

**UNIVERSITE ABDERRAHMANE MIRA DE BEJAIA  
FACULTE DES SCIENCES ECONOMIQUES, DE GESTION  
ET DES SCIENCES COMMERCIALES  
DEPARTEMENT DES SCIENCES ECONOMIQUES**

**MEMOIRE**

*POUR L'OBTENTION DU DIPLOME DE MAGISTER  
EN SCIENCES ECONOMIQUE, OPTION :  
ESPACE, DEVELOPPEMENT ET MONDIALISATION*

*Thème*

**L'APPROVISIONNEMENT DE L'UNION EUROPEENNE  
EN GAZ ALGERIEN :  
ETUDE DES MODES DE TRANSPORT**

*Présenté par*  
**Abdelaziz TOUAHRI**

*Sous la direction du*  
**Professeur M. Belattaf**  
Université de Bejaïa

*Soutenu devant le jury composé de*

- **Président** : Mr Pr Kherbachi Hamid (université de Bejaïa)
- **Examineur** : Mr Pr Kheladi Mokhtar (Université de Bejaïa)
- **Examineur** : Mme Dr Fatma Zohra Mohamed Cherif (Maitre de conférences C,ISM-Bousmail)
- **Examineur** : Mr Dr Touahri Malek (Sonatrach Activité TRC)
- **Rapporteur** : Mr Pr Belattaf Matouk (université de Bejaïa)

# Dédicaces

---

Je dédié ce travail à :

- Ma très chère et douce mère ;
- La mémoire de mon cher père ;
  - Mes frères et sœurs,
  - Ma très chère épouse ;
    - Mes proches ;
    - Mes amis

# **Remerciements**

---

Je tiens à exprimer ma gratitude et mes remerciements les plus sincères à mon enseignant promoteur le professeur Matouk Bellataf, sans ses précieux conseils, ce travail ne pouvait être mené à bien.

Il est pour moi très important de ne pas oublier de souligner l'aide précieuse dont m'a fait profiter gracieusement monsieur le docteur Touahri Malek qui à parrainé mon stage au niveau de la Sonatrach me permettant d'avoir l'information nécessaire pour la réalisation de travail.

Mes vifs remerciements vont également au professeur Kherbachi Hamid pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire, au professeur Kheladi Mokhtar et Docteur Mme Fatma Zohra Mohamed Cherif qui ont bien voulu faire partie du jury.

# Sommaire

---

## *L'approvisionnement de l'UE en gaz algérien : Étude des modes de transport*

<b>INTRODUCTION</b> .....	01
<b>CHAPITRE I : Le gaz naturel dans le monde : caractéristiques physiques, économiques et géopolitiques</b> .....	06
1. les caractéristiques physiques du gaz naturel.....	07
2. Les caractéristiques économiques du gaz naturel.....	21
3. Les caractéristiques géopolitiques du gaz naturel.....	29
<b>CHAPITRE II : L'union européenne et le gaz naturel : les enjeux de la sécurité d'approvisionnement</b> .....	37
1. Les spécificités de la zone européenne.....	38
2. Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel du marché européen.....	44
3. Les modes d'approvisionnements du marché européen.....	48
4. L'ouverture du marché européen du gaz naturel.....	54
<b>CHAPITRE III : Les modes de transport du gaz naturel : gazoduc et méthanier (GNL)</b> ...65	
1. L'économie du gaz naturel est dominée par les coûts de transport.....	66
2. Le transport de gaz naturel par gazoduc.....	77
3. Le transport de gaz sous forme liquide (GNL) : coûts et contraintes.....	87
4. Le financement d'un projet de transport de gaz naturel.....	93
<b>CHAPITRE IV : Le secteur du gaz naturel en Algérie : caractéristiques et tendances</b> .....	99
1. Evaluation du secteur du gaz naturel en Algérie.....	100
2. Exportations de gaz naturel et tendances de la stratégie gazière algérienne.....	114
3. L'Algérie face à la libéralisation du marché gazier européen.....	122
<b>CHAPITRE V : Les corridors d'approvisionnement de l'Europe en gaz algérien</b> .....	127
1. Le marché européen de gaz et les routes d'exportation algériennes.....	128
2. Evaluation du réseau algérien de gazoducs.....	142
<b>Chapitre VI : Les options d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel</b> .....	153
1. Projections de la demande européenne de gaz naturel et exigences d'approvisionnement.....	154
2. Exigences d'infrastructures et coûts d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel.....	157
3. Disponibilité et coût du gaz pour l'Europe à l'Horizon 2010 et 2020.....	163
<b>Conclusion Générale</b> .....	169
<b>Annexes</b> .....	172
<b>Bibliographie</b> .....	182

# Liste des abréviations

---

<b>AIE</b>	Agence Internationale de l'Energie
<b>API</b>	American Petroleum institute
<b>b</b>	baril
<b>bep</b>	baril equivalent pétrole
<b>BTU</b>	British Thermic Unit
<b>CNUCED</b>	Conférence des Nations Unies sur le Commerce et le Développement
<b>FMI</b>	Fond Monétaire International
<b>G</b>	Milliard (Giga)
<b>GNL</b>	Gaz naturel liquéfié
<b>GPL</b>	Gaz de pétrole liquéfié
<b>GTL</b>	Gas To Liquide
<b>GES</b>	Gaz à effets de serre
<b>M</b>	Million (Méga)
<b>Mbj</b>	Million de baril par jour
<b>MOAN</b>	Moyen Orient et Afrique du Nord
<b>NOPEP</b>	Non OPEP
<b>NPI</b>	Nouveaux Pays Industrialisés
<b>OCDE</b>	Organisation de Coopération et de Développement Economique
<b>OMC</b>	Organisation Mondiale du Commerce
<b>OME</b>	Observatoire Méditerranéen de l'Energie
<b>OPAEP</b>	Organisation des Pays Arabes Exportateur de pétrole
<b>OPEP</b>	Organisation des Pays Exportateur de Pétrole
<b>\$</b>	Dollar
<b>t</b>	tonne
<b>tep</b>	tonne équivalent pétrole
<b>UE</b>	Union Européenne
<b>URSS</b>	Union de Républiques socialistes Soviétiques
<b>GEM</b>	Gazoduc Enrico Mattei
<b>GME</b>	Gazoduc Maghreb-Europe
<b>GPDF</b>	Gazoduc Pedro Durrant Farrell
<b>GALSI</b>	Gazoduc Algérie-Sicile

## **INTRODUCTION GENERALE**

---

---

Le gaz naturel découvert au début des années cinquante, a mis des décennies pour gagner ses lettres de noblesse dans le secteur énergétique. Considéré comme un produit énergétique de seconde catégorie, il est devenu un vecteur énergétique à large spectre, d'usage aisé, grâce notamment à sa distribution en réseau. Il pénètre depuis tous les secteurs de consommation énergétique, que ce soit l'électricité, la production de chaleur ou plus récemment les transports. L'industrie gazière vit un quart de siècle fort dynamique de croissance ininterrompue, en moyenne de 3% l'an, dont le moteur est la demande qui a doublée. Cette tendance semble bien devoir se maintenir les vingt prochaines années.

La difficulté relative de transport du gaz naturel représente un frein au développement de son commerce international. Le gaz naturel est transporté soit par gazoduc sous forme de gaz comprimé, soit par méthanier à l'état liquide, après liquéfaction. Il peut également être transformé par conversion chimique. Le transport par gazoduc représente la solution la plus simple mais requiert la mise en place d'un réseau de conduites reliant les sites de production et de réception. Le transport par méthanier nécessite la liquéfaction du gaz naturel qui est transporté en phase liquide à la pression atmosphérique aux environs de  $-160^{\circ}\text{C}$ .

Le transport par gazoduc est utilisé pour des distances qui peuvent aller jusqu'à 6.000 km. Pour des distances plus importantes, ce mode de transport devient onéreux et il faut mettre en place une chaîne de production et de transport de gaz naturel liquéfié. Les progrès technologiques au niveau du processus de liquéfaction, visant à transformer le gaz naturel en gaz naturel liquéfié, sont des facteurs qui ont largement contribué à développer le commerce international du gaz. La construction de gazoducs est de plus en plus chère. Or, les coûts de liquéfaction du gaz naturel ont été réduits ces dernières années; les coûts de stockage et de transport ont également baissé. Selon les experts, il est aujourd'hui plus intéressant de

transporter du gaz sous forme de GNL puisqu'il est plus rapide de réaliser des usines de liquéfaction que d'autres installations de transport.

De fait, les investissements gigantesques que nécessite le transport d'un produit gazeux dont les réserves mondiales ne sont pas toujours localisées dans les zones de consommation sont encore aujourd'hui le trait caractéristique majeur de l'économie du gaz naturel. Seules des relations contractuelles de très long terme entre producteurs et importateurs, créant une solidarité de fait autour de la nécessité de sécuriser des débouchés pour le gaz produit, ont pu rendre possible le financement des infrastructures nécessaires au développement de marchés viables. En aval, les pays consommateurs, pour donner à leurs opérateurs la capacité de s'engager dans de telles relations, leur ont souvent accordé des droits exclusifs sur leurs marchés nationaux. Le secteur du gaz naturel connaît depuis le milieu des années quatre-vingt des transformations puissantes, initiées par l'ouverture à la concurrence de son marché.

La demande de l'UE en matière de gaz naturel a connu une augmentation considérable, ses besoins énergétiques en général et celui du gaz en particulier sont assurés par la production extra-européenne, car même si certains pays européens possèdent des réserves importantes, comme la Norvège et les Pays Bas, leurs productions restent insuffisantes pour subvenir aux besoins de l'union. En matière d'approvisionnement, l'UE est dépendante vis-à-vis de la Russie, de l'Algérie et de la Norvège. Le rôle croissant que jouera le gaz naturel sur le marché européen fait l'objet d'une stratégie suivie par ses organisations gazières dans le but de sécuriser ses approvisionnements par la diversification de ses fournisseurs et la libéralisation de son marché gazier. La sécurité d'approvisionnement a longtemps été analysée à travers le seul prisme de l'indicateur de dépendance aux importations. Elle fait aujourd'hui l'objet d'une approche globale, comme en témoigne le Livre vert de la Commission européenne. Sont donc désormais pris en considération les facteurs qui concourent à rendre disponible au client final européen un gaz naturel compétitif.

L'Algérie, pour sa part, est considérée comme un espace géographique recelant des réserves très importantes en hydrocarbures, particulièrement de gaz naturel, elle est classée au quinzième rang des pays ayant le plus de réserves de pétrole, et le cinquième en matière de gaz naturel. Elle affiche des ambitions d'augmentation de sa production et de ramener ses exportations de gaz naturel au voisinage de quatre-vingt cinq milliards de m<sup>3</sup>/an à l'horizon 2010. Le pendant immédiat de ses objectifs est la nécessaire augmentation des capacités

d'évacuation des hydrocarbures ainsi que des capacités d'exportation tant en matière de pipeline que par voie maritime.

La situation géographique qui facilite le transport et les liens historiques, rendent les exportations algériennes de gaz naturel comme une vitalité pour les économies européennes. En effet, l'Algérie figure parmi les principaux fournisseurs de gaz naturel pour le marché de l'union européenne (UE). Elle dispose actuellement d'un portefeuille de quatorze clients répartis au sein de dix pays, avec un marché méditerranéen représentant environ 87% du total des ventes. Ces exportations empruntent essentiellement deux voies ; les gazoducs et le GNL.

La filière gazoduc constitue la pièce maîtresse de la politique de commercialisation du gaz naturel algérien, avec les gazoducs « Enrico Mattei » et « Pedro Durand Farrell » l'Algérie dispose actuellement d'une capacité d'exportation d'environ 38 milliards de m<sup>3</sup>/an, une augmentation substantielle de cette capacité pourra être réalisée avec l'extension de ces deux ouvrages, ainsi qu'avec la construction d'autres gazoducs, qui sont en cours, le gazoduc « Medgaz » qui reliera directement l'Algérie à l'Espagne et le gazoduc « Galsi » ligne directe entre l'Algérie et l'Italie, ainsi que le méga projet de gazoduc Transsaharien « TSGP » qui acheminera du gaz nigérien vers l'Europe via l'Algérie et le Niger.

C'est dans ce contexte stratégique qui caractérise l'industrie gazière, et compte tenu des enjeux géopolitiques poursuivis par les pays importateurs et exportateurs d'énergie, particulièrement de gaz naturel, que nous avons jugé intéressant de consacrer ce travail de recherche à analyser les composantes et fonctionnements du marché gazier international, en se focalisant sur l'importance du marché européen. Ce marché composé, d'abord, d'une demande qui représente pour l'UE un grand enjeu en matière de sécurité d'approvisionnement, ensuite, d'une offre entourée par les stratégies des pays fournisseurs de l'union, en prenant la stratégie algérienne comme cas d'étude. Nous essaierons d'analyser le secteur du gaz naturel en Algérie du côté production et d'exportation, en associant cette activité d'exportation aux modes de transport qui est d'une importance non négligeable. Ainsi nous évoquerons les grands projets de transport qui relient l'Algérie à l'Europe, et nous exposerons également toutes les routes d'exportation des différents fournisseurs de l'UE en gaz naturel en soulignant la position des routes algériennes.

Notre problématique de base s'articule principalement autour du rôle et de la position des routes d'exportation du gaz algérien dans l'approvisionnement de l'UE, comparativement aux options d'approvisionnement de l'Europe, à savoir, celles des grands fournisseurs comme la Russie et le Moyen Orient. De cette problématique découle une autre question apparentée

pour cerner cette thématique : quelle stratégie à adopter par l'Algérie afin de maintenir sa position sur le marché gazier européen ? Et quels sont les moyens possibles ?

Notre démarche de recherche, pour faire apparaître l'importance des modes de transport du gaz dans l'industrie gazière sera basée sur deux volets, descriptif (géographie de l'économie gazière) et analytique (analyse des coûts d'approvisionnement). Ainsi pour saisir les aspects qui déterminent les bases de développement de l'industrie gazière, l'étude s'étalera sur l'exposé succinct des caractéristiques physiques, économique et géopolitiques du gaz naturel dans le monde, on se focalisant par la suite sur la zone européenne qui représente un marché potentiel de gaz naturel en plein essor caractérisé par une demande en continue croissance et une offre de plus en plus restreinte, ce qui a impliqué la nécessité de la libéralisation de ce marché.

En suite nous passerons à une étude détaillée des deux modes de transport, gazoducs et méthaniers. Considérés comme le maillon le plus fort des chaînes gazières, le mode de transport du gaz naturel détermine la carte des échanges internationaux du gaz dans le monde. Longtemps confronté aux contraintes technologiques, le transport de gaz se caractérise par la rigidité des installations (particulièrement les gazoducs), ce qui contraint à son tour les modes de commercialisation de ce gaz, on donnant naissance aux contrats de vente à long terme avec les différentes clauses (Tak or paye, clause de destination, logique du net back). Cependant le développement récent connu dans le processus de l'industrie du GNL, permet une certaine flexibilité des échanges internationaux, en donnant naissance aux marchés spot (à court terme) et la création de bourses de gaz.

Ce qui a été avancé plus haut explique l'importance de l'interaction entre la répartition géographique des réserves de gaz naturel, la localisation des zones consommatrices et les modes de transport de ce gaz. Ceci nous a amené à étudier la position qu'occupe l'Algérie dans ce paysage gazier international en étudiant les caractéristiques et la tendance de l'industrie gazière algérienne qui se base principalement sur l'activité d'exportation. Une meilleure valorisation du gaz algérien nécessite la construction de grands projets de transport, acheminant ce gaz aux pays européens. Après avoir présenté les différents ouvrages algériens de gaz naturel, nous avons procédé à l'étude des atouts que détient le gaz algérien, à savoir, la proximité géographique vis-à-vis de l'Europe, la flexibilité et la fiabilité du réseau et son niveau de concurrence (coûts d'acheminement). Enfin une étude comparative, après avoir analysé toutes les options d'approvisionnement de l'UE en gaz naturel et en prenant en considération les perspectives de la demande de gaz européenne et les potentiels d'exportation

des différents fournisseurs à travers les différentes routes à l'horizon 2020, nous avons fait apparaître le rôle et l'importance des canalisations de transport du gaz algérien dans l'approvisionnement de l'UE.

L'objet de ce travail est ainsi complètement précisé. Il s'agit d'étudier l'importance des modes de transport du gaz naturel dans l'approvisionnement de l'UE en gaz algérien, particulièrement le transport par canalisation qui est la pièce maîtresse de l'industrie gazière algérienne.

Pour ce faire, la présente étude s'articulera autour de six chapitres étroitement complémentaires. Le premier sera consacré au gaz naturel dans le monde en étudiant ses caractéristiques physiques, économiques et géopolitiques. Le deuxième chapitre traitera du marché du gaz naturel en Europe. Dans le troisième nous étudierons les deux modes de transport de gaz naturel, gazoducs et méthaniers. Nous évoquerons dans le quatrième chapitre le gaz algérien comme une ressource stratégique pour l'économie algérienne et comme réservoir pour l'Europe. Dans un cinquième chapitre nous présenterons les infrastructures de transport de gaz naturel dans la politique énergétique algérienne et dans un sixième et dernier chapitre nous évaluons l'importance des routes algériennes comparativement à toute autre possibilité d'approvisionnement de l'UE en gaz naturel.

Pour réaliser ce travail, nous avons utilisé une bibliographie qui se rapporte à notre problématique (ouvrage, rapports de recherche et d'études, revues, articles, mémoires et communications,...). Les données statistiques relatives à notre sujet sont collectées au niveau de la Sonatrach, activité Transport par canalisation, pour ce qui concerne les données nationales, et de certains organismes internationaux qui sont en rapport avec notre étude (OME, EUROGAZ, CEDIGAZ, BP statistical review,...), pour ce qui concerne les données internationales.

## CHAPITRE PREMIER

---

### LE GAZ NATUREL DANS LE MONDE : CARACTERISTIQUES PHYSIQUES, ECONOMIQUES ET GEOPOLITIQUES

Pour la première fois en 2000<sup>1</sup>, la part du gaz naturel a rejoint celle du charbon dans le bilan énergétique mondial. Un quart des besoins en énergie du monde est aujourd'hui satisfait par le gaz naturel, et la consommation mondiale devrait encore augmenter dans les décennies à venir. Les réserves de gaz, qui pourraient couvrir au moins soixante années de production au rythme actuel, sont considérées comme susceptibles de répondre à ce développement.

Pour conquérir cette place, le gaz naturel a dû surmonter des handicaps sérieux. Longtemps, il est resté un sous-produit « fatal » de l'exploitation du pétrole, il était condamné à être brûlé à la torche, faute de moyens techniques pour l'acheminer vers des points de consommation à des conditions économiquement acceptables. Il ne fut valorisé qu'à partir des années trente, aux Etats-Unis, grâce aux progrès des techniques sidérurgiques.

De fait, les investissements gigantesques que nécessite le transport d'un produit gazeux dont les réserves mondiales ne sont pas toujours localisées dans les zones de consommation sont encore aujourd'hui le trait caractéristique majeur de l'économie du gaz naturel. Seules des relations contractuelles de très long terme entre producteurs et importateurs, créant une solidarité de fait autour de la nécessité de sécuriser des débouchés pour le gaz produit, ont pu rendre possible le financement des infrastructures nécessaires au développement de marchés viables. En aval, les pays consommateurs, pour donner à leurs opérateurs la capacité de s'engager dans de telles relations, leur ont souvent accordé des droits exclusifs sur leurs marchés nationaux. Le secteur du gaz naturel connaît depuis le milieu des années quatre-vingt des transformations puissantes, initiées par l'ouverture à la concurrence de son marché.

Dans le présent chapitre nous présenterons les caractéristiques physiques du gaz naturel ses caractéristiques économiques et ses caractéristiques géopolitiques.

---

<sup>1</sup> Ecole nationale d'administration, Promotion Copernic Séminaire Energie et société, «Aspects économiques et géopolitiques liés au développement prévu du gaz naturel dans un marché ouvert », ENA France, Décembre 2001, P 4.

## **1. les caractéristiques physiques du gaz naturel.**

Dans cette première section nous évoquerons l'origine du gaz naturel, sa formation, sa prospection et son extraction puis ses propriétés qui font de lui un produit naturel avec un rendement élevé, économique et facile d'emploi. Et nous terminerons avec les réserves mondiales et leur répartition, ainsi que la classification et la terminologie des réserves gazières.

### **1.1. D'où vient le gaz naturel ?**

Cette section traitera de la formation géologique du gaz naturel, des procédés de prospection et d'extraction de ce produit énergétique.

#### **1.1.1. La formation du gaz naturel.**

Le gaz naturel que nous utilisons aujourd'hui est d'origine organique. Sa formation est liée aussi bien à celle du pétrole qu'à celle du charbon. Dans le premier cas, il est issu des boues produites par la fermentation bactérienne de restes de plancton et d'algues tombés au fond de mers à l'origine peu profondes. Les sédiments formés de détritiques continentaux à grain fin (argile, sable, chaux) ont constitué la roche-mère de pétrole. Les matériaux organiques qui s'y trouvaient ont été transformés en un hydrocarbure solide, le bitume. L'abaissement progressif du fond sous-marin et le dépôt croissant de sédiments plus récents ont entraîné une élévation de la pression et de la température qui ont, à leur tour, transformé le bitume en hydrocarbures liquides de plus en plus légers et finalement gazeux. On trouve souvent ce type de gaz naturel dans les bassins pétroliers.

L'autre processus de formation du gaz naturel est lié au charbon, issu surtout de plantes supérieures. La transformation de ces matières au cours des âges géologiques et notamment du carbonifère a formé successivement, dans les bassins d'effondrement, la tourbe, le lignite, la houille et l'antracite. Ce processus de carbonisation s'est accompagné de dégagements de gaz, surtout de méthane<sup>1</sup>.

D'autres théories disent qu'il existerait, dans les couches profondes de l'écorce terrestre, du gaz naturel qui ne serait pas d'origine organique et migrerait vers la surface par des failles. Ainsi l'on observe souvent des dégagements de gaz lors d'éruptions volcaniques et de séismes. Selon ces théories, il suffirait de chercher assez profond pour trouver pratiquement partout d'énormes quantités de gaz qui y auraient été piégées lors de la formation de la terre. Le poids des couches sédimentaires qui s'entassaient a comprimé la

---

<sup>1</sup> Pierre-Rene BAQUIS – Emmanuelle BAQUIS, « Comprendre l'avenir, Pétrole & Gaz naturel », Edition Hirle, 2005, P 13.

roche-mère au fur et à mesure qu'elle s'enfonçait, ce qui en a fait sortir les hydrocarbures liquides et gazeux qui, du fait de leur faible poids spécifique et de la tension de surface, sont montés par des pores et fissures dans les couches de roches poreuses situées plus haut. Cette migration s'est arrêtée là où la roche poreuse était surmontée d'une couverture imperméable, par exemple l'argile. Des gisements d'une certaine importance n'ont pu se former qu'aux endroits où ces matériaux imperméables recouvraient une couche de roche-magasin (grès, dolomite, chaux fissurée) d'une épaisseur suffisante et où il existait un piège géologique. Les pièges géologiques se sont formés par le plissement ou la fracture de couches géologiques lors de mouvements de la croûte terrestre. Ils consistent souvent en un dôme de couverture sous lequel le gaz naturel s'accumule. Les formations gazifières ne se rencontrent que là où s'étendaient autrefois des mers ou des marais carbonifères au fond desquels des roches sédimentaires poreuses se sont formées<sup>1</sup>.

### 1.1.2. Prospection et extraction du gaz naturel

➤ *la prospection du gaz naturel.*

La géophysique joue un grand rôle pour repérer et localiser les gisements de gaz naturel<sup>2</sup>. Elle permet d'étudier la structure géologique du sous-sol. Le principal procédé est celui de la réflexion sismique, qui consiste à ébranler le sous-sol par de petites explosions pour mesurer ensuite la vitesse des ondes de choc; des séismographes installés en surface enregistrent les ondes réfléchies par les couches géologiques. Les résultats permettent de se faire une idée des structures géologiques jusqu'à plusieurs kilomètres de profondeur.

Pour s'assurer de l'existence des gisements de gaz naturel et y accéder, il faut pratiquer des forages qui peuvent être très profonds; ils sont techniquement exigeants et coûteux, surtout s'il s'agit de forages sous-marins. La tour de forage est alors montée sur des navires ou des plates-formes flottantes ou fixes.

➤ *L'extraction du gaz naturel.*

Si la prospection a abouti à la découverte d'un gisement économiquement exploitable, on met en place les installations de production; on fore une série de puits d'extraction qui sont ensuite réunis par des réseaux collecteurs. La pression d'extraction est ramenée à celle prévue pour le transport. L'extraction du gaz en mer est plus compliquée, suivant la profondeur d'eau et les conditions locales, on utilise des navires ou des plates- formes de forage.

---

<sup>1</sup> Pierre-Rene BAQUIS – Emmanuelle BAQUIS, « Comprendre l'avenir, Pétrole & Gaz naturel », OP cité, P46.

<sup>2</sup> Idem, P 52

## 1.2. Propriétés du gaz naturel.

Nous présenterons le gaz naturel en tant que produit naturel avec un rendement élevé, ensuite son efficacité économique, sa facilité d'emploi et les avantages environnementaux et sécuritaires qui résultent de son utilisation.

### 1.2.1. Produit naturel avec un rendement élevé.

Le gaz naturel est un produit naturel et non toxique. Il se compose pour plus de 90 % de méthane (CH<sub>4</sub>)<sup>1</sup>, qui est un hydrocarbure gazeux, combustible, incolore et inodore, qui se forme également lors de la fermentation anaérobie de substances biologiques (dans les rizières, les décharges d'ordures et les stations d'épuration).

Le gaz naturel n'a pas besoin d'être raffiné à sa sortie du gisement, il faut simplement, si besoin est, le débarrasser de ses impuretés et le sécher.

Le gaz naturel est une énergie dite primaire qui peut être utilisée en l'état, à peu près tel qu'il est extrait du gisement. L'extraction, l'épuration et le transport ne consomment que peu d'énergie. Le rendement du gaz naturel en tant qu'énergie primaire est donc supérieur à 90%<sup>2</sup>. A part l'électricité d'origine hydraulique, aucun autre agent énergétique n'atteint un rendement comparable.

Le gaz naturel peut être liquéfié par refroidissement à -160°C, ce qui divise son volume par 600. Le gaz naturel liquéfié (GNL) se prête au transport intercontinental par navires spéciaux et au stockage dans des réservoirs bien isolés.

D'autres combustibles et carburants doivent être portés à l'état gazeux pour pouvoir brûler. Cet état est celui du gaz naturel dès son extraction; la conduite le livre sous une forme directement combustible. Le gaz naturel est donc, en raison de sa nature, une énergie thermique idéale. Il n'a donc pas besoin d'être raffiné ou transformé comme les énergies secondaires (mazout, électricité), ce qui serait générateur de pertes importantes. Il faut donc, avec le gaz naturel, moins d'énergie primaire pour une quantité donnée d'énergie utile. Le gaz naturel brûle presque intégralement, ce qui permet de tirer un parti optimal de l'énergie qu'il contient.

---

<sup>1</sup> Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG), « gaz naturel faits et chiffres », Rapport annuel 2005, P 18

<sup>2</sup>Idem, P 19

### 1.2.2. Économique, facile d'emploi et bénéfique pour l'environnement.

L'emploi du gaz naturel est rationnel et ne pose aucun problème de combustion. Celle-ci ne produit ni suie ni fumée si le brûleur est correctement réglé, ce qui réduit les frais de maintenance et d'entretien. Le consommateur n'a pas besoin de citerne ou de local de stockage et s'épargne donc les investissements et frais annexes relatifs. Les chauffages à gaz modernes sont très peu encombrants et peuvent être installés partout: à la cave, au corridor, au grenier etc. On peut souvent renoncer à une cheminée maçonnée et se contenter d'une conduite d'évacuation.

Les propriétés chimiques et physiques du gaz naturel le prédestinent aux techniques économes en énergie telles que la condensation, qui tire parti de la chaleur résiduelle des produits de combustion; l'économie d'énergie par rapport à un chauffage conventionnel peut atteindre 15%<sup>1</sup>. Les brûleurs modulants constituent une autre manière d'économiser l'énergie: ils adaptent constamment leur puissance à la demande de chaleur. La production simultanée d'électricité et de chaleur dans des installations de couplage chaleur-force, à haut rendement, recourt souvent, dans l'intérêt de l'hygiène de l'air, aux moteurs ou turbines à gaz. Le gaz naturel offre en outre de gros avantages dans les chaudières industrielles, et des arts et métiers, car la chaleur des produits de combustion peut être aisément récupérée du fait que le gaz est quasiment exempt de soufre. Il est souvent rentable de combiner le gaz naturel à d'autres énergies, par exemple dans des foyers bicom bustibles (avec le mazout) ou des installations solaires pour le chauffage de l'eau.

La protection de l'environnement est une vaste tâche. Il ne s'agit pas seulement de préserver l'hygiène de l'air et de protéger les sols et les eaux, mais aussi de sauvegarder le paysage, de gérer et d'éliminer les déchets et de réduire les transports, dévoreurs d'énergie et générateurs de pollution. Le gaz naturel est transporté du gisement aux consommateurs dans des conduites enterrées, sans abîmer le paysage et sans encombrer les voies de communication. Il ne contient aucune substance toxique pour l'homme, les animaux ou la végétation, ou susceptible de polluer les sols ou les eaux. La construction de gazoducs doit faire l'objet d'une étude d'impact sur l'environnement<sup>2</sup>. Leur pose obéit aux directives sur la protection du sol pour protéger la fertilité des sols agricoles et sauvegarder la végétation caractéristique de l'endroit. Le gaz naturel présente beaucoup d'avantages écologiques :

- Absence de processus de transformation polluants ;

---

<sup>1</sup> Pierre TERZIAN, « Le gaz naturel, perspectives pour 2010-2020 (disponibilité, contraintes et dépendances), Commissariat Général du Plan, Edition Economica, 1998, P 04

<sup>2</sup> Idem, P 9

- Transport enterré, donc pas de poids lourds (ni bruit ni gaz d'échappement) ;
- Non toxique pour les êtres vivants et les composantes de l'environnement ;
- Pratiquement exempt de soufre et d'azote lié ;
- Combustion peu polluante et relativement peu d'émissions de CO<sub>2</sub> ;
- Absence de poussière, de suie, de métaux lourds et de déchets.

L'emploi du gaz naturel à la place du mazout épargne chaque année à l'environnement une charge polluante de quelques milliers de tonnes de SO<sub>2</sub>.

Contrairement au mazout, le gaz naturel ne contient pas d'azote lié. Sa combustion, dans des conditions analogues, dégage donc moins d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>).

Le gaz naturel est de toutes les énergies fossiles celui qui contient le moins de carbone (C) et le plus d'hydrogène (H). Pour une même quantité d'énergie, le gaz naturel dégage lors de sa combustion environ 25% de moins de gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) que le mazout. Dans l'état actuel des connaissances, le CO<sub>2</sub> exerce une influence majeure sur le réchauffement de l'atmosphère terrestre. L'emploi du gaz naturel à la place d'autres énergies fossiles réduit la charge de l'atmosphère en CO<sub>2</sub> et donc l'effet de serre. Si l'on additionne toutes les émissions de gaz à effet de serre qui se produisent sur l'ensemble des chaînes d'approvisionnement du gaz naturel et du mazout, le gaz naturel est de 25% meilleur que le mazout. Le bilan est encore meilleur pour les conduites et gazoducs neufs.

Toute énergie comporte des risques. Les entreprises gazières mettent tout en œuvre pour assurer la sécurité lors du transport et de l'utilisation du gaz naturel:

- Les conduites de gaz naturel sont enterrées et surveillées en permanence par des installations de mesure et de régulation ;
- Les entreprises gazières contrôlent périodiquement les conduites, qui sont protégées de la corrosion, et les assainissent au besoin ;
- Le gaz naturel n'est pas toxique. Naturellement inodore, il est additionné d'un odorisant qui lui donne l'odeur typique du gaz pour qu'une fuite soit immédiatement détectée ;
- Seuls les gaziers dûment formés ont le droit de travailler sur les réseaux et d'installer des appareils à gaz ;
- La construction et l'exploitation des conduites de gaz et des installations annexes sont régies par des lois, ordonnances et directives techniques strictes ;
- Les appareils à gaz doivent être homologués avant d'être commercialisés. Chaque installation est vérifiée par un contrôleur.

Ces précautions font du gaz naturel une énergie sûre si l'on respecte les prescriptions en vigueur.

Dans le monde entier, on travaille aussi à perfectionner et commercialiser des véhicules à gaz naturel qui sont à plus d'un million et particulièrement peu polluants. Une pile à combustible fonctionne comme une pile électrique. Elle transforme, par un procédé électrochimique, le gaz naturel et l'oxygène en électricité et en chaleur. Cette conversion produit fort peu de polluants et beaucoup moins de CO<sub>2</sub> qu'une combustion traditionnelle. Le rendement électrique est nettement supérieur à celui des systèmes conventionnels. Ce processus ne produit ni vibrations ni bruit. Les piles à combustible pourraient un jour supplanter les installations de couplage chaleur-force et même les grandes centrales thermiques. On en développe aussi pour la production d'électricité et de chaleur dans de petits immeubles, et pour la propulsion des véhicules.

### **1.3. Les réserves mondiales de gaz naturel et leur répartition.**

Dans ce qui suit, nous présenterons la classification et la terminologie des réserves gazières ainsi que leur répartition à l'échelle mondiale.

#### **1.3.1. Classification et terminologie des réserves gazières**

L'évaluation des réserves prouvées et encore plus des ressources ultimes de gaz naturel est un domaine d'analyse difficile et incertain. La classification qui suit reprend de façon simplifiée, une terminologie et des définitions très généralement admises. Toutefois force est bien de constater que celles-ci sont plus au moins fidèlement appliquées selon les pays, même pour ce qui concerne l'évaluation des réserves prouvées. A fortiori, les valeurs des ressources ultimes doivent être considérées avec la plus grande prudence.

Il convient de noter que, dans ce qui suit, il s'agira toujours de réserves ou ressources récupérables et non de réserves ou ressources en place. Il faut préciser aussi que les taux de récupération sont notablement mieux connus et plus élevés, pour le gaz naturel que pour le pétrole brut, en moyenne de 80 à 95% contre 20 à 35% ce qui limite l'erreur qui pourrait résulter.

Les réserves prouvées correspondent aux découvertes qu'on est raisonnablement assuré de pouvoir produire dans les conditions économiques et techniques actuelles, ces réserves sont situées dans des gisements bien explorés, déjà équipés pour produire ou en cours d'équipement.

Les réserves probables correspondent à des réserves découvertes, qui disposent d'une forte probabilité d'être produites dans des conditions économiques et techniques voisines à celle de réserves prouvées. Elles sont sommairement mesurées. Leurs gisements ne sont pas équipés pour produire.

Les réserves possibles correspondent à des réservoirs identifiés mais dont l'identification est douteuse, dans des zones non forées adjacentes à des volumes géologiques prouvés ou probables. L'évaluation de ces réserves s'appuie fatalement sur des hypothèses de géométrie et d'imprégnation de ces réservoirs.

A ces trois classes de réserves est de plus en plus ajoutée une classe de ressources potentielles, plus hypothétique correspondant à des réserves non identifiées, qu'il s'agisse de bassins sédimentaires ou de zones de bassin sédimentaires ou aucun réservoir imprégné n'a été mis à jour<sup>1</sup>. Les ressources de cette catégorie font l'objet d'appellations moins normalisées, (ressources hypothétiques, ressources spéculatives), il faut noter enfin que certaines classifications ne distinguent pas les réserves possibles des ressources potentielles et les regroupent dans un ensemble.

Les ressources ultimes correspondent au total de la production cumulée à laquelle s'ajoutent les réserves prouvées, les réserves probables, les réserves possibles et les ressources potentielles. Ce concept global a pour objet de fournir une évaluation, une espérance mathématique du potentiel gazier ultime d'un pays ou d'une zone donnée.

Ce type d'évaluation ne peut que s'appuyer sur des raisonnements analogiques et des calculs de probabilités, fondés sur l'expérience géologique, appliquée à toute zone potentielle, avec des degrés d'incertitude qui dépendent de la connaissance que l'on a de la zone considérée.

### **1.3.2. Réserves prouvées : répartition et évolution géographique**

Les réserves gazières découvertes se sont étendues progressivement à la totalité des continents. Elles concernent actuellement près de 80 pays. On peut même noter que les pays disposant de réserves significatives sont plus nombreux dans le domaine du gaz naturel que dans celui du pétrole. Ainsi au début de 1987, on comptait 67 pays possédants des réserves gazières supérieures à 20 Mtep<sup>2</sup> contre 55 pays disposant de réserves de pétrole brut supérieures à 20 M tep<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> ATG, « le gaz naturel dans le monde, perspectives 2000 », édition Technip, 1995, P 12.

<sup>2</sup> Million de tonnes équivalent pétrole

<sup>3</sup> ATG, Op cité, P 14.

Il convient de souligner toutefois que cette prolifération intercontinentale des découvertes gazières a profité beaucoup plus aux nouvelles provinces ouvertes à l'exploration, qu'aux zones ou pays déjà largement inventoriées. Cette évolution a donc bouleversé considérablement la répartition géographique des réserves qui prévalait jusqu'à la fin des années soixante.

L'Amérique du Nord, qui concentrait encore la moitié des réserves mondiales en 1960 (deux tiers en 1950), a vu le volume de ses réserves prouvées plafonner depuis 1986. La situation des marchés et des prix de l'énergie de la période récente en Amérique du Nord, particulièrement pour le gaz naturel, a joué de façon très négative sur l'activité d'exploration. Ce phénomène est d'autant plus sensible qu'une part importante de celle-ci se tourne nécessairement vers des zones « frontières » arctiques et offshore, à plus haut risque et beaucoup plus coûteuses, ou vers la recherche de gisements de plus en plus petits, dans les zones traditionnelles, dont la rentabilité serait douteuse dans les conditions économiques actuelles. Avec un peu moins de 8000 milliards de m<sup>3</sup> au début de 2005, les réserves prouvées d'Amérique du Nord ne représentent plus qu'environ 4% du total mondial<sup>1</sup>.

Les réserves de l'Amérique Latine, relativement stable entre 1965 et 1975, autour de 200 milliards<sup>2</sup> de m<sup>3</sup> ont connu depuis un développement très rapide. Grâce aux découvertes du Mexique, du gaz associé pour l'essentiel, de l'Argentine, de Trinidad et du Chili, mais aussi plus récemment du Venezuela, du Brésil et du Pérou, l'Amérique latine émerge progressivement comme une grande région gazière dont le potentiel reste encore mal appréhendé. Les découvertes récentes dans plusieurs bassins brésiliens en sont une démonstration éloquente, avec plus de 7000 milliards de m<sup>3</sup> de réserves prouvées, l'Amérique latine à 4% de l'ensemble des réserves mondiales<sup>3</sup>.

L'expansion des réserves prouvées de l'Europe occidentale avait été particulièrement vive entre 1965 et 1973, avec les découvertes des Pays Bas et de la Mer du Nord Britannique, puis la première génération de découvertes de l'offshore Norvégien. En revanche, la période 1974-1980 a été marquée par une stagnation des réserves européennes, les découvertes de taille unitaire plus modeste ne compensant qu'à peine les volumes produits. Toutefois les gisements géant mis à jour par la Norvège depuis 1980, les réévaluation des réserves britanniques et Néerlandaises en 1984 et des découvertes significatives en Italie et au Danemark ont heureusement modifié cette perspective et placent les réserves prouvées de

---

<sup>1</sup> Euro-Gas, EU25: Natural Gas Trends 2004-2005 Statistical Data & Taxes, statistics 2005, P 9

<sup>2</sup> ATG, OP cité, P 15

<sup>3</sup> Euro-Gas, OP cité.

l'Europe occidentale à un niveau de l'ordre de 7000 milliards de m<sup>3</sup> ce qui représente 4% du total mondial.

Le développement spectaculaire des réserves de l'URSS est très certainement l'un des phénomènes majeurs de l'histoire de l'industrie du gaz des deux dernières décennies. Les réserves prouvées de ce pays sont de l'ordre de 58 000 milliards de m<sup>3</sup> au début de 2005, ce qui représente 32% des réserves mondial<sup>1</sup>. L'essentiel de cette progression a résulté des découvertes en Sibérie à partir de la seconde moitié des années 60, avec la mise à jour des plus importants gisements du globe, dont Ourengoi (8 000 à 10 000 milliards de m<sup>3</sup>), Yambourg (5 000 à 6 000 milliards m<sup>3</sup>) et Bovanenkoye, parmi les gisements de la presque île de Yamal (4 000 à 5 000 milliards de m<sup>3</sup>)<sup>2</sup>.

Dans le même temps, d'autres régions ont réalisé des découvertes intéressantes, particulièrement l'Asie centrale et dans la région de la mer Caspienne, alors que les réserves des zones traditionnelles occidentales sont entrées dans un déclin qui paraît difficilement révisable.

Les réserves prouvées des autres pays de l'Europe orientale ne représentent qu'un total assez faible, un peu plus de 800 milliards de m<sup>3</sup>. Celle de la Roumanie, importantes initialement, sont en voie d'épuisement assez rapide, en revanche, l'activité d'exploration soutenue pratiquée dans la plupart des autres pays a conduit à des résultats suffisamment positifs pour encourager la poursuite de cet effort, particulièrement à des horizons profonds en Pologne, Hongrie et Yougoslavie. Enfin, l'exploration en Mer Baltique, en Mer Noire, et en Mer Adriatique a donné lieu à quelques découvertes mineures qui, en l'état actuel de leur connaissance ne devraient pas modifier sensiblement les perspectives des ressources gazières de l'Europe orientale.

Avec les découvertes gazières en Algérie, puis au Nigeria et en Libye, le volume des réserves de l'Afrique avait pratiquement décuplé entre 1960 et 1973, il est évalué en 2005 à près de 14 000 milliards m<sup>3</sup> pour prendre une part de 8% des réserves mondiales<sup>3</sup>. Les dernières réévaluations majeures ont concerné l'Égypte et surtout le Nigeria dont le large potentiel commence à être mieux appréhendé. Des découvertes récentes dans une dizaine d'autres pays d'Afrique, notamment dans le golf de Guinée, ont laissé entrevoir une nouvelle progression des réserves prouvées africaine. Toutefois, les gisements inventoriés se sont jusqu'ici révélés de taille modeste.

---

<sup>1</sup> Euro-Gas, OP cité, P 11.

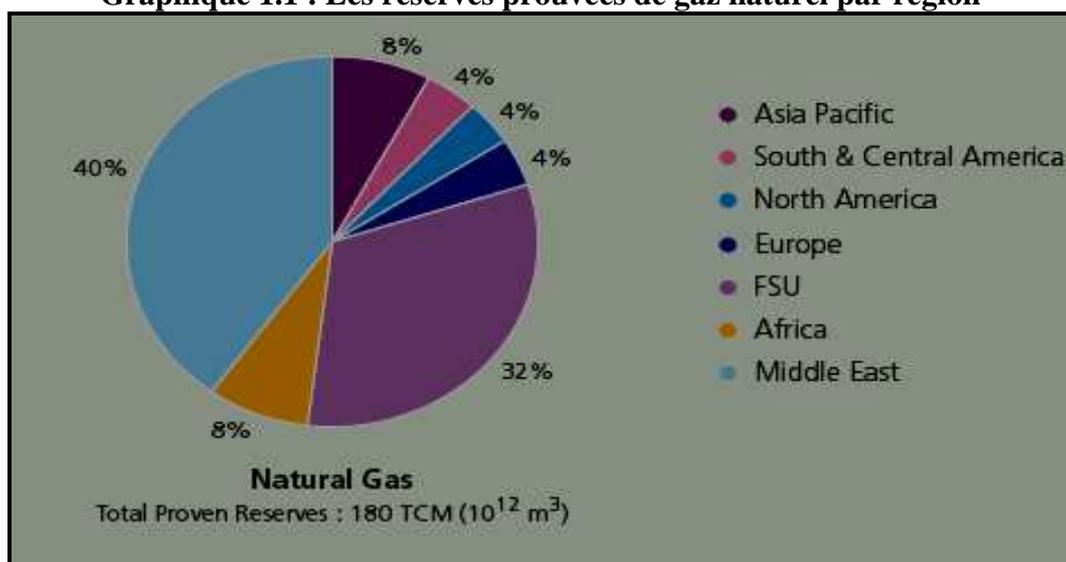
<sup>2</sup> ATG, OP cité, P 16

<sup>3</sup> Euro-Gas, OP cité, P 14.

Les réserves du Moyen Orient sont considérables, de l'ordre de 72 000 milliards de m<sup>3</sup>, ce qui représente près de 40% du total mondial<sup>1</sup> avec une forte proportion de gisements géants, comme en Sibérie, mais avec des parts presque égales entre gaz associé et gaz non associé (alors l'ex URSS dispose essentiellement de gisements de gaz non associé). Jusqu'au début des années 1970, l'essentiel des découvertes du Moyen Orient est à mettre à l'actif d'une exploration à vocation pétrolière que gazière. Une période de stagnation des réserves prouvées a suivi, qui a fini avec les découvertes de gaz libre en Iran et dans plusieurs pays du golf persique, particulièrement dans l'horizon géologique du Khuff. Le Qatar, les Emirats arabes unis (surtout Abu Dhabi) et l'Arabie Saoudite sont les grands bénéficiaires de cette exploration plus spécifiquement gazière.

Enfin, l'Asie et l'Océanie s'avèrent progressivement comme des zones gazières prometteuses, alors qu'une proportion considérable de leur surface demeure sous explorée, les estimations de la fin des années 70 ont été totalement dépassées grâce aux découvertes de la période récente qui ont hissé l'ensemble de ces deux zones en troisième position, derrière l'ex URSS et le Moyen Orient. L'Australie, l'Indonésie, la Malaisie, pour les pays les mieux pourvus, mais aussi le Pakistan, l'Inde, le Bangladesh et la Thaïlande ont multiplié par deux voire par quatre le volume de leurs réserves prouvées au cours des dix dernières années. L'ensemble de la région Asie Océanie dispose maintenant de près de 14 000 milliards de m<sup>3</sup> de réserves prouvées, ce qui fait 8% des réserves mondiale<sup>2</sup>.

**Graphique 1.1 : Les réserves prouvées de gaz naturel par région**



*Source* : Euro-Gas, EU25: Natural Gas Trends 2004-2005 Statistical Data & Taxes, statistics 2005.

<sup>1</sup> Euro-Gas, OP cité, P 13.

<sup>2</sup> Idem.

### 1.3.3. Les ressources ultimes.

Les évaluations actuelles les plus vraisemblables font apparaître un volume de ressources ultimes mondiales de l'ordre de 275 000 à 325 000 milliards de m<sup>3</sup> (230 à 275 Gtep). De ce potentiel ultime originel, un peu plus de 40 000 milliards de m<sup>3</sup>, soit seulement 14%, auraient déjà été produits et 145 000 milliards de m<sup>3</sup>, un peu moins de la moitié, auraient déjà été identifiés (production cumulée plus réserves prouvées)<sup>1</sup>. A l'opposé, il resterait quelque 125 000 à 180 000 milliards m<sup>3</sup> de ressources à découvrir dans l'ensemble des ressources ultimes, parmi les catégories probables, possibles et potentielles.

Toutefois, au-delà des volumes mondiaux de ressources, l'analyse régionale des potentiels gaziers se montre particulièrement riche dans la diversité des situations qu'elle fait apparaître, notamment au plan du taux d'épuisement estimé des ressources ultimes de chacune des régions du globe.

Les États unis représentent à cet égard un cas particulier dans ce panorama mondial, selon toute vraisemblance, ce pays aurait déjà consommé environ la moitié de ses ressources ultimes de gaz naturel. Ses ressources restantes n'en paraissent pas moins confortables, mais elles correspondent pour une très large part à des zones non conventionnelles peu explorées et à coûts élevés (Alaska, à terre et en mer, et autres zones offshore éloignées des côtes).

Le Canada devrait présenter aussi ce caractère de sévérité des conditions d'exploration et d'exploitation pour environ les deux tiers des ressources ultimes que les experts lui prédisent (Mer de Beaufort, île de l'arctique et côte Est). Toutefois, il a encore peu entamé son potentiel gazier.

La surface totale des bassins sédimentaires de l'Europe occidentale limite fatalement les évaluations de son potentiel ultime en regard de celles des autres zones du globe. Les estimations les plus récentes de ses ressources ultimes restantes se situent dans une enveloppe de 11 à 14 000 milliards<sup>2</sup> de m<sup>3</sup>. L'Europe occidentale n'a probablement utilisé qu'environ 20% de son potentiel ultime originel. Toutefois une très large part de ses bassins est déjà raisonnablement explorée : 80 à 90% des découvertes futures devraient encore se situer en mer du Nord, plus probablement dans l'offshore norvégien dont les zones septentrionales pourraient réserver des découvertes majeures, particulièrement en mer de Barents.

---

<sup>1</sup> ATG, OP cité, P 18

<sup>2</sup> Idem, P 19.

En dehors de l'Amérique du Nord et de l'Europe occidentale, l'épuisement des ressources ultimes par zone est largement moins avancé ; les productions cumulées n'atteignent que 5 à 10% des potentiels ultimes originels.

Toutefois, dans l'ensemble Europe de l'est – l'ex URSS, les pays voisins de l'ex Union Soviétique font encore exception à cette règle. Bassins limités en surface, résultats moyens de l'exploration en zones nouvelles, découvertes de taille moyenne ou marginales conduisent à des estimations de ressources assez modestes et laissent apparaître un moyen d'épuisement assez élevé. A l'opposé l'immensité du territoire russe et le stade encore primaire de l'exploration dans les bassins de la Sibérie orientale et de l'offshore laissent espérer un potentiel gazier ultime tout à fait considérable, particulièrement dans les zones les plus septentrionales. La mise en œuvre de telles ressources constituera un véritable défi tant en termes de technologie et qu'en termes d'investissement et de coûts.

Le Moyen Orient présente une situation assez proche de celle de la Russie sur le plan de la prépondérance et du nombre des gisements géants et fatalement sur la taille de son potentiel gazier ultime. Deuxième zone gazière mondiale par ses ressources, le Moyen Orient se distingue aussi par une densité de forages exploratoires très faible (dix fois moindre que celle de l'Europe occidentale), particulièrement dans les horizons géologiques profonds favorables au gaz (les réservoirs du Kuff). Aussi une révision en hausse de ses potentiels prouvés et ultimes est tout à fait probable au cours des prochaines décennies.

L'Amérique latine constitue un cas intermédiaire entre les autres zones du tiers monde et les pays industrialisés sur le plan des densités de forage. Cependant, certaines zones demeurent encore largement sous explorées. Les découvertes récentes au Venezuela, en Argentine, au Pérou et surtout au Brésil sont là pour justifier un niveau de ressources ultimes restantes supérieures à 20 000 milliards de m<sup>3</sup>.

Les mêmes réserves sont généralement exprimées pour ce qui concerne l'Afrique qui apparaît pourtant largement pourvue en bassin sédimentaires et surtout comme le continent le moins exploré du globe. Il est vrai, en dehors du gisement de Hassi R'mel en Algérie, ce continent se montre plutôt prolifique en gisements de petite ou moyenne taille. Les espoirs les plus importants de découvertes futures sont placés dans le Golf de Guinée qui pourrait peut être constitué une véritable province gazière.

Les potentialités de l'Asie-Océanie ont été largement revues en hausse au cours des dix dernières années, à la suite de la multiplication des découvertes dans particulièrement tout

les pays de l'Asie du Sud Est. Ici encore, l'importance des bassins sédimentaires et le stade relativement modeste de l'exploration, particulièrement dans certaines zones offshore, pourraient réserver encore des surprises de taille (notamment au large des côtes chinoises).

**Carte 1.1 : Les réserves mondiales de gaz naturel (ressources ultimes)**



*Source : Jean Marie Devos, Université Paris Dauphine, centre de géopolitique de l'énergie et de matières premières CGEMP, « Security for Natural Gas Supply in Europe. The European gas industry facing security of supply », Mai 2007.*

### 1.3.4. Les ressources de gaz non conventionnel.

On classe parmi les gaz « non conventionnels » un ensemble assez disparate de ressources gazières dont l'origine, la localisation, la nature, les conditions d'exploitation, différent sensiblement de celles de la quasi-totalité des ressources actuellement en production. Par ailleurs, leur taux de récupération est le plus souvent une inconnue. Enfin, leurs coûts de production apparaissent généralement comme prohibitifs dans les conditions économiques actuelles des marchés du gaz. Toutefois, leur composition est le plus fréquemment très proche de celles des gaz naturels conventionnels et leur exploitation, parfois ancienne, fait souvent appel à des techniques de l'industrie pétrolière.

On peut tenter de dégager une gradation dans le caractère spéculatif que peuvent revêtir ces catégories de gaz, particulièrement au plan de leurs possibilités techniques de récupération :

- ✓ Le gaz piégé dans les réservoirs gréseux à faible perméabilité. Ces formations ne permettent pas l'exploitation par simple forage et font appel à la fraction hydraulique (avec injection de

sables, mousses, polymères, etc.). A la limite des productions gazières traditionnelles, qui sont déjà couramment exploités aux États-Unis et au Canada ;

- ✓ Le gaz renfermé dans des argiles fissurées, gaz libre contenu dans des fractures millimétriques et absorbé dans les argiles. Les ressources sont considérables ; toutefois, les technologies utilisées à ce jour n'ont pas permis d'appréhender quel taux de récupération il était possible d'attendre pour ce type de formation en particulier pour les volumes éventuels issus du processus de résorption ;
- ✓ Le méthane des gisements charbonniers ou « grisou ». il est produit et utilisé de puis des décennies en Europe, au Japon et en Amérique du Nord ; les taux d'utilisation sont élevés dans les mines qui s'y prêtent, mais la localisation de ce gaz très diffuse au sein des couches de charbon, limite fatalement les volumes potentiellement récupérables. En conséquence, la production de ce type de gaz devrait rester, sauf exception, une activité secondaire liée à la production charbonnières ;
- ✓ Le méthane dissous dans les aquifères profonds, en géo pression. Il ne fait encore l'objet que d'expériences assez limitées. La récupération du méthane a été envisagée, aux États-Unis, en parallèle avec l'utilisation géothermique de ces aquifères ; le méthane est, ici encore, un sous produit d'une activité principale. De façon générale les ressources en place sont certainement considérables, mais leur récupération est hypothétique et leurs coûts de production, dans des projets spécifiquement gaziers, sont certainement inacceptables dans les conditions économiques actuelles ;
- ✓ Les hydrates de gaz, le plus souvent hydrate de méthane, il sont probablement abondants au fond des océans non équatoriaux, à basse température et à forte pression, mais on les connaît surtout dans les zones à pergélisol des régions arctiques, leur exploitation a été envisagée mais pose des problèmes techniques tels qu'il paraît tout à fait prématuré d'avancer même un ordre de grandeur des taux de récupération que l'on pourrait en compter<sup>1</sup>.

Il reste enfin l'hypothèse très controversée du gaz « non organique » issu du manteau magmatique terrestre qui pourrait se trouver piégé à forte profondeur au cours de son ascension vers la croûte terrestre. Cette théorie a rencontré suffisamment de « supporters » pour que des recherches, voire des forages profonds, aient été entrepris, particulièrement, aux États-Unis, en ex URSS et en Suède. Quelle que soit l'issue de ces travaux, l'exploitation de ce type de ressource constituerait un formidable défi technologique, particulièrement en terme

---

<sup>1</sup>Pierre TERZIAN, « Le gaz naturel, perspectives pour 2010-2020 (disponibilité, contraintes et dépendances) », OP cité P 24.

de profondeur, température surtout pression et fatalement aussi un défi économique, où seules des productivités élevées pourraient justifier la réalisation commerciale éventuelle de tels projets.

En évitant cette dernière catégorie de ressources, hautement spéculative, quel potentiel peut-on escompter des cinq premières catégories ? Il est difficile de se prononcer, compte tenu de l'insuffisance de connaissance au plan mondial, des ressources non conventionnelles en place et surtout des taux de récupération que l'on peut attendre dans leur exploitation. Un volume de ressources récupérables compris entre 50 000 et 100 000 milliards de m<sup>3</sup> ne paraît pas invraisemblable en l'état actuel des inventaires de ressources en place et des technologies disponibles.

## **2. Les caractéristiques économiques du gaz naturel**

Le gaz naturel n'apparaît pas contraint au plan des ressources, il ne l'est pas non plus au plan des marchés. La presque totalité des marchés de l'énergie et de la pétrochimie lui sont accessibles ; le secteur des transports, la pétrochimie des aromatiques sont les seuls domaines où sa contribution restera sans doute très modeste. Cependant, la pénétration du gaz est variable d'un pays à l'autre et dépend en tout premier lieu des ressources propres en gaz de chaque pays, mais aussi de sa géographie, de son niveau de développement, de la densité de son habitat et de ses implantations industrielles. Tant pour ce qui concerne sa part dans les bilans énergétique globaux que pour celle qu'il pouvait prendre dans les principaux secteurs de consommation, les limites maximales et la pénétration du gaz naturel apparaissent particulièrement élevées (génération d'électricité, besoins énergétiques industriels, matière première pour la pétrochimie, résidentiel-tertiaire). Sa facilité de substitution aux produits pétroliers a fait de lui le concurrent le plus évident du pétrole si on retient une perspective générale de désengagement progressif vis-à-vis de la source d'énergie dominante.

Les caractéristiques économiques du gaz naturel se résument dans sa demande mondiale, son offre, ses marchés ainsi que ses prix et leur formation.

### **2.1. La demande mondiale de gaz naturel.**

Le gaz naturel est consommé par les ménages et par l'industrie. Les ménages consomment le gaz naturel principalement pour la cuisine et le chauffage. L'industrie, quant à elle, utilise le gaz naturel pour le chauffage, la production d'électricité et toute une gamme de procédés industriels. Dans presque toutes ses applications, le gaz naturel est brûlé comme

combustible pour produire de la chaleur. Le gaz naturel est donc en concurrence avec d'autres sources d'énergie, notamment l'électricité, le charbon et le fioul.

### **2.1.1. Volume et répartition géographique des consommations.**

C'est dans le contexte qui précède qu'il convient d'analyser l'évolution récente des consommations gazières dans le monde. Les effets de la baisse du prix du brut se sont ainsi fait sentir sur le marché du gaz qui a dû affronter la concurrence très vive des produits pétroliers. Le gaz n'a réussi à maintenir sa part de marché qu'au moyen de baisse « anticipée » de son prix sur les marchés consommateurs, car la baisse du brut et donc des produits pétroliers n'agit sur le prix contractuel des approvisionnements des compagnies distributrices de gaz qu'avec retard.

La situation du marché énergétique dans les années quatre-vingt renforce la tendance à la diminution de la part des pays industrialisés occidentaux dans la consommation totale, en 1985, ces pays consomment moins de la moitié (48.4%), ne produisent que 43.2% de la production mondiale et ne disposent plus que de 15.7% des réserves de gaz naturel dans le monde<sup>1</sup>. Trois zones : l'Europe orientale, l'Amérique du Nord, l'Europe occidentale se partagent l'essentiel (83%) de la consommation actuelle de gaz naturel dans le monde.

L'Europe orientale a renforcé sa position de première zone consommatrice de gaz naturel avec 38% de la consommation mondiale, dont 32.5% pour l'ex Union Soviétique seule (575 milliards de m<sup>3</sup>)<sup>2</sup>. L'ex URSS, devenue le premier pays consommateur mondial de gaz naturel, accroît son avance par rapport aux États-Unis, sa consommation représente 117% de la consommation américaine, cette évolution obligée de la consommation Soviétique s'explique par la volonté du pays de substituer le gaz au pétrole dans les centrales thermiques et dans les usages industriels. Actuellement, le gaz assure environ un tiers des besoins énergétiques Soviétiques.

L'Amérique du Nord est le deuxième consommateur de gaz naturel avec 31% dans la consommation mondiale (552 milliards de m<sup>3</sup>), dont 28% pour les États-Unis. Le poids du continent américain dans le marché mondial du gaz s'amenuise rapidement : 50% en 1975, 41% en 1980 et 31% en 1985. Aux États-Unis, la demande tend à s'adapter à une offre en constante réduction. Au Canada, en revanche, des gains de consommation sont encore

---

<sup>1</sup> A. Giraud, X. Boy de la Tour, « géopolitique du pétrole et du gaz », édition Technip, 1987, P 341

<sup>2</sup> Idem, P 347.

possibles, mais à un rythme ralenti, compte tenu de l'éloignement des nouvelles zones de consommation et, dans ces régions d'un habitat plus dispersé.

L'Europe occidentale est la troisième région de consommation avec 14% de la consommation mondiale de gaz naturel. Le marché gazier européen n'est pas totalement arrivé à maturité et on peut escompter encore une certaine progression de la demande, mais plus modeste que par le passé.

La croissance des consommations gazières est générale dans toutes les autres zones mais elle est particulièrement soutenue en Asie-Océanie et au Moyen Orient. Quant à l'Afrique et l'Amérique Latine, elles accroissent régulièrement leurs consommations gazières, mais ne représentent encore qu'une faible part de la consommation mondiale, (1.7% et 4.3% respectivement).

## **2.2. La régionalisation des marchés du gaz naturel versus marché mondial.**

Jusqu'à un passé récent, le transport du gaz naturel a introduit des contraintes fortes dans la création de marchés concurrentiels du gaz naturel. Les moyens de transport, gazoducs ou méthaniers avec installation terrestres complexes, exigent des investissements très lourds. La rigidité technique de ces équipements et la nécessité de les amortir ont conduit leurs promoteurs, producteurs et distributeurs, à conclure des contrats de longue durée, le prix du gaz étant souvent indexé sur le prix du pétrole en l'absence d'un prix de marché mondial du gaz naturel. De cette situation, ont résulté trois marchés régionaux :

- ✓ le marché Nord américain, basé sur des gazoducs, avec une exportation croissante du Canada vers les États-Unis et des échanges mineurs avec le Mexique.
- ✓ Le marché asiatique, basé sur le transport de gaz liquéfié. Les producteurs sont l'Indonésie, l'Australie, la Malaisie et des pays du Moyen Orient. Les consommateurs sont le Japon, Taiwan, et la Corée.
- ✓ Le marché européen autour d'un réseau de gazoducs et une liaison par méthanier avec l'Algérie.

### **2.2.1. Le marché Nord Américain.**

Le marché Nord Américain est caractérisé par le très grand nombre de petits producteurs, par des prix généralement très bas mais pouvant atteindre des sommets vertigineux en fonction de l'offre et de la demande dans un marché totalement dérégulé, et par

la faiblesse relative des importations, celles-ci ne représentaient en 1998 que 21%<sup>1</sup> de la consommation (soit 0.12 Gtep<sup>2</sup> sur 0.55), les deux tiers du gaz importé venant du Canada et un petit tiers du Mexique. Les quatre terminaux existant ne fonctionnaient qu'au quart de leur capacité, soit 0.003 à 0.004 Gtep.

Cette situation pourrait évoluer dans les prochaines années, sous le double effet de l'augmentation de la demande et du plafonnement, voire de la diminution, de la production américaine :

- ✓ Coté demande, la crise Californienne a été le révélateur de la situation catastrophique du système électrique des États-Unis. Elle a entraîné la commande massive de centrales à cycle combiné (150 à 200 000MW en 5 ans). La consommation de gaz naturel devrait augmenter de presque 50% d'ici 2020.
- ✓ Coté production, les producteurs américains se montrent très optimistes, mais les derniers rapports publiés estime que la production ne va pas augmenter que de 14% d'ici 2020 si rien n'est fait, créant une dépendance forte sur les importations (celles-ci passeraient de 20 à 37%)<sup>3</sup> ;
- ✓ Selon l'AEI<sup>4</sup>, les quatre terminaux méthaniers devraient tourner à nouveau à leur pleine capacité et une dizaine d'autres terminaux seraient à l'étude.

Même si tous ces projets n'aboutissent pas, il est vraisemblable que les États-Unis vont devenir, dans les prochaines années, un acteur important sur le marché du GNL, à hauteur d'une à quelques dizaines de millions de tonnes.

### 2.2.2. Le marché Asiatique.

Le marché Asiatique est de loin le plus important marché du GNL. L'ensemble Japon, Corée du Sud, Taiwan, à lui seul, importe 75% de tout le GNL commercialisé<sup>5</sup>, en provenance en grande partie de l'Asie du Sud Est (Australie, Indonésie) et du Moyen Orient. L'Inde et la Chine commencent elles aussi à importer du GNL.

Il y a actuellement au Japon 18 terminaux méthaniers pour un flux annuel de 55 Mt qui pourrait atteindre 60 à 67 en 2020, en Corée, il y en a deux en exploitation et deux en projets, pour un flux annuel de 13 Mt qui devrait atteindre 20 Mt en 2010, et à Taiwan il y en

---

<sup>1</sup> Commission Energie-environnement, « la problématique du gaz naturel au XXIème siècle », Novembre 2002, P 30.

<sup>2</sup> Milliard de tonne équivalent pétrole.

<sup>3</sup> Commission Energie-environnement, « la problématique du gaz naturel au XXIème siècle », OP cité, P 31.

<sup>4</sup> Agence internationale de l'énergie.

<sup>5</sup> Commission Energie-environnement OP cité.

un et un en projet, pour un flux annuel de 5 Mt qui pourrait atteindre 10 à 14 en 2010. La capacité unitaire des terminaux est comprise entre 3 et 7 Mt/an<sup>1</sup>. Il y aurait actuellement une dizaine de projets de terminaux en Inde, seul trois ou quatre de ces projets auraient des chances d'aboutir d'ici 2010. En Chine un ou deux projets auraient des chances d'aboutir d'ici 2010.

Le prix du gaz naturel sur le marché asiatique semble être systématiquement plus élevé que sur les autres marchés, du fait du recours obligé au GNL (celui-ci y représente 97% de la consommation contre 8% pour l'Europe et 1% pour les États-Unis).

La Chine, en particulier, mise beaucoup sur le gaz naturel pour faire face à ses immenses besoins en énergie tout en réduisant les pollutions locales et régionales provoquées par l'utilisation presque exclusive, et dans les mauvaises conditions, du Charbon. La Chine possède elle-même du gaz naturel dans sa province occidentale du Xinjiang, et se montre très intéressée par les ressources d'Asie centrale et de Sibérie. Il faudrait, pour bénéficier de ces ressources, construire des gazoducs ouest-est et nord-sud permettant de desservir d'abord les provinces chinoises côtières industrialisées, puis de prolonger vers la Corée et, peut être le Japon. Les investissements cités sont très élevés, de l'ordre de 120 milliards US\$, à la hauteur des enjeux.

### 2.2.3. Le marché Européen.

L'Europe arrive en troisième position, derrière l'Amérique du nord et la Russie, en terme de consommation de gaz naturel, mais elle est de loin le premier importateur : elle importe le tiers de sa consommation, ce qui représente les deux tiers des échanges inter régions, soit :

- La quasi-totalité des échanges par gazoduc ;
- 20% des échanges par GNL.

La prévision d'augmentation de la demande est de 3% par an entre 2000 et 2020 pour atteindre 0.5 à 0.6 Gtep/an, la part de gaz importé passe de 35% en 2000 à deux tiers (2/3) en 2020. Les sources d'approvisionnement futures seront de plus en plus éloignées, les réserves de loin les plus importantes étant celles de Yamal dans le Nord Sibérien, du Turkménistan et de Stockman au Nord de la Norvège. Les distances entre ces gisements et l'Europe vont de

---

<sup>1</sup> S. Boussena, « *New European Gas Market : Gas Strategies of Other Present and Potential Suppliers* », The role of Russian and CIS Countries in Deregulated Energy Markets, The 1999 International Conference, Paris 6-7 Décembre 1999, The Moscow International Energy Club et le Centre de Géopolitique des Matières Premières-Université Paris Dauphine, P 23.

5000 à 7000 km. Les investissements nécessaires seront importants : sur la base de deux à trois milles US\$ par tonne/an, il faut compter entre 600 et 1200 milliard US\$, soit une moyenne de 30 à 60 milliards US\$ par an<sup>1</sup>.

Les acteurs industriels insistent sur l'importance des marchés bilatéraux entre producteurs, transporteurs et distributeurs, de façon à pouvoir assurer l'amortissement de ces gros investissements.

La commission européenne souhaite la création d'un marché libre du gaz en Europe, permettant à la concurrence de jouer entre les différents fournisseurs. Un tel marché ne saurait véritablement exister que si les réseaux venant du Nord (Norvège) et de l'est (Russie) étaient fortement connectés avec ceux venants du Sud (Algérie et Moyen orient), de façon à permettre l'exercice d'une véritable concurrence. Or ceci est loin d'être le cas, et nécessitera des investissements importants pour l'interconnexion (et peut être le stockage), considéré par les gaziers comme non rentables.

#### **2.2.4. Vers un marché mondial.**

Il n'y a pas véritablement aujourd'hui de marché mondial du gaz. Les prix du gaz dans les trois grandes régions, Amérique, Asie et Europe, suivent certes des tendances parallèles, dues en partie à une indexation plus au moins prononcée sur le prix du pétrole mais les prix en Asie sont systématiquement plus élevés (d'environ 1.5 \$/MBTU, soit pas loin de 50%, ce qui reflète en grande partie les surcoûts liés au GNL, et les prix américains sont très liés à la loi de l'offre et de la demande dans un marché totalement dérégulé.

La diminution constante des coûts de l'ensemble de la filière GNL est de nature à favoriser la concurrence entre les nombreux fournisseurs, notamment entre la Russie et les producteurs du Moyen Orient. On notera cependant que selon l'Union Internationale des Industries gazières, la part du GNL dans le commerce inter régional devrait rester stable, autour de 45%, dans les 20 à 30 prochaines années.

Le développement du commerce du GNL favorise certainement l'émergence d'un marché mondial. Il existe déjà un marché spot du GNL, même si celui-ci ne porte que sur de très faibles quantités. La poursuite de la baisse des coûts de transport, si elle se manifeste, pourrait favoriser l'émergence d'un marché mondial. Il n'en demeure pas moins que les infrastructures de transport sont des infrastructures lourdes, et que cela introduit une rigidité certaine dans le système d'approvisionnement de gaz naturel.

---

<sup>1</sup> Commission Énergie-environnement, Op cité, P 32.

En fin, il semble bien difficile de pronostiquer s'il y aura ou non émergence d'un marché mondial et ce que seront les rapports de force géopolitiques entre les grands fournisseurs (Russie, Moyen Orient) et les grands consommateurs (États-Unis, Europe, Asie).

### **2.3. Les prix du gaz naturel.**

La question des prix du gaz est un sujet complexe, dans sa problématique (formule de prix, indexation, tarification), ainsi la fixation des prix à long terme reste un problème difficile qui requiert la recherche d'un consensus entre les différents intervenants sur le marché du gaz. Ce compromis conditionne l'essentiel du potentiel de développement à long terme du rôle du gaz dans les bilans énergétiques mondiaux et la croissance des échanges internationaux. De plus, contrairement à la situation qui prévaut pour les produits pétroliers ou l'électricité, il n'y a pas de marché spécifique du gaz naturel ; en conséquence celui-ci ne joue jamais de rôle directeur. Ce sont donc les prix de vente des énergies concurrentes qui déterminent, pour un usage donné, le prix du gaz.

#### **2.3.1. Indexation du prix du gaz sur celui du pétrole.**

L'indexation du prix du gaz sur le pétrole a d'abord une origine historique. Lorsque le gaz naturel a été introduit en grandes quantités sur le marché européen à la fin des années 1960 et au début des années 1970<sup>1</sup>, le mazout était le combustible le plus utilisé. Les contrats de livraison de gaz avec les pays producteurs ont été signés pour de longues périodes (20 à 30 ans). Conscientes qu'en l'absence de dispositions de sauvegarde, le gaz naturel, une énergie «nouvelle», aurait du mal à s'affirmer face au mazout déjà solidement établi, les parties impliquées ont ancré le principe de l'indexation sur le prix du pétrole dans la plupart des contrats de livraison. Le fait que les pays exportateurs de gaz soient également exportateurs de pétrole a probablement aussi joué un rôle. Ils n'avaient en effet pas intérêt à encourager la concurrence entre les deux combustibles.

En raison de ces clauses, le prix du gaz suit constamment et automatiquement les variations de son principal concurrent, qui varie lui-même selon l'humeur des marchés. L'adaptation a généralement lieu chaque trimestre ou chaque semestre. Cette indexation met en principe les consommateurs de gaz à l'abri d'augmentations arbitraires du prix du gaz par les pays producteurs. Pour les clients captifs – c'est-à-dire ceux qui ne consomment que du gaz et qui ne peuvent pas changer de fournisseur – le risque est donc faible de devoir

---

<sup>1</sup> Terence H. Thorn & Klaus Kabelitz, « Gas Prospects, Strategies and Economics », report of IGU Working committee 9, 22<sup>nd</sup> World Gas Conference June , 2003 Tokyo, Japan, P 12.

supporter des coûts de combustible disproportionnés par rapport au prix du mazout. Mais cette situation de monopole présente également des inconvénients, notamment le manque de transparence au niveau des prix.

La production de gaz naturel est une activité risquée (lourds investissements, incertitude sur les réserves des gisements, etc.). En outre, sur l'ensemble des usages à la consommation finale comme pour la production d'électricité, le gaz naturel est en concurrence avec toutes les énergies et ne dispose pas de marché captif. Ainsi, en raison du niveau des coûts de transport et de distribution, la faiblesse du prix du gaz à la tête de puits doit être compensée par des volumes très importants. Étant données les possibilités de substitutions énergétiques, le risque de volume repose également sur les producteurs. Dès lors, le contrat signé entre un producteur et un acheteur est le moyen pour le premier de diminuer ce risque et pour le second, de s'assurer des approvisionnements.

C'est ainsi que dans les contrats gaziers, le producteur et l'acheteur s'engagent sur du long terme avec une clause « *Take or Pay* » et l'engagement porte sur une quantité et sur un prix.

Le développement des infrastructures a ainsi justifié, dans un premier temps, une situation de monopole naturel dont la tarification est basée sur un calcul *net back*.

Afin de trouver un prix qui puisse être significatif sur une aussi longue période (25 ans) et de tenir compte des possibles substitutions énergétiques, la formule de fixation du prix du gaz doit être indexée sur une énergie concurrente du gaz naturel. Le contrat gazier de long terme est donc un contrat de partage de risques.

### **2.3.2. Le principe du net-back.**

En dehors du marché nord-américain, la contrainte de débouchés qui pèse sur l'acheteur, qui est également le vendeur final du produit, conduit les parties à s'entendre sur un prix fixé par une technique de *net-back*. En effet, on considère généralement que le gaz n'a pas de marchés captifs, dans la mesure où il est substituable dans tous ses usages même si l'élasticité de cette substitution est très variable en fonction des secteurs et peut évoluer dans le temps. Acheteurs et vendeurs négocient les prix du gaz sur la base des prix de ses substituts possibles sur le marché de destination, auxquels ils retranchent les coûts de distribution, de stockage, et éventuellement de transport. Ils obtiennent ainsi des formules de prix indexées, à partir desquelles les prix sont revus régulièrement, ce qui tend à amortir l'incidence sur le gaz naturel des variations des indices sous-jacents.

Ce mode de fixation des prix n'est toutefois pas un processus automatique. En effet, les indices de référence et les coefficients dont ils sont affectés dans la formule de prix

donnent lieu à une négociation. Ainsi, lorsque l'offre est contrainte par la demande, les producteurs sont en position de force et cherchent à indexer les prix sur ceux des combustibles les mieux valorisés. Lorsqu'en revanche se présentent des excédents d'offre sur le marché, les acheteurs préfèrent indexer les prix du gaz sur les combustibles les moins valorisés, tels que le fioul lourd, voire le charbon.

Exemple de calcul net bak<sup>1</sup>

Prix du gaz = prix de l'énergie concurrente la moins chère

- coûts de transport de la frontière au consommateur
- coûts de stockage pour les pointes de consommation
- toutes taxes à la consommation

### 2.3.3. Absence d'un prix mondial du gaz naturel.

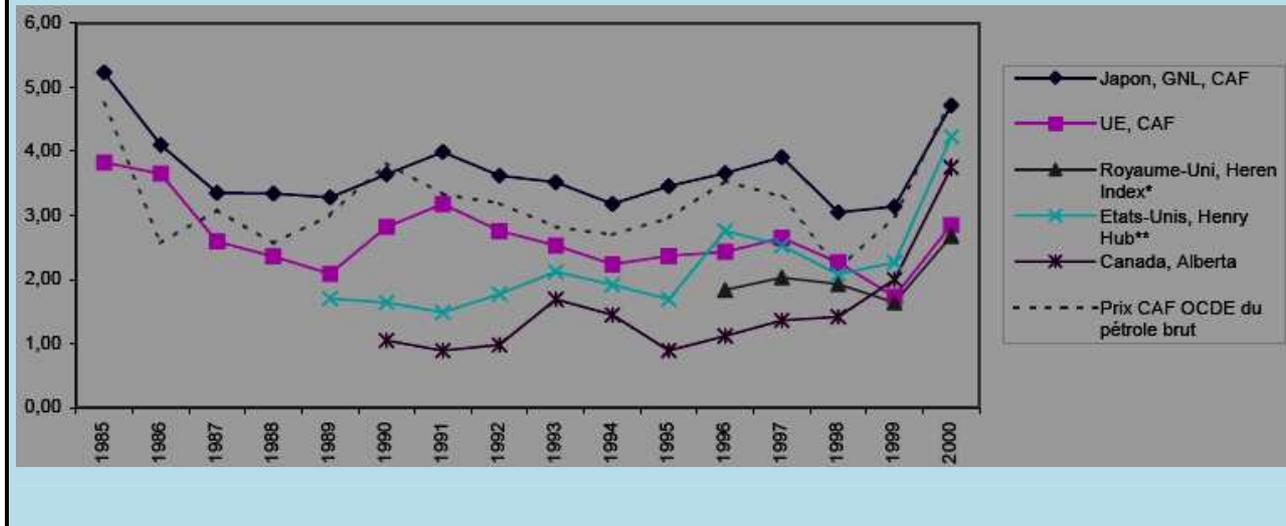
Une conséquence importante du cloisonnement des marchés est l'absence de référence mondiale pour le prix du gaz naturel comme il peut en exister pour le pétrole. La **figure00** montre l'évolution des prix du gaz naturel sur les différents marchés.

Elle appelle trois commentaires. D'abord, le prix du gaz naturel au Japon est historiquement plus élevé que sur les autres marchés car le gaz y est surtout utilisé pour la production d'électricité, un usage qui en tire la valeur à la hausse. Ensuite, on observe qu'alors que les prix européens avaient toujours été plus élevés que les prix nord-américains, cette hiérarchie s'est inversée assez brutalement en 1999, sous l'effet conjugué aux États-Unis d'un resserrement de l'approvisionnement, de stocks insuffisants et de conditions climatiques défavorables. Enfin, s'agissant de l'Europe, la remarquable convergence des prix continentaux et britanniques à partir de 1998 est liée à la mise en service du gazoduc Interconnector, qui relie la Grande-Bretagne à l'Europe continentale entre Bacton et Zeebrugge (Belgique).

---

<sup>1</sup> Karim Faïd et Jean-Pierre Favennec, « prix du gaz et prix du pétrole : vers le découplage », 2003, P 07.

**Graphique 1.2 : prix du gaz naturel sur les marchés régionaux 1985-2000  
(\$ BMbtu)**



Source: BP, *Statistical Review of World Energy 2001*, \*PH Energy, \*\*Natural Gas Week

Par ailleurs, les mécanismes de formation des prix sont différents selon les marchés. En Amérique du Nord s'est développé un marché régional au comptant, tandis qu'en Europe et au Japon, les prix du gaz évoluent le plus souvent en fonction de formules de prix négociées à long terme, sur la base d'une forme de net-back.

### 3. les caractéristiques géopolitiques du gaz naturel.

La grande majorité des échanges internationaux se fait entre pays pour lesquels les lois classiques de l'économie ne s'appliquent pas ou seulement de façon très partielle. En effet, les théories économiques s'appuient toujours sur un certain nombre d'hypothèses, et l'on peut citer, à titre d'exemple :

- ✓ la dotation initiale en facteurs de production, considérée comme donnée ;
- ✓ le comportement « rationnel » des agents économiques ;
- ✓ la maximisation de l'intérêt collectif résultant de la maximisation des satisfactions individuelles, etc.

L'inégale répartition des facteurs de production au niveau mondial constitue un premier obstacle au bon fonctionnement des lois habituelles de l'économie, elle remet notamment en cause la concordance entre l'intérêt général et la somme des intérêts individuels. D'autre part, si le comportement des agents est sans doute rationnel, il ne l'est pas dans le sens que donne à ce mot la plupart des grandes théories économiques. Dans de nombreux cas, et plus particulièrement dans les relations internationales, se dégagent des positions de force, le fonctionnement des échanges est alors dominé par ces rapports de force.

« Sous le vocable de géopolitique, nous entendrons l'étude des rapports de force qui déterminent, dans une large mesure, le déroulement des échanges et le comportement des agents économiques »<sup>1</sup>.

La géopolitique permet de relier différents paramètres et d'élaborer la synthèse d'une situation politique et de ses possibilités d'évolution. Son champ d'investigation couvre plusieurs domaines : géographique (et démographique), économique (et financier), technique et politique.

### 3.1. Principes de géopolitique de l'énergie.

L'énergie est un des facteurs de production essentiels entrant dans le fonctionnement de toute économie nationale. Deux possibilités sont ouvertes :

- Soit la plupart des économies nationales trouvent sur leur territoire les ressources énergétiques que leur développement et leur fonctionnement requièrent ;
- Soit s'instaurent des relations énergétiques internationales. C'est bien sûr le cas dans la réalité, au moins depuis la première guerre mondiale et l'amorce du mouvement de substitution du pétrole au charbon.

L'existence de relations énergétiques internationales étant acquise, de nouveau une alternative s'ouvre, portant sur les modalités du rapprochement géographique entre sources d'énergie primaire et centres de consommation :

- Soit il se fait par absorption, de fait ou de droit, de zones riches en ressources dans la zone de souveraineté des économies nationales non autonomes énergétiquement ; c'est la solution impériale, où les États raisonnent en termes d'espace vital énergétique ;
- Soit ce rapprochement se fait sur le mode de l'échange marchand, excluant l'extension de la zone de souveraineté et le recours à la coercition.

Historiquement, on observe indéniablement un glissement progressif mais profond et probablement irréversible, du premier vers le second mode de rapprochement de « l'offre » et de la « demande » énergétique : de l'empire vers le marché. Cependant, il est sans doute vrai que les échanges énergétiques internationaux ne sont jamais purs de toute dimension impériale.

L'approvisionnement énergétique des économies nationales (et notamment des plus importantes d'entre elles) se fait aujourd'hui sur le mode d'échanges marchands. Il importe de comprendre que ces échanges mettent de moins en moins en contact des appareils administratifs nationaux (des États), et sont d'abord le fait d'acteurs agissant dans une logique

---

<sup>1</sup> A. Giraud, X. Boy de la Tour, Op cité, P 25

de profit privé (l'énergie n'échappe pas à ce qu'on appelle la « transnationalisation » des relations internationales). Ce n'est qu'au niveau de leurs conséquences macro-économiques que ces flux relient des économies nationales, et à ce titre intéressent les appareils d'États.

En tant que garant de la sécurité et de l'indépendance nationale et, dans certains cas, agent d'une politique globale d'influence sur les affaires du monde, l'État trouve au moins trois motifs à s'intéresser aux relations énergétiques internationales :

- Tout d'abord les relations marchandes entre acteurs de la scène énergétique s'inscrivent dans un cadre institutionnel et juridique dont la définition est un objet naturel de la politique extérieure (l'énergie ne se distingue pas des autres secteurs de l'économie mondiale) ;
- Ensuite, le marché est par définition une modalité non coercitive de transfert international de richesses : si cette règle de la non-coercition vient à être rompue (situation de crise), il revient à l'État d'engager la diplomatie et la force pour rétablir les conditions normales des échanges marchands ;
- Enfin, le principe de prudence impose à l'État d'agir en amont pour minimiser les risques de perturbations des relations marchandes, et leurs conséquences sur l'économie nationale si elles survenaient néanmoins<sup>1</sup>.

Ainsi, la généralisation des échanges marchands comme modalité des relations énergétiques internationales n'a pas fait disparaître toute forme de « projection de la puissance »<sup>2</sup> sur la scène énergétique mondiale. De la concurrence, pour la définition des structures juridiques et institutionnelles, au conflit armé pour le rétablissement des conditions de flux normaux, la notion d'intérêt national (et donc d'antagonisme potentiel entre intérêts nationaux) n'a pas déserté le jeu énergétique.

### **3.2. La mécanique de l'approvisionnement gazier : rigide et régionalisée.**

A la différence du marché pétrolier, le marché gazier international connaît un fonctionnement assez rigide, organisé techniquement et économiquement sur une base régionale. La chaîne gazière impose des investissements si élevés (usines de liquéfaction et flotte de méthaniers pour le GNL, des installations de regazéification et des gazoducs transcontinentaux pour le transport terrestre) que leur mise en œuvre ne se fait que dans le cadre de contrats de long terme (plusieurs décennies) entre un producteur (souvent un consortium) et un pool d'acheteurs, épaulés par un consortium bancaire. On encadre la prise

---

<sup>1</sup> M. Antoine Eyl-Mazzega, Centre d'Etudes et de Recherches Internationales (CERI), « La transformation des équilibres sur le marché gazier eurasiatique et la stabilité de l'UE quels risques et menaces émanent de la Russie ? », Janvier 2008, P 53.

<sup>2</sup> A. Giraud, X. Boy de la Tour, Op cité, P 27.

de risque par des clauses d'obligation de fourniture et d'enlèvement, dites « take or pay ». Il n'existe pas de marché « spot » du gaz naturel, bien que les tendances récentes vont vers plus de flexibilité dans les relations offreurs-demandeurs.

Ceci se traduit par l'existence de prix régionaux du gaz : essentiellement, un prix pour l'Amérique du Nord (très bas, du fait de l'abondance des ressources et de la faible proportion du GNL dans l'approvisionnement), un prix japonais (élevé en raison de la place prépondérante du GNL, en provenance d'Asie du sud-est, et de plus en plus du Moyen-Orient) et un prix européen (intermédiaire, l'approvisionnement faisant intervenir du GNL algérien, du gaz « terrestre » russe, hollandais et de Mer du Nord, ainsi que d'Algérie via les gazoducs transmed). Les relations entre fournisseur et acheteur sont beaucoup plus directes et significatives, du point de vue de la sécurité des approvisionnements, que pour le pétrole. Par ailleurs (même s'il ne faut pas surestimer cette possibilité), il peut exister des cas de concurrence absolue entre plusieurs candidats à l'importation pour le gaz d'une région donnée.

Ainsi, à terme, pourrait se poser un problème d'accès au gaz de Sibérie entre la Chine et l'Europe ; du gaz du Moyen-Orient (Iran, Qatar) entre l'Europe et l'Asie du Sud et de l'Est ; du gaz nigérian entre l'Europe et l'Amérique du Nord, voire du Sud ; à la limite, du gaz algérien entre l'Amérique du Nord et l'Europe.

Les caractéristiques de la chaîne gazière font que l'État est présent très directement aux deux extrémités de cette chaîne. La plupart des pays européens importateurs avaient conféré à une société nationale (voire à une administration) le monopole des importations. Cette situation évolue très rapidement sous l'effet des politiques de libéralisation promues par les instances européennes dans le cadre des Traités. Toutefois, l'introduction de la concurrence rencontre des résistances que résume bien le cas français<sup>1</sup>.

Côté producteurs, le monopole national d'exportation est la norme, notamment pour ce qui concerne l'Europe, en Algérie et en Russie, où Sonatrach et Gazprom sont des piliers de la vie économique et politique nationale. Les producteurs de Mer du Nord sont privés ou adoptent des comportements de compagnies privées, comme le groupe public norvégien Statoil, même si les gouvernements sont présents dans la négociation des grands projets.

### **3.3. La sécurité d'approvisionnement et les particularités du secteur gazier.**

La sécurité des approvisionnements en énergie vient au premier plan des inquiétudes des opinions publiques et des gouvernements. En 1973, cette notion était claire ; il s'agissait

---

<sup>1</sup> M. Antoine Eyl-Mazzega, Centre d'Etudes et de Recherches Internationales (CERI), « La transformation des équilibres sur le marché gazier eurasiatique et la stabilité de l'UE quels risques et menaces émanent de la Russie ? », OP cité, P 59.

de se prémunir d'une rupture d'approvisionnement du pays en pétrole brut. Aujourd'hui, la notion mérite d'être redéfinie.

La sécurité d'approvisionnement ne s'arrête pas aux frontières du pays, elle concerne toute la chaîne énergétique jusqu'au consommateur final ; la sécurité des infrastructures à tous les niveaux de la chaîne mais plus particulièrement aux points de passage critiques (pipeline, détroits, ...) contre les désastres naturels, les menaces terroristes, etc. Elle concerne toujours le pétrole brut, mais aussi la fourniture de produits pétroliers aux consommateurs, le gaz et l'électricité. Les ruptures d'approvisionnement aux États-Unis après les ouragans Katrina et Rita, le récent choc gazier en Angleterre, ou les « blacks outs » en Californie ou en Italie, sont là pour nous rappeler que toutes les énergies sont concernées.

Le fait que de nouveaux grands ensembles entrent dans le système énergétique mondial, cette notion ne signifie pas non plus la même chose dans les différents pays. Alors que jusqu'à présent, seul le pétrole se négociait au plan mondial, un processus de mondialisation est à l'œuvre dans le secteur gazier porté par le marché du gaz naturel liquéfié (GNL) en pleine expansion. Les producteurs gaziers auparavant confinés à des débouchés essentiellement régionaux, vont être amenés à effectuer des arbitrages entre les grands pôles mondiaux de consommation (ex. arbitrage de la Russie entre les trois grands consommateurs Europe, Amérique, Asie).

Pour l'évacuation du gaz, la Russie reste incontournable pour l'Europe, comme nous l'a rappelé la crise russo-ukrainienne. Il est nécessaire de revenir sur le rôle croissant du russe Gazprom, première compagnie gazière au monde et grand conglomérat. Gazprom détient 60% des réserves gazières russes, en assure 90% de la production et représente 20% de la production mondiale de gaz<sup>1</sup>. Les objectifs de Gazprom sont :

- maintenir sa position dominante dans l'approvisionnement européen ;
- investir dans la filière GNL et développer les « swaps gaziers » avec les partenaires euro méditerranéens ;
- faire l'acquisition d'actifs à l'étranger à hauteur de 20% de son capital, en particulier dans les pays Baltes, dans les Balkans et en Europe de l'Ouest (transport, stockage, distribution et production électrique). Gazprom a fait dès le début des années 1990 son entrée sur le marché allemand par des accords avec Basf et Eon.

---

<sup>1</sup>Commission ENERGIE, Rapport d'étape- Groupe 2, « Les Perspective de l'offre et de la demande mondiales », 30 novembre 2006, P 51.

Gazprom affiche comme objectifs pour 2015 : 10% du marché français, 20% du marché britannique<sup>1</sup>. L'accord en cours entre Gazprom et Eni devrait permettre à Gazprom de faire son entrée dans la distribution du gaz en Italie et à Eni de participer à l'exploration d'hydrocarbures en Russie. Récemment, l'annonce d'accords gaziers signés entre la Sonatrach et Gazprom/Lukoïl a ravivé les craintes de constitution d'un cartel des pays exportateurs de gaz. Dans une certaine mesure, on peut dire qu'un cartel existe déjà de manière informelle. Il existe un Forum des pays exportateurs de gaz, créé en 2001 à Téhéran, qui regroupe 15 pays producteurs, dont l'Algérie, l'Iran, le Qatar, la Russie et le Venezuela. La Norvège y est observateur. Mais sa transformation en OPEG<sup>2</sup> ne semble pas à l'ordre du jour. Ce forum organise des contacts réguliers entre les principaux producteurs (Gazprom, Sonatrach, Statoil et Gasunie) et n'a pas forcément besoin d'un cadre institutionnel pour exister. En outre, à ce stade, un tel cartel serait essentiellement régional et concerne principalement l'approvisionnement de l'Europe).

### **3.4. Géopolitique de la demande de gaz naturel.**

Dans ce dernier point nous présenterons les différentes politiques, relatives au gaz naturel, en vigueur respectivement, aux Etats Unis, en Asie et en Europe.

#### **3.4.1. La politique américaine.**

Les Etats Unis ont de tout temps développé l'exploitation de leur propres ressources de gaz naturel, qui sont fort abondantes ; le Canada (et un peu le Mexique) leur apporte le complément permettant de répondre à la demande. Les importations en provenance d'autres régions sont tout à fait marginales.

Les producteurs américains sont très optimistes quant aux ressources exploitables à un coût raisonnable. Le gouvernement américain, dans le National Energy Policy<sup>3</sup> (mai 2001) se montre plus soucieux, prévoit un écart grandissant entre la demande et l'offre si l'augmentation de l'offre reste analogue à ce qu'on a observé au cours des dix dernières années. La crise énergétique en Californie a illustré la rigidité du système gazier américain : faute d'investissement en temps utile, la demande a largement excédé l'offre et les prix ont flambé.

---

<sup>1</sup> Commission ENERGIE, Rapport d'étape- Groupe 2, P 51.

<sup>2</sup> Organisation des Pays Exportateurs de Gaz.

<sup>3</sup> Cité dans Commission Énergie-environnement, « la problématique du gaz naturel au XXI<sup>ème</sup> siècle », Novembre 2002, P 48.

Les recommandations du rapport, « National Energy Policy » déjà cité, sont de deux natures : faciliter l'exploration aux Etats Unis (notamment dans la réserve nationale de l'Alaska) et diversifier au maximum les sources d'approvisionnement. Ce dernier volet est particulièrement intéressant, car il marque une volonté d'assurer la sécurité de leur approvisionnement, dans une approche très globale, qui vise autant la Russie que le Moyen Orient ou l'Afrique.

On peut donc se demander si les Etats Unis ne vont pas se transformer en importateur de gaz venant du Proche Orient, de la Russie ou d'Algérie. Ceci nécessiterait la construction de nouveaux terminaux en Amérique du Nord, ce qui peut soulever quelques problèmes avec les associations écologistes. En ce qui concerne l'Europe, cela peut avoir des conséquences non négligeables sur ses propres importations.

### **3.4.2. Les politiques des pays asiatiques.**

Les pays d'Asie gros consommateurs de gaz sont le Japon, la Corée et Taïwan. Par la force des choses, ils achètent du GNL et s'efforcent de diversifier leurs sources d'approvisionnement : Indonésie, Australie et moyen Orient. La Chine et l'Inde ont des projets importants d'installation de terminaux gaziers. Face à l'augmentation de la demande, le Moyen Orient va jouer un rôle grandissant compte tenu de l'abondance de ses réserves.

Il est vraisemblable que les pays de l'Est de l'Asie vont tout faire pour se procurer le gaz de l'Asie centrale et de la Sibérie, dont on a vu l'importance, et qui pourrait être amené en Chine par gazoduc. Certains gisements, dans l'Est Sibérien, pourraient desservir le Nord de la Chine, la Corée et le Japon. Le problème majeur aujourd'hui reste celui des investissements à réaliser pour développer les gisements et acheminer le gaz sur de très grandes distances.

En diversifiant leurs approvisionnements, ces pays réduiraient les risques géopolitiques et pourraient, dans une certaine mesure, faire jouer la concurrence. Cependant comme on l'a signalé précédemment, la lourdeur des investissements nécessaires imposera des contrats à long terme et la concurrence ne devrait jouer que sur des quantités marginales.

### **3.4.3. La politique de l'Union Européenne.**

La politique de l'Union Européenne est éclairée par le livre vert sur l'énergie<sup>1</sup>. Celui-ci envisage une forte augmentation de la demande, de 300 à 600 Mtep environ pour l'Europe, dans les 20 ans qui viennent, les importations passant dans le même temps de 110 à 370 Mtep.

---

<sup>1</sup> **Commission Européenne**, LIVRE VERT « vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique », Novembre 2000.

La Commission européenne note que la sécurité d'approvisionnement doit être reconnue comme un objectif essentiel, et préconise trois types d'action :

- ✓ Des accords à long terme avec les pays producteurs, au premier rang desquels la Russie, les pays de la mer Caspienne, ceux du Moyen Orient et d'Algérie. En fait, avec la Russie, c'est un véritable « partenariat » qui est proposé ;
- ✓ La diversification des sources d'approvisionnement, notamment en multipliant les capacités d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- ✓ La mise en place d'un véritable « marché intérieur européen » du gaz, en réalisant les interconnexions entre les grands réseaux de gazoduc, et entre ceux-ci et les terminaux de GNL. L'objectif est de développer une forte concurrence à l'intérieur de l'Europe, seule susceptible, aux yeux de la Commission, de contre balancer les risques de cartellisation des importations.

### **Conclusion.**

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant. L'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan de l'environnement favorisent son utilisation, notamment dans des secteurs à forte valeur ajoutée : industrie de précision, production d'électricité.

Les coûts techniques de production, de traitement et surtout de transport du gaz naturel reste toute fois élevés et représentent un handicap. Cette difficulté est d'autant plus réelle que la part des réserves de gaz situées en mer ou dans des zones difficiles tend à augmenter. Dans ces conditions, les progrès techniques permettant de réduire ces coûts devraient jouer dans l'avenir un rôle majeur dans le développement du commerce international de gaz naturel.

L'offre et la demande de gaz sont évidemment, comme pour beaucoup d'autres produits, très liés par l'intermédiaire des coûts (production, transport, distribution) et des prix (concurrence entre producteurs, organisation du marché de distribution, concurrence avec les autres énergies). Le gaz comme le pétrole, se trouve là où la nature a bien voulu le mettre, pas forcément près des endroits où on a besoin ce qui a donné une position géostratégique pour le gaz naturel en impliquant des enjeux non négligeables liés à la sécurisation des approvisionnements en gaz naturel. Dans le chapitre qui suit nous étudierons en détail les composantes du marché européen de gaz naturel et l'éventail des enjeux de la sécurité d'approvisionnement de ce marché.

## CHAPITRE DEUXIEME

---

---

### L'UNION EUROPEENNE ET LE GAZ NATUREL : LES ENJEUX DE LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT

En Europe, le gaz naturel s'est développé à partir des années cinquante, supplantant progressivement le gaz de ville. Il représente désormais 24 % de la consommation énergétique européenne, et ses qualités intrinsèques semblent lui garantir des marges de progression importantes. Moins polluant que les autres combustibles fossiles, le gaz naturel bénéficie en effet d'une bonne image de marque auprès de populations de plus en plus sensibles à la qualité de leur environnement. Très performant dans la production d'électricité, pour laquelle il nécessite relativement peu d'investissement initial, il est sans doute appelé à jouer un rôle croissant sur un marché européen de l'électricité progressivement ouvert à la concurrence.

La sécurité d'approvisionnement a longtemps été analysée à travers le seul prisme de l'indicateur de dépendance aux importations. Elle fait aujourd'hui l'objet d'une approche globale, comme en témoigne le Livre vert<sup>1</sup> de la Commission européenne. Sont donc désormais pris en considération l'ensemble des facteurs qui concourent à rendre disponible au client final européen un gaz naturel compétitif.

Dans ce présent chapitre, on exposera dans une première section les spécificités de la zone européenne, et dans une deuxième, la structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel du marché européen, suivie des modes d'approvisionnements sur ce marché, et finalement, la démarche suivie par l'Union Européenne pour l'ouverture du marché européen du gaz naturel.

---

<sup>1</sup> Commission Européenne, LIVRE VERT « vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique », Novembre 2000.

## 1. Les spécificités de la zone européenne.

Cette section sera consacrée pour faire apparaître le développement inégal du marché européen du gaz naturel, avec sa croissance importante qui varie d'un pays à un autre. En étudiant cet espace européen qui recel des ressources importante en gaz naturel, mais qui voit sa dépendance aux importations en continuelle croissance, et nous nous interrogerons sur la spécificité de cette zone.

### 1.1. Un marché inégalement développé avec une croissance importante.

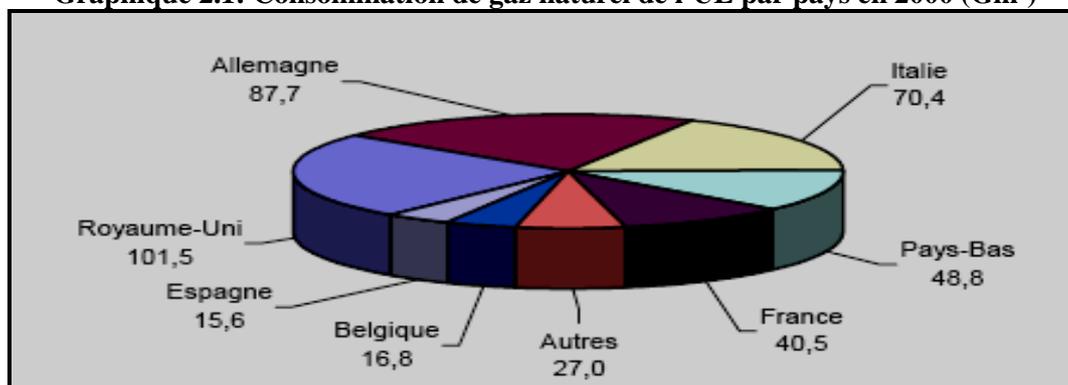
Ce paragraphe traitera du développement du marché européen et de la croissance de la demande européenne du gaz naturel.

#### 1.1.1. Un marché inégalement développé.

Le marché européen du gaz naturel ne s'est développé qu'à partir de la fin des années cinquante, mais à un rythme très soutenu : la part dans la consommation mondiale des Etats membres actuels de l'UE est passée de 3 % en 1960 à 16,2 % en 2000 (soit 408 Gm<sup>3</sup> de gaz naturel). La part du gaz naturel dans le bilan énergétique européen était en 2000 de 22 %<sup>1</sup>.

Toutefois, la pénétration du gaz naturel dans l'UE est encore très inégale. Ainsi, alors que le marché italien s'est développé dès les années cinquante, le marché portugais n'existe que depuis 1997 et connaît encore des taux de croissance spectaculaires, liés à la mise en service du gazoduc Maghreb-Europe. L'Espagne est un marché plus ancien mais n'a misé sur le gaz naturel que récemment : sa consommation a presque doublé entre 1995 et 2000. Au total, en 2000, sept Etats membres (Royaume-Uni, Allemagne, Italie, Pays-Bas, France, Belgique et Espagne) représentaient 93 % de la consommation de l'UE, pour 85 % de sa population et 62 % de sa surface (graphique 2.1).

**Graphique 2.1: Consommation de gaz naturel de l'UE par pays en 2000 (Gm<sup>3</sup>)**



*Source : AIE, Natural Gas Information 2001.*

<sup>1</sup> Jean Marie Devos, Université Paris Dauphine, centre de géopolitique de l'énergie et de matières premières CGEMP, « Security for Natural Gas Supply in Europe. The European gas industry facing security of supply », Mai 2007, P17.

Il faut de plus mentionner que les Etats nouvellement adhérents à l'Union européenne sont de gros consommateurs de gaz naturel : la Roumanie (16,2 Gm<sup>3</sup> en 2000), la Pologne (12,8 Gm<sup>3</sup>) et la Hongrie (12,0 Gm<sup>3</sup>)<sup>1</sup>.

### 1.1.2. Une demande en continuelle croissance.

Les études des perspectives sur le développement du gaz naturel en Europe prévoient toutes une augmentation importante de la demande de gaz naturel dans les deux prochaines décennies. L'observatoire méditerranéen de l'énergie prévoyait par exemple en 1999 que les besoins en gaz naturel de l'UE passeraient de 386 Gm<sup>3</sup> (344 Mtep) en 1999 à 500 Gm<sup>3</sup> (445 Mtep) en 2000 et 597 Gm<sup>3</sup> (531 Mtep) en 2020<sup>2</sup>. L'étude European Energy 2020 publiée en 1996<sup>3</sup> par la Commission européenne spécifiait quatre scénarios aboutissant à une consommation européenne en 2020 pouvant aller de 431 Mtep à 502 Mtep, contre 315 à 340 Mtep en 2000. Cette augmentation de la demande s'accompagnerait en outre d'un accroissement de la part du gaz naturel dans le bilan énergétique européen, qui atteindrait plus de 25 % en 2020.

**Tableau 2.1**  
**Consommation d'énergie primaire par énergie dans l'Union Européenne (en Mtep)**

Années / Energies	1973	1979	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005
Combustibles minéraux solide	27.84	31.87	24.17	19.15	14.72	14.21	12.84	13.61	12.98	13.54
Produits pétroliers	121.49	114.2	82.15	88.32	92.37	95.14	93.32	92.42	92.93	92.08
Gaz	13.2	20.97	23.24	26.31	30.36	37.61	40.21	39.32	40.1	40.88
Electricité	7.72	16.7	61.65	83.19	99.15	108.93	113.54	114.97	117.22	117.48
Energie renouvelable thermique	9.4	9.39	10.43	12.19	12.36	13.29	13.23	12.66	12.41	12.5

Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie<sup>4</sup>

<sup>1</sup> Ecole nationale d'administration, Promotion Copernic Séminaire Energie et société, «Aspects économiques et géopolitiques liés au développement prévu du gaz naturel dans un marché ouvert », Décembre 2001, P 17.

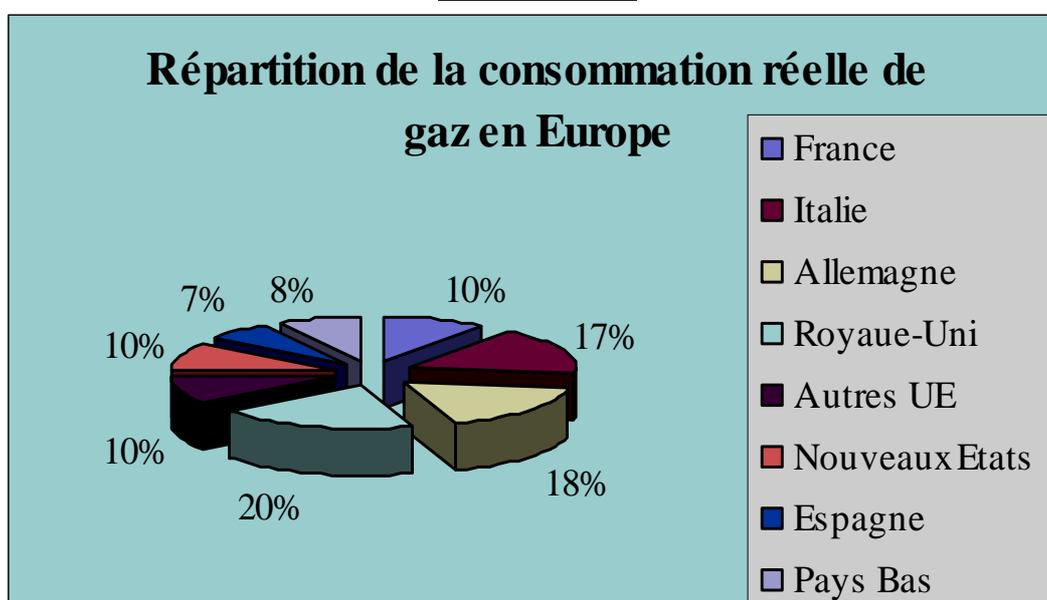
<sup>2</sup> Idem, P 18.

<sup>3</sup> In ENA, OP cité.

<sup>4</sup> Centre d'analyse stratégique, Commission "Energie", « enseignements du passé », Annexe au rapport d'étape, Novembre 2006

En 2005, la consommation réelle de gaz naturel dans l'UE a enregistré une hausse pour s'établir à 492,4 Gm<sup>3</sup> (40.88 Mtep). Cette hausse masque de fortes disparités au sein des différents États membres. La hausse en volume de la demande a été particulièrement importante dans trois pays : l'Italie (5,5 Gm<sup>3</sup>), l'Espagne (5,2 Gm<sup>3</sup>) et la France (1,6 Gm<sup>3</sup>). En Espagne, la hausse de la demande, liée à l'augmentation de la consommation électrique et à la construction de nouvelles centrales fonctionnant au gaz naturel, s'est établie à 18 %. À l'inverse, la demande a reculé ou est restée stable dans trois autres pays : Pays-Bas (-2,9 Gm<sup>3</sup>), Allemagne (0 Gm<sup>3</sup>) et Royaume-Uni (-0,9 Gm<sup>3</sup>). Ces six pays représentent à eux seuls 80 % de la consommation de gaz en Europe. En 2005, la demande de gaz au sein des dix nouveaux États membres est restée quasiment stable<sup>1</sup>.

**Graphique 2.2**



*Source :* Construit par l'auteur à base des données de l'Eurogaz

## 1.2. Ressources internes abondantes et dépendance croissante aux importations.

On traitera dans ce paragraphe de l'accessibilité européenne aux ressources en gaz naturel, et de la forte dépendance aux importations du gaz afin de subvenir à la demande européenne.

### 1.2.1. Des ressources accessibles abondantes.

Les réserves prouvées situées sur le territoire de l'UE sont évaluées à 3,2 Tm<sup>3</sup>, soit 2,2 % des réserves mondiales en 2000. Ces réserves sont principalement concentrées aux

<sup>1</sup> Commission de régulation de l'énergie, « *La régulation du marché du gaz naturel* », Rapport d'activité juin 2006, P 20.

Pays-Bas (1770 Gm<sup>3</sup>) et au Royaume-Uni (730 Gm<sup>3</sup>). Si on ajoute la Norvège, les réserves atteignent 4,45 Tm<sup>3</sup>. Mais si l'Europe ne contrôle que peu de réserves, 80 % des réserves mondiales sont à distance économique du marché européen. Joël Maurice<sup>1</sup> décrit ainsi l'Europe comme un espace entouré d'une « mer de gaz naturel ». En particulier, le développement de la production de GNL au Moyen-Orient pourrait jouer à l'avenir un rôle important pour l'approvisionnement de l'Europe.

### **1.2.2. Une forte dépendance aux importations.**

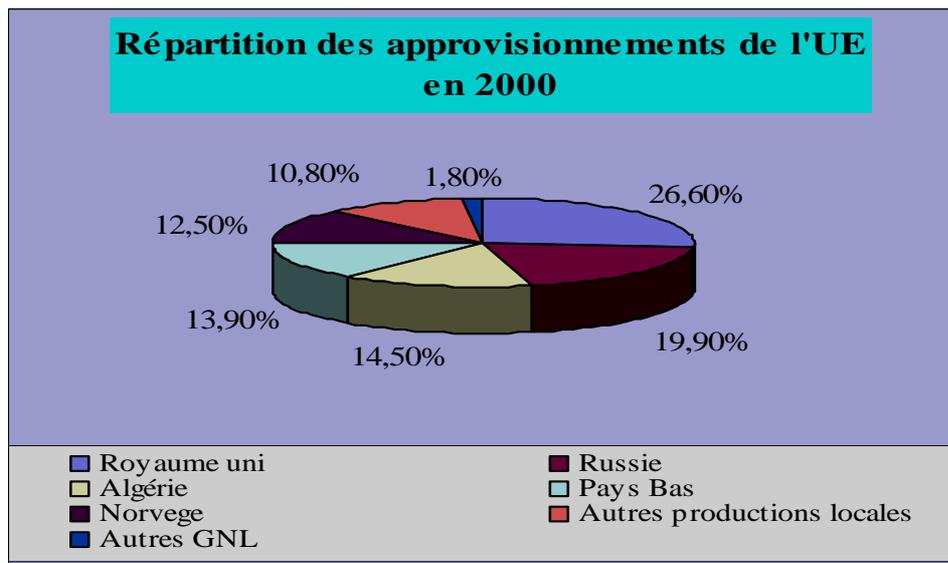
Le graphique ci-dessus présente la répartition par pays fournisseurs des approvisionnements en gaz naturel de l'ensemble de l'Union Européenne, qui dépend en 2000 à hauteur de 35 % de sources extérieures pour son approvisionnement. Les études prospectives sur le marché européen du gaz naturel prévoient en général une augmentation de ce taux de dépendance à l'horizon 2020, même si l'ampleur de cette augmentation est controversée. Ainsi, selon le Livre vert sur la sécurité d'approvisionnement énergétique de la Commission européenne, si rien n'est entrepris d'ici 2030, même en incluant la Norvège, la dépendance énergétique européenne devrait atteindre 70 % en 2030<sup>2</sup>. Cette dépendance augmentera d'autant plus que les ressources de la Mer du Nord s'épuiseront et que le nucléaire verra son rôle réduit. Une étude de l'ENI/IFP réalisée en 2001, citée par l'AIE, apporte toutefois un éclairage plus optimiste puisqu'elle estime que les ressources européennes devraient permettre à l'Europe de l'Ouest de couvrir 60 % de ses besoins durant les trente prochaines années. Ce scénario supposerait cependant le recours à des réserves plus difficiles et plus coûteuses à exploiter et donc très sensible aux hypothèses faites sur les prix du gaz.

---

<sup>1</sup> In ENA, Séminaire Energie et société OP Cité.

<sup>2</sup> ENA, Séminaire Energie et société OP Cité P 19.

Graphique 2.3



Source: Construit par l'auteur à base des données de BP, *Statistical Review of World Energy 2001*

Les grands fournisseurs de l'Union Européenne sont, la Russie (26% de la consommation), l'Algérie (11%) et la Norvège (16%)<sup>1</sup> qui interviennent avec leurs opérateurs, respectifs, Gazprom, Sonatrach et Statoil. Ces opérateurs ont, à travers les contrats « take or pay » et une politique d'alignement des prix rendus (« netback »), tissé des liens bilatéraux durables avec chacune des grandes compagnies de transport et de distribution. Cette stratégie leur a permis d'assurer le financement des infrastructures de production et de transport de gaz dans leurs propres pays, tout en gardant la maîtrise de la commercialisation aussi loin que possible en aval. Pour des raisons compréhensibles, on constate que la réponse des trois grands producteurs à l'ouverture du marché gazier européen est plutôt de renforcer le lien qui les unit à leurs acheteurs historiques, en mettant en oeuvre des politiques de partenariat. Coopération donc, plutôt que concurrence, avec leurs acheteurs historiques sur leurs marchés respectifs.

Gazprom, tout d'abord, avec 33 Tm<sup>3</sup> de réserves, soit 23 % des réserves mondiales<sup>2</sup>, ambitionne de quasiment doubler son potentiel d'exportation vers l'Europe occidentale (200Gm<sup>3</sup> /an à l'objectif 2020). Les besoins de financement pour couvrir un tel programme sont hors de ses moyens (6 à 8 milliards \$/an), tant pour le développement des champs que pour les canalisations (dont le Yamal-Europe). Aussi, Gazprom s'est-elle engagée dans un ensemble de partenariats stratégiques avec :

<sup>1</sup> Commission de régulation de l'énergie, « *La régulation du marché du gaz naturel* », Rapport d'activité juin 2006, P 20

<sup>2</sup> Commission de régulation de l'électricité, « *rapport d'étape sur l'ouverture du marché gazier français* », janvier 2002, p 15.

- Shell pour une série de projets d'exploration, de production et de transport de gaz et de production d'électricité (1997) ;
- ENI, pour le développement des gisements de la région d'Astrakan (1998) ainsi que pour la construction de la conduite « Blue Stream » à travers la Mer Noire pour approvisionner la Turquie (16 Gm<sup>3</sup>/an) ;
- GDF, Ruhrgas, Wintershall et SNAM pour la construction du tronçon du Yamal-Europe devant contourner l'Ukraine (2000). Dans sa phase initiale, ce gazoduc aurait une capacité de 20 Gm<sup>3</sup>/an, devant être portée à 60 Gm<sup>3</sup>/an en phase ultime.

Il est, dans ces conditions, vraisemblable que Gazprom restera enclin à commercialiser ses ressources de gaz à travers les entités aval de ses grands partenaires plutôt qu'à rechercher des canaux concurrents. Aussi, et bien que son engagement dans Wingas (65 % Wintershall, 35% Gazprom) en Allemagne et Promgas en Italie (association ENI-Gazprom pour vendre 2 Gm<sup>3</sup>/an à Edison) traduise un certain intérêt pour un accès plus direct au marché – paraît-il difficile de tirer des conclusions de portée générale de ces deux cas particuliers.

Sonatrach, en second lieu, avec 3,8 Tm<sup>3</sup> de réserves<sup>1</sup>, exporte aujourd'hui environ 65 Gm<sup>3</sup>/an vers la France, l'Italie et l'Espagne, à la fois sous forme de GNL (31 Gm<sup>3</sup>/an) et par canalisation (33 Gm<sup>3</sup>/an). Elle semble également avoir choisi de poursuivre le développement de ses exportations, avec un objectif de 100 Gm<sup>3</sup>/an en 2020, par le canal de partenariats avec les pétro-gaziers et avec ses acheteurs historiques :

- En 1995, Sonatrach et BP ont créé une association pour développer les réserves de la zone d'In Salah (potentiel d'environ : 10 Gm<sup>3</sup>/an qui seraient commercialisés en association) ;
- En 2000, Sonatrach et Cepsa (TotalFinaElf 45 %) ont constitué une société pour promouvoir la construction d'une nouvelle canalisation d'exportation via l'Espagne (tracé Mostaganem-Cartagène, évitant le Maroc). D'autres partenaires (ENI, TotalFinaElf, GDF) se sont joints au projet ;
- En juin 2000, GDF et Sonatrach ont conclu un accord de coopération prévoyant, notamment, la création d'une entité commune pour commercialiser 1 Gm<sup>3</sup>/an de GNL supplémentaire en Europe ;
- Début 2001, GDF s'est associé avec Sonatrach et Petronas pour l'exploration et le développement du bassin gazier d'Ahnet, au sud d'In Salah. Le potentiel de la zone est

---

<sup>1</sup> Commission de régulation de l'électricité, OP Cité, P16

estimé à 140 Gm<sup>3</sup> de réserves – soit environ 7 Gm<sup>3</sup>/an sur 20 ans – et la participation de GDF est de 25 %.

Statoil, enfin, semble désireux de poursuivre la montée en régime des exportations norvégiennes (44 Gm<sup>3</sup> en 1999 devant passer à 70 Gm<sup>3</sup> en 2020)<sup>1</sup>, en recherchant une coopération avec ses grands partenaires historiques européens :

- Statoil serait intéressé par une prise de participation dans le capital de GDF;
- En 2000, GDF a acquis de Statoil une participation de 12 % dans le gisement de Njord et de 20 % dans le champ gazier de Snohvit (plus de 200 Gm<sup>3</sup> de réserves).

Par ailleurs, le rôle joué par Statoil au sein du Comité de commercialisation du gaz à l'exportation (GFU) montre bien son attachement au mode « traditionnel » de gestion et de valorisation des ressources gazières norvégiennes.

Trois pays sont les principaux fournisseurs de gaz à l'Europe : la Russie la Norvège et l'Algérie. Ces trois pays réalisent plus de 90 % des importations européennes. Le reste des importations provient du Nigeria, de la Libye, de Trinité-et- Tobago, du Moyen-Orient et depuis 2005, d'Égypte. Toutefois, la part des nouveaux fournisseurs reste marginale dans la consommation totale, malgré la volonté de l'UE de diversifier ses sources d'approvisionnement.

## **2. Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel du marché européen.**

Cette section traitera des principales caractéristiques du marché européen du gaz naturel ainsi que de la demande et de l'offre de gaz naturel en Europe.

### **2.1. Caractéristiques du marché européen du gaz naturel.**

Le marché européen de gaz naturel est fortement dépendant des ressources extérieures, ceci a par conséquent fortement contraint l'architecture de ce marché. Jusqu'à une date récente, on observait en Europe un marché bipolaire avec, au niveau international, le marché « oligopolistique » des contrats de long terme nécessaire à l'approvisionnement européen et, au niveau national, le marché d'achat revente géré par les monopoles historiques. Avec le travail réglementaire de la Commission Européenne et des régulateurs nationaux, les échanges entre marchés nationaux augmentent et devraient être renforcés par le développement des échanges de moyen et court termes sur les « hubs » gaziers et par l'émergence de nouveaux « marchés de la régulation ».

---

<sup>1</sup>Commission de régulation de l'électricité, OP Cité, P 17.

### 2.1.1. La concentration des acteurs.

La libéralisation de la demande de gaz européenne provoque l'apparition de nouveaux acteurs. En effet, des acteurs anciennement spécialisés dans une autre énergie (l'électricité par exemple) peuvent entrer sur le marché gazier, comme le prouve l'exemple allemand de la fusion entre l'électricien E.ON et le gazier RUHRGAS en 2003<sup>1</sup>. Dans le passé, la théorie néoclassique a étudié la mise en place d'une concurrence efficace entre les acteurs sur le marché pour tendre vers ses résultats. La Commission Européenne souhaite le libre accès des firmes au marché du gaz avec des systèmes de tarification non discriminatoires pour les infrastructures de stockage, de transport et de distribution.

De nombreuses fusions acquisitions ont eu lieu à la fin des années 1990 et début 2000, la tendance est donc à la constitution de grands groupes de l'énergie et à l'exploitation des synergies et au développement des offres multiservices (gaz, électricité, vapeur). En effet, les firmes énergétiques s'intègrent verticalement ou horizontalement pour constituer les offres multi-énergétiques, multiservices et ainsi atteindre une taille permettant d'offrir leurs services sur tous les pays Européens.

### 2.1.2. Une concurrence en quantité.

Sur un marché européen concentré, quelles sont les stratégies d'un entrant sur le marché gazier en termes de pénétration et d'approvisionnement ? L'opérateur historique adaptera ses stratégies, tant sur le marché final qu'en matière d'approvisionnement. En effet, une entrée sur le marché gazier aval affecte le nombre de concurrents qui s'adressent aux producteurs. Ainsi, la concurrence sur le marché amont peut être affectée. Et, dans le cadre de l'étude d'approvisionnement en gaz d'un électricien nouvel entrant sur le marché aval, le principal axe de recherche est l'analyse des effets de la libéralisation de la demande adressée aux producteurs de gaz sur l'offre jointe de gaz et d'électricité. Comment les acteurs se comportent ils sur les marchés ? L'engagement sur des quantités rend leur action crédible.

Les firmes sont amenées à se concurrencer par une diversification de leurs activités et de leurs marchés. Cela est réalisable avec des prises de participations dans différents secteurs de l'énergie en cours de libéralisation.

D'abord, pour une raison historique, les négociations et renégociations de ces contrats portent plus souvent sur les quantités à livrer que sur une modification de prix (qui en général et en Europe, suit le cours du pétrole). Ensuite, le gaz naturel s'échange par contrats de longs

---

<sup>1</sup> Vincent GIRAULT, « la structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel : le marché européen », CREDEN, Cahier N°05.01.55, Janvier 2005, P 03.

termes accompagnés de clauses « take or pay ». Ces contrats obligent les acheteurs à enlever les quantités fixes durant plusieurs années. Lorsque l'acheteur n'enlève pas la totalité des quantités fixées, il doit quand même les payer. Ceci souligne l'importance de la négociation et des possibilités de renégociation des quantités dans les contrats de longs termes. Enfin, l'objectif des pétrogaziers est de capter des rentes et de faire des profits qui sont tributaires des quantités contractées.

## **2.2. La demande et l'offre de gaz naturel en Europe.**

Nous Analyserons dans ce point les deux composantes du marché européen du gaz naturel à savoir l'offre et la demande.

### **2.2.1. La demande européenne de gaz naturel.**

Plusieurs raisons expliquent la croissance de la demande européenne de gaz naturel, d'environ 30% d'ici 2020. Les principaux rapports sur la prévision de la demande de gaz à long terme anticipent une forte croissance de la demande à des fins de production électrique. Une des principales raisons est que le gaz naturel est moins polluant que les autres énergies fossiles. Ces dernières années les turbines à gaz à cycle combiné (TGCC) sont devenues un moyen efficace de production de l'électricité, cette technologie est utilisée par plusieurs pays européens. Le développement de son utilisation est en accord avec le protocole de Kyoto signé par les pays européens et aussi avec la perspective de mise en place de permis d'émissions négociable au 1<sup>er</sup> Janvier 2005. Un autre facteur favorable à l'augmentation de la demande européenne de gaz est que dans les années 1980, le ratio réserve/production a augmenté, les réserves mondiales prouvées de gaz naturel ayant augmenté. Le prix du gaz étant lié à celui du pétrole, la baisse du cours du pétrole, entre 1985 et 2000, a également favorisé les échanges de gaz par contrats de long terme. Ainsi de nombreux gazoducs ont été installés, ce qui est une base solide pour les échanges. En devenant une énergie aussi compétitive que l'électricité et progressivement aussi abondante que le pétrole, le gaz naturel voit sa demande augmenter fortement.

### **2.2.2. L'offre européenne de gaz naturel.**

En ce qui concerne l'offre européenne de gaz naturel, un petit nombre de pays se partage les stocks, leur situation géographique est favorable à une augmentation des coûts de transport. L'offre de gaz naturel est oligopolistique, tant au niveau européen qu'au niveau international. Cinq petro gaziers (Exxon Mobil, Shell, TotalFinaElf, BP-Amoco et ENI) offrent la moitié du gaz en Europe comme l'indique le tableau 2.2. Les ressources importées

proviennent à plus de 90% de trois pays, la Russie (45%), la Norvège (27%), l'Algérie (23%)<sup>1</sup>, les énergies fossiles représentent une part très importante des exportations des pays producteurs. Les Etats cherchent à maximiser leur rente sur une longue période tout en essayant de servir la demande. Cependant, les joint-ventures entre producteurs et pétro gaziers sont nombreuses et limitent les risques dans l'exploration de nouveaux champs gaziers. Il en est de même pour le transport et la distribution qui est entre les mains d'un nombre limité de sociétés.

**Tableau 2.2**  
**Part de capital des sociétés européennes de transport-distribution détenue par de pétrogaziers**

Pays	Société	Actionnaires	Vente (Gm <sup>3</sup> /an)
<b>Pays Bas</b>	Gasunie	15% Shell, 25% Exxon	63
	Ruhrigas	25.6% BP Amoco, 14.9% Shell, 14.9% Exxon, 6.4% Mobil	54
<b>Allemagne</b>	Thyssengas	25% Shell	13.5
	BEB	50% Exxon	9
<b>Italie</b>	SNAM	100% ENI	63
<b>Espagne</b>	Enagas	45.3% Repsol	13.5
<b>France</b>	GSO	70% TotalFinaElf	3.6

*Source:* CRE Avril 2001

Des joint-ventures et participations dans le transport et la distribution permettent des investissements en capacités de transport, ces prises de participations à plusieurs niveaux de la chaîne gazière complexifient l'analyse des relations stratégiques entre acteurs. Et cela n'indique pas que de nombreuses participations croisées entre amont et aval structurent l'offre de gaz. En plus d'un oligopole en aval de la chaîne gazière, la distribution de gaz en Europe reste fortement concentrée. En effet, les monopoles d'Etats pour la fourniture d'énergie constituent encore une part importante de l'offre de gaz aux consommateurs finals. On assiste par ailleurs à une diversification de l'offre tant sur le plan des services, avec la création d'une offre multi-énergie, que sur le plan de la stratégie internationale, avec la présence d'une firme dans plusieurs pays européens ou dans les pays producteurs. Mais la Commission Européenne veille à ce que le pouvoir de marché des firmes matinales ne soit pas trop fort, pour permettre l'entrée de nouveaux concurrents.

<sup>1</sup> Vincent GIRAULT, « la structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel : le marché européen », OP cité, P 5

L'épuisement des réserves gazières européennes et la forte hausse de la demande européenne combinée au développement de l'offre extérieure accroissent la dépendance énergétique en Europe. Cette dépendance est rendue encore plus coûteuse du fait de la distance qui sépare les lieux de consommation de ceux de production. La production d'électricité à partir de gaz naturel va tirer vers le haut la demande de gaz. Augmentation de la demande et de la dépendance européennes sont des éléments favorables à la hausse des prix du gaz.

### **3. Les modes d'approvisionnements du marché européen.**

Depuis le début de son exploitation, le gaz naturel est principalement échangé par contrats de long terme mais, depuis quelques années, il s'échange aussi sur des marchés spots de court terme pour de faibles quantités. Aussi pour favoriser l'entrée d'acteurs sur le marché gazier, plusieurs pays européens mettent en place des programmes de « gas release » qui obligent l'opérateur historique à rétrocéder une partie de ses approvisionnements gaziers, et pour acquérir des portefeuilles d'approvisionnements, les acteurs procèdent à des stratégies d'intégration en fusionnant avec un concurrent du marché gazier.

Nous avons donc trois principales sources d'approvisionnement en gaz naturel, les contrats de long terme basés sur la logique net back et relativement rigides, les marchés de court terme (spot) plus risqués dont le développement est soutenu par les programmes de gas release (solution temporaire) et pour finir les intégrations horizontale et verticale.

#### **3.1. Les contrats de long terme.**

Nous verrons ici les principales caractéristiques des contrats de long terme, en faisant ressortir l'importance du coût d'approvisionnement pour les contractants.

##### **3.1.1. Caractéristiques des contrats de long terme.**

Un contrat de long terme spécifie les quantités et le prix du gaz qu'un producteur devra livrer à un fournisseur pour une période déterminée. Ainsi, un contrat assure le producteur pour le financement de l'infrastructure nécessaire à la production et l'acheminement du gaz et il est favorable à la sécurité des approvisionnements pour le fournisseur. Les contrats de long terme se sont beaucoup développés dans les années 70 pour étendre le réseau de transport européen. Ils sont assortis de clauses de destination et de « Take or Pay ».

Les clauses de destination obligent les distributeurs à enlever le gaz à l'endroit désigné par le contrat et à le vendre sur le marché indiqué, par exemple, du gaz enlevé par un acteur

Français à la frontière allemande ne peut être revendu sur le marché allemand. La clause « Take or Pay » oblige à enlever toute la quantité contractée.

L'objectif de ces clauses est de partager les risques entre le producteur et l'acheteur et aussi d'assurer le financement d'investissements importants tel que l'installation de gazoducs, et la mise en service de champs gaziers. Ces coûts sont des coûts fixes irrécupérables, ou « Sunk Costs ». Les contrats sont donc plus complexes qu'un simple couple quantité/prix.

Dans ces contrats, le prix du gaz est lié à la logique net back. Malgré le fait que certains secteurs aient une élasticité moins sensible, le gaz naturel est considéré comme substituable dans tous ses usages, il n'a donc pas d'usage captif. Son prix sur le marché final doit rester compétitif. Dans ce cadre, les prix du gaz (FOB en général, frontière du pays producteur) sont négociés sur la base des prix de ses substituts éventuels sur le marché final, auxquels les coûts de distribution, de stockage, et éventuellement de transport sont retranchés. Les formules de prix sont indexées et revues régulièrement. Le processus d'indexation est déterminé lors de la négociation du contrat de long terme et selon le pouvoir de marché du producteur ou du consommateur. Souvent, le prix est lié à l'énergie fossile qui favorise celui qui a le plus fort pouvoir de négociation.

Comme nous venons de le voir, les contrats de long terme sont utiles à la sécurité des approvisionnements mais ils freinent le développement d'une concurrence en prix sur le marché du gaz et ils manquent de flexibilité. Cette flexibilité peut être introduite par un assouplissement des clauses des contrats de long terme et par un recours aux marchés spots que nous étudions ci-après.

### **3.1.2. Importance du coût d'approvisionnement.**

L'infrastructure de transport présente les caractéristiques du monopole naturel, c'est-à-dire qu'une seule entreprise est plus efficace que plusieurs en concurrence. Ainsi, la firme qui détient le réseau a un pouvoir important qui justifie sa régulation ou son contrôle par l'Etat. En effet, en raison des coûts fixes importants, il est trop coûteux de dupliquer les réseaux de transport et distribution de gaz naturel. De plus, les économies d'échelles et les économies d'envergure rendent la fonction de coûts sous additive applicable dans ce secteur, ce qui signifie qu'une seule fonction de coût pour tous les outputs est toujours inférieure à la somme des fonctions de coûts de chaque output produit séparément. Enfin la gestion d'un réseau est plus efficace lorsqu'elle est centralisée. La Commission Européenne met en œuvre des politiques pour que l'accès au réseau de transport de gaz naturel ne freine pas le développement de la concurrence sur un marché déjà concentré.

Pour ce qui est du transport international, les firmes financent les projets de gazoducs et infrastructures GNL par des contrats de long terme ou par des participations avec d'autres gaