de construire un nouveau paradigme associant efficacité énergétique et efficacité sociale. Cela signifie qu'il faut repenser les normes d'exploitation de l'énergie dans le sens de l'amélioration du bien-être de l'ensemble de la population du globe. A cet effet il convient, d'une part, de parvenir à satisfaire la demande mondiale d'énergie sans exclure les pays en développement, et d'autre part, utiliser rationnellement l'énergie de façon à réduire la consommation sans compromettre le développement. Ce qui implique de réfléchir à la mise en place d'un nouveau mode de fonctionnement de l'économie et de la société fondé avant tout sur le respect de l'environnement. Le caractère non durable du modèle énergétique actuel nécessite donc d'engager très rapidement une transition qui pourrait s'échelonner sur trois étapes :

- A court terme, il s'agit d'améliorer la rentabilité des technologies utilisées.
- A moyen terme, il faut introduire massivement les technologies de la transition : technologies hybrides, technologies liées au captage et stockage de gaz carbonique (CO<sub>2</sub>), développement des biocarburants.
- A long terme, de nouvelles options énergétiques devraient prendre place telles que le nucléaire de quatrième génération (fusion thermonucléaire), le solaire photovoltaïque, l'hydrogène comme vecteur énergétique.

La concrétisation de ce programme de grande ampleur exige évidemment des efforts considérables en matière de recherche-développement.

Les pays producteurs doivent participer activement à cette dynamique de changement s'ils veulent préserver leur avenir énergétique et s'inscrire dans une perspective de développement durable lorsque les réserves ultimes d'hydrocarbures seront épuisées.

Indépendamment de leur volume, ces réserves constituent une opportunité pour ces pays. C'est leur gestion et la finalité de leur exploitation, rentière et non productive, qui fait dire à de nombreux analystes que leur existence est une malédiction. Le seul lien qui rattache le secteur minier au reste de l'économie est, en effet, l'état qui organise la redistribution de la rente générée par l'exportation. Dans la majorité des pays exportateurs de pétrole et de gaz, des comportements rentiers ont été observés se traduisant par une consommation publique et privée excessive, tandis que les structures productives stagnent, voire régressent. Il serait alors utile de réfléchir aux moyens susceptibles d'infléchir, et mieux, d'enrayer les effets pervers de ce mal, si l'on veut que la rente minière devienne un levier efficace du développement. La seule alternative crédible pour un pays comme l'Algérie, détenteur de ressources épuisables, est d'élaborer une stratégie d'autonomisation progressive vis-à-vis des hydrocarbures, autrement dit d'adosser la croissance à d'autres sources d'accumulation que le pétrole et le gaz (ressources humaines, défi technologique, économie de la connaissance et de l'immatériel). Au-delà de ce constat, cependant, la grande interrogation est de savoir comment va évoluer la gestion des ressources énergétiques dans un contexte de libéralisation des marchés. Ce qui revient à poser la question du rôle de l'état face au secteur privé. « doit-il abandonner les prérogatives régaliennes qui sont les siennes comme la définition de

la politique énergétique à long terme, la politique de répartition du surplus et son affectation, la politique de préservation des ressources et de protection de l'environnement qui sont des problèmes que seul l'état peut maîtriser en longue période.

Si l'action de l'état doit s'adapter nécessairement au nouveau contexte et passer d'une conception "interventionniste" à une conception "régulatrice", son rôle et sa responsabilité sont aujourd'hui plus importants que par le passé en raison précisément de la place importante de la concurrence et des forces du marché dont les effets pervers pourraient pousser à l'abandon de politiques énergétiques globales, seules garantes de l'équilibre à long terme »<sup>146</sup>.

Nous ajouterons, pour notre part, qu'une gestion efficace de la rente énergétique est surtout tributaire d'une bonne gouvernance économique. En l'absence d'un tel préalable, toute stratégie devient illusoire. Sur ce diagnostic et à propos de l'Algérie, H.MALTI, un des fondateurs de la SONATRACH, consultant pétrolier très au fait des pratiques prévalant dans le secteur des hydrocarbures assène : « L'Algérie est effectivement beaucoup plus malade de ses dirigeants que de son pétrole »<sup>147</sup>. Et pour éclairer d'avantage sa pensée l'auteur poursuit : « Seule la démocratie pourra guérir l'Algérie de son dutch disease »<sup>148</sup>. Cette observation pertinente devrait inciter les pays producteurs à méditer longuement sur l'inefficacité de leurs politiques énergétiques et concevoir, subséquemment, une stratégie de rupture avec un modèle de croissance fondé sur la rente.

---

<sup>146</sup> KHELLIF. A (2005) ; « La problématique du "régulateur", face à la libéralisation du marché intérieur du gaz naturel » CREAD.

<sup>147</sup> MALTI. H (2010) ; « Histoire secrète du pétrole Algérien », Editions la découverte, Paris.

<sup>148</sup> MALTI. H, op.cit

## Bibliographie

1. ANGELIER, J. P. (2009), « La consommation mondiale d'énergie 2007-2008 », In : *Cyclope : les marchés mondiaux*, Chalmin, P., ed. Paris , Economica, 6p.
2. ANGELIER, J. P. (2008), « L'évolution des relations contractuelles dans le domaine pétrolier », *Liaison énergie francophonie*, N° 80, IEPF, QUEBEC. pp23-26
3. ANGELIER, J. P. (2007), « Economie des industries de réseau », Grenoble : PUG.
4. ANGELIER, J. P. (2004), « Les exportations d'hydrocarbures et le développement économique et social de l'Algérie : réflexions à propos du syndrome Hollandais », texte d'une conférence donnée a la faculté d'économie de l'université de Constantine.
5. ANGELIER, J. P. (2002), « Economie industrielle : une méthode d'analyse sectorielle », 3e édition. Grenoble : PUG.
6. AOUN, M.C. (2006a), « Impact de la rente pétrolière sur les économies des pays exportateurs de pétrole », *la lettre de transparence*, n°31, Décembre 2006, 28p.
7. AOUN, M.C. (2006b), « Peut-on éviter la malédiction pétrolière? Le cas du Tchad », *Liaison Énergie Francophonie* N° 70. IEPF Québec. pp.47-52.
8. ARTUS, P. (2005), « Un Baril à 300\$ » *La Tribune*, décembre 2005.
9. ATTAR, A. (2008), « Les énergies nouvelles ou renouvelables » *Le Soir d'Algérie*, 15 Novembre 2008.
10. AYOUB, A. (2006), « Pétrole : Sécurité des approvisionnements et évolution des prix », *Liaison Énergie Francophonie* N° 70. IEPF Québec, pp 13-19.
11. AYOUB, A. (1996), « Le pétrole : Economie et politique », Paris : Economica

12. AYOZ, M., O. REYMONDON (2008), « Les fondamentaux du marché ont-ils changé depuis la crise financière de l'été 2007 ? » in *Diagnostic* N° 8, Revue du COE Rexecode, juillet 2008.
13. BABUSIAUX, D., P. R. BAUQUIS (2007), « Que penser de la raréfaction des ressources pétrolières et de l'évolution du prix du brut ? », in *Les Cahiers de l'Economie*, IFP, Septembre 2007.
14. BAIROCH. P (1967) : « Diagnostic de l'évolution économique du tiers monde », Paris, Gautiers-villars
15. Banque Africaine de Développement / l'OCDE (2008), « Perspectives économiques en Afrique », pp.131-144.
16. Banque Mondiale (2008), « Indicateurs du développement ».
17. BARNETT, H., M. CHANDLER (1963), « Scarcity and growth: The economics of natural resources availability » in the John Hopkins Press.
18. BAUMOL, W., J. C. PANZAR, R. D. WILLIG (1988), « Contestable Markets and the Theory of Industry Structure », San Diego, Calif.: Harcourt Brace Jovanovich/Academic Press.
19. BELAÏD, A. (1989) : « Le gaz Algérien, stratégies en enjeux », Ed. Bouchéne, Alger.
20. BENABDALLAH, Y. (1999) « La réforme économique en Algérie : entre rente et production », Monde Arabe, MAGHREB-MACHREK, La documentation française, pp.16-31.
21. BEZA, J. M. (2010) « Les gaz de schistes seront-ils la grande énergie du futur ? Un Nouvel Eldorado pour les Grands du Secteur » *Le Monde* 30 Juillet 2010
22. BONTEMS, P., G. ROTILLON (2003), « l'économie de l'environnement, La Découverte, collection Repères.
23. BOUSSENA, S. (2009), « Quelle politique gazière algérienne face à la demande mondiale », conférence organisée par le REAGE (Réseau des Algériens des Grandes Ecoles), mai 2009.

24. BOUSSENA, S. (2007), « La formation d'un cartel sur les prix du gaz est impossible », *La tribune*, 19 mars 2007
25. BOUSSENA, S. (2006), « La nouvelle problématique pétrolière », *Les énergies du futur dans le monde arabe : Enjeux et perspectives*, juin 2006, Institut du Monde Arabe,
26. BOUSSENA, S., J. P. PAUWELS, C. LOCATELLI, C. SWARTENBROEKX (2006), « Le défi pétrolier : questions actuelles du pétrole et du gaz », Vuibert, Paris.
27. BOUYACOUB, A. (2005), « Qui contrôle le niveau de production du pétrole Algérien? » *Le Quotidien d'Oran* 1 décembre 2005.
28. BOUZERIBA, M.S. (2006), « La maîtrise de l'énergie en Algérie », *Liaison Énergie Francophonie* N° 71. IEPF Québec. pp.39-44.
29. BULEHR, S. (2006), « la dérèglementation des industries de réseau : Une approche économique » *La Vie économique. Revue de politique économique*, Mai, 2006. pp.31-34.
30. CARNOT, N., C. HAGEGE (2004), « Les effets économiques du prix du pétrole dans les pays de l'OCDE », *Annales économiques* N° 54.
31. LECARPENTIER, A. (2006), « La libéralisation des marchés gaziers en Europe », IFP, Panorama.
32. CHALIAN, G. (2005), « La dépendance pétrolière : Mythes et réalités d'un enjeu stratégique » *ENCYCLOPAEDIA UNIVERSALIS*, collection le tour du sujet.
33. CHALMIN, P. (2005), « les matières premières sont une malédiction », *Le Monde* 22 décembre 2005.
34. CHATELUS, M. (2003), « Sur les marchés pétroliers, une continuité inquiète et non les prémisses d'un nouveau régime sous hégémonie américaine » *Politique étrangère*, novembre 2003.
35. CHATELUS, M. (1999), « Nouvelles orientations de la politique pétrolière Algérienne », *revue Maghreb-Machrek*, n° 166, pp. 3-15

36. CHEVALIER, J.M. (2010), « Le vrai défi énergétique de la nouvelle décennie », *La Tribune*, 4 janvier 2010, en collaboration avec M.DERDEVET.
37. CHEVALIER, J. M. (2008), « Les 100 mots de l'énergie » Que Sais-Je ? PUF.
38. CHEVALIER, J. M. (2004), « Les grandes batailles de l'énergie » FOLIO actuel.
39. CHEVALIER, J. M., j. PERCEBOIS (2008), « Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France », Rapport pour le Conseil d'Analyse Economique (CAE), Ed. La Documentation française. Paris, février 2008.
40. CHEVALIER, J. M., M.C. AOUN (2006), « Les risques géopolitiques du pétrole et du gaz naturel », *Economies et Sociétés, Cahiers de l'ISMEA*, EN N° 10-11, Octobre-Novembre 2006.
41. CHEYNET, V. (2008), « Le choc de la décroissance », SEUIL : Paris
42. CLERC, D. (2008), «La pompe à finance », *Alternatives économiques*, janvier 2008, N° no 270.
43. COASE, R. (1937), "the nature of the firm", *Economica*, Vol .16.
44. Commissariat Général au Développement Durable, (2009), « Le point sur l'approvisionnement en Gaz naturel » n° 26, Octobre 2009
45. Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, « Programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz 2009 - 2018 »
46. Conseil Mondial de l'Energie (2007), « Choisir notre futur : Scénarios de politiques énergétiques en 2050 »
47. Conseil Mondial de L'énergie (2007), « Les politiques d'efficacité énergétiques : une vision mondiale ».
48. Conseil Mondial De L'énergie, ADEME (2004), « Efficacité énergétique : panorama mondial ».
49. CORBEAU, A. S. (2010), « Perspectives des marchés gaziers », LAUSANNE 14 Juin 2010, pp.1-3

50. CORDEN, W.M., J.P. NEARY (1984): « Booming Sector and Dutch Disease : Economics Surveys and Consolidation” , Oxford Economic Papers , Vol.36.N°1, Mars.
51. DAUTRAY, R. (2004), « Quelle énergies pour demain ? » Ed. ODILE JACOB, Paris.
52. DAVID, L. (2008), « Les grandes tendances du marché Européen du gaz naturel», *Liaison Énergie Francophonie* N° 80. IEPF Québec. pp. 27-31.
53. DELESTRANGE, C., C. A. PAILLARD, P. ZELENKO (2005), « Géopolitique du pétrole», TECHNIP.
54. DESSUS, B. (2004), « Stratégies énergétiques, développement durable et aménagement du territoire », édition l’AUBE, La TOUR-D’AIGUES.
55. DJERMANE, R. (2000), « Structures des marchés, stratégies et performances des acteurs du système pétrolier international », thèse de doctorat d’Etat : Sc. Economiques, Université de Nice- Sophia-Antipolis
56. EBRAHIM-ZADEH, C. (2003), « Le mal Hollandais, un surplus de richesses mal gérés », *Finances et développement*, mars 2003, pp. 50-51
57. FAIDE, M. K. (2009), « L’Énergie en méditerranée : situation, perspectives, contraintes et enjeux », IPEMED, n° 2, Octobre 2009, pp. 1-16.
58. FINON, D. (2009), « La photovoltaïque : les défauts du tarif d’achat », *revue de l’énergie*, N° 588, janvier-février.
59. FINON, D. (2008), « La fourniture d’énergie entre concurrence et développement durable : nouvelles régulations et nouvelles stratégies », *Flux* N° 74, octobre-décembre 2008.
60. GED, A. (2006), « Politique énergétique et territoire en méditerranée», *Liaison Énergie Francophonie* N° 70. IEPF Québec.
61. GHOZALI, S.A. (2008), « Histoire des nationalisations, politique pétrolière et bonne gouvernance », *Le Soir d’Algérie*, 13 mars 2008.

62. GIRAUD, P. N. (1989), «l'économie mondiale des matières premières », La Découverte, collection Repères.
63. GIRAUD, V. (2007), « Stratégies d'approvisionnement en gaz naturel des acteurs énergétiques européens », thèse de doctorat : Sc. Economiques, CREDEN, Université de Montpellier.
64. GIRAUD, V. (2005), « L'approvisionnement gazier sur un marché oligopolistique : une analyse pour la théorie économique » *Cahier de recherche* du CREDEN, Université de Montpellier, N° 05-04-56.
65. GOUMEZIANE, S. (1994), « le mal algérien, économie politique d'une transition inachevée 1962-1994 », FAYARD.
66. GRAY, L. (1914), « Rent under the Assumption of Exhaustibility » in *Quarterly Journal of Economics*, Vol.28, n°28.
67. GUERIN, A. J., T. LIBAERT (2008), « Le développement durable », DUNOD, collection les TOPOS.
68. HAMILTON, J. (2008), «Understanding Crude Oil Prices », WP, Department of Economics, University of California, San Diego, May, 2008.
69. HOTELLING, H. (1931), «The Economics of Exhaustible Resources», in *Journal of Political Economy*, Vol. 39, n°2. Pp137-175
70. JEVONS, W. S. (1865), « The coal question », Mac Milan and Co.
71. KERAMANE, A. (2006), « Pétrole et pays producteurs en développement : Le cas de l'Algérie », *Liaison Énergie Francophonie* N° 70. IEPF Québec, pp. 32-36
72. KERDOUN, A. (2004), « Le partenariat politique et de sécurité en méditerranée : Quel bilan ? » Ed. DAR ELHOUDA, pp. 13-23
73. KHELIF, A. (2005a), « Le marché international du gaz naturel : à la recherche d'un nouvel équilibre », CREAD, ouvrage collectif sous la direction de A. KHELIF, « *Dynamique des Marchés Valorisation des Hydrocarbures* », pp. 11-38

74. KHELIF, A. (2005b), « La problématique du "Régulateur" face à la libéralisation du marché intérieur du gaz naturel » CREAD, pp. 169-176.
75. KHELIF, A. (1999), « La réforme du secteur des hydrocarbures en Algérie. De la dépendance économique... à la dépendance économique » Revue NAQD, N° 12, pp. 169-187.
76. KHELLIL, C. (2009) « Eléments de politique énergétique » Ministère de l'Energie et des Mines.
77. KHELLIL, C. (2007), « L'Algérie, l'énergie, l'avenir », Ministère de l'Energie et des Mines.
78. KRISAT, A. (2009), « Hydrocarbures et développement durable : préserver l'avenir », *El Watan* du 16 Janvier 2009.
79. La DOCUMENTATION FRANCAISE (2003), « Le pétrole : Ordre du désordre international ».
80. LAFFORGUE, G. (2006), « Croissance durable, ressource épuisable et effort optimal d'exploration. » *Annales d'économie et de statistique*, N° 81, pp.94-111
81. LATOUCHE, S. (2006), « Le pari de la décroissance », FAYARD.
82. LECARPENTIER, A. (2006), « La libéralisation des marchés gaziers en Europe », IFP, Panorama.
83. LE TRENT, H., J.M. JANCOVICI (2004), « L'effet de serre ; allons-nous changer le climat ? », FLAMMARION, Paris.
84. LESCAROUX, F. (2006), « Le prix du pétrole et la conjoncture économique américaine » Thèse de doctorat : Ecole Supérieure du Pétrole et des Moteurs, Université de Bourgogne
85. LEVY, M. , J. P. JOUYET (2006), « L'économie de l'immatériel, la croissance de demain », CESE, Rapport de la commission sur l'immatériel.

86. MALTI, H. (2010), « Histoire secrète du pétrole Algérien »' Editions la Découverte, Paris.
87. MALTI, H. (2006), « L'Algérie et son pétrole, to be or not to be », *El Watan Economie*, 26 mars 2006.
88. MALTI, H. (2005), « De la stratégie pétrolière américaine et de la loi algérienne sur les hydrocarbures » *Le Quotidien d'Oran*, 9 juillet 2005.
89. MALTHUS, T. R. (1992), « Essai sur le principe de population » Garnier. Flammarion.
90. MANDIL, C. (2008), « Sécurité Energétique et Union Européenne, proposition pour la présidence française » 21 Avril 2008.
91. MANSOURI- GUILANI, N. (1996), « La rente pétrolière dans la crise : Essai d'interprétation » *Issues* N° 49.
92. MARECHAL, J. P. (1996), « le développement durable dans la pensée néo-classique », SEBES, pp.1-9.
93. MARTIN-AMOUROUX, J. M. (2008) « Le marché du charbon, solution à tous les problèmes ? », *Liaison Énergie Francophonie* N° 80. IEPF Québec.
94. MASSERON, J. (1999), « l'économie des hydrocarbures », Ed. TECHNIP, paris.
95. MERLIN, P. (2008), « Energie et Environnement », Les études de la documentation française.
96. MEKIDECHE, M. (2008), « L'économie algérienne à la croisée des chemins, repères actuels et éléments prospectifs » Editions DAHLAB.
97. MEKIDECHE, M. (2000), « L'Algérie entre l'économie de la rente et économie émergente », Editions DAHLAB.
98. MEKIDECHE, M. (1996), « Vue d'ensemble et rôle du secteur des hydrocarbures dans la stratégie de développement de l'Algérie : Défi et enjeux », SYMPOSIUM du comité Algérien de l'énergie, Alger, 25/11/1996

99. MONCOMBLE, J. E. (2008), « Les scénarios du conseil mondial de l'énergie », *Liaison Énergie Francophonie* N° 80. IEPF Québec.
100. NEMOUCHI, F. (2009), « La loi de finances complémentaire 2009 et le second choc pétrolier », *Le quotidien d'Oran* 10 septembre 2009.
101. NEMOUCHI, F. (2005), « L'économie algérienne et le syndrome Hollandais », *Le quotidien d'Oran* 15 septembre 2005.
102. OCDE (2008), « Perspectives de l'environnement à l'horizon 2030 ».
103. OECD/IEA (2005): «Resources to Reserves, Oil and Gas Technology for the Energy Markets of the Future»
104. PAULET, M. O. (2006), « Recherche et technologies du futur : Quelles orientations pour la production et la consommation d'énergie ? », CESE, 50, N° 25 du 21 décembre 2006.
105. PASSET, R. (2006), « Approches énergétiques et nouveaux regards sur l'économie », *Liaison Énergie Francophonie* N° 71. IEPF Québec, pp. 86-90.
106. PERCEBOIS, J. (2008a), « La relance du nucléaire, solution pour le Sud comme pour le Nord », *Liaison Énergie Francophonie* N° 80. IEPF Québec, pp. 44-50.
107. PERCEBOIS, J. (2007a), « Vers une nouvelle révolution énergétique ? », *Questions Internationales*, N° 24, La Documentation Française.
108. PERCEBOIS, J. (2007b), « Dépendance et vulnérabilité : deux façons connexes mais différentes d'aborder les risques énergétiques », *Revue de l'ISMEA*, Série EN, N° 10, Octobre 2006.
109. PERCEBOIS, J. (2006a), « Interconnexions gazières en méditerranée : Enjeux énergétiques et politiques », *Liaison Énergie Francophonie* N° 71. IEPF Québec, pp. 22-27.
110. PERCEBOIS, J. (2006b), « Prix du gaz naturel et prix du brut : De l'indexation à la corrélation », *Liaison Énergie Francophonie* N° 70. IEPF Québec, pp. 61-65.

111. PERCEBOIS, J. (2001), « L'apport de la théorie aux débats énergétiques : un survol », *Revue d'Economie Politique*, Novembre-Décembre 2001, pp. 816-852.
112. PERCEBOIS, J. (1989), « L'économie de l'énergie », Ed. Economica.
113. PREVOT, H. (2007), « Trop de pétrole! énergie fossile et réchauffement climatique », SEUIL : Paris.
114. QUINET, A., L. BAUMSTARK et C. RAYNARD (2008), « La valeur titulaire du carbone », Centre d'Analyse Stratégique, la note de veille N° 101, Juin 2008.
115. RARRBO, N. (2010a), « Le découpage du prix du gaz avec le prix du pétrole : Est-il possible et inévitable ? », *El watan* du 18 avril 2010.
116. RARRBO, N. (2010b), « Bouleversement du marché mondial du gaz naturel, les raisons de la chute des prix », *El watan* du 31 mars 2010.
117. RICARDO, D (1971) : « Des principes de l'économie politique et de l'impôt » Paris, Flammarion.
118. RICARDO, D. (1993), « Des principes de l'économie politique et de l'impôt » Flammarion.
119. RISTORI, D. (2006), « les programmes de coopération et la stratégie énergétique de l'Union Européenne pour les pays méditerranéens », *Liaison Énergie Francophonie* N° 71. IEPF Québec, pp. 57-64.
120. ROTILLON, G. (2005), « Economie des Ressources Naturelles », la Découverte, collection repères.
121. SARKIS, N. (2006), « L'après pétrole a déjà commencé », *Le monde Diplomatique*, mai 2006.
122. SARKIS, N. (2007a), « L'impact du prix du pétrole sur les équilibres économiques et politiques mondiaux », in *cartographeur le présent*, 30 décembre 2007

123. SARKIS, N. (2007b), « Fin du pétrole abondant et bon marché » in *Cartographier le présent*, 13 juillet 2007.
124. SARKIS, N. (2006), « Face aux nouveaux défis énergétiques, quel rôle pour l'OPEP ? », *Liaison Énergie Francophonie* N° 71. IEPF Québec, pp. 22-24.
125. SIDDAYAO, C.M., J. PERCEBOIS (1994), « Politique d'efficacité de l'énergie et environnement, expériences pratiques dans les pays en développement », collection bibliothèque des matières premières, ECONOMICA.
126. SOLOW, R.M. (1974), « The Economics of Resources or the Resources of Economics » in *American Economic Review*, n° 64.
127. STIGLITZ, J. (1976), « Monopoly and the Rate of Extraction of Exhaustible Resources » in *American Economic Review*, Vol.66, n°4
128. STOFFAES, C. (2009), « Construire l'indépendance gazière de l'Europe, vers un régime gazier Européen », *GEM*, N° 4, janvier 2009, pp.
129. SWANN, C. (2010), « Pétrole : Le Brésil est guetté par le syndrome Hollandais » *Le Monde* du 18 septembre 2010.
130. WILLIAMSON, O. E. (1994), « les institutions de l'économie », INTER Editions, Paris, pp. 249-286.
131. WILLIAMSON, O. E. (1985), « the economic institutions of Capitalism: Firms, markets, relational contracting », New York, Free press.

## **ABSTRACT**

The freedom of the markets (particularly the gas markets) added with the financial speculation and the anticipations of the natural resources exhaustivity, has affected the international energetic natural equilibriums. This evolution brings into mind the question of the utility of energy politics. Although the defenders of “all market”, who used to reject off this position, accept nowadays the interference of the State into the Management of the crises. The harm of the environment is perceived as an external effect justifying the State intervention. The states, equally, have in charge the security of the supply in the long run and recommend the regulation to stop the unpredictable variations of the prices. These facts explain why the behaviors of the state, tend to correct the imperfections of the market. The question of a more equal share of the mineral yield in favor of the State producers has to go beyond the stabilization of the prices of the raw materials. The new international energetic context characterized by modest natural resources, the growth of non conventional gases, the environment worry calls for a review of the Algerian, energetic choices, justified by a significant rise of the natural consumption. In the framework of the eventual changes to be introduced in the management sector, the priority must be given to the diminution of the extraction rhythm and the exporting volumes of oil and gas. This behavior contributes, without doubt, to protect the country from the risks of importing energy in the long run, and thus preserving the future of the next generation.

**Key words: Energy Policy, Market, Regulation, Mineral Yield, Prices**

## ملخص

إن أنفاد احتياطات المحروقات ظهر بعد أزمة البترول لسنة 1973. توفر المواد الطاقوية و أسعارها الضعيفة تسبب في عدم اهتمام الاقتصاديين بالتفكير في هذا المجال.

نتيجة للتحويلات التي عاشتها عشرية السبعينات (ارتفاع أسعار النفط، الضغط على العرض و عدم وجود طاقات الإحلال) و تخوف الولايات المتحدة من انخفاض هذه الاحتياطات أعطت الباحثون الفرصة لفتح الحوار حول نظرية هارولد هوتلين (Harold Hotelling) المطروحة في عام 1931 و التي تتمحور حول ندرة الموارد الطاقوية، قياسها و إدارتها في المدى الطويل.

الكلمات المفتاحية : أسعار النفط، ندرة المواد، نموذج هوتلين، إدارة النفط.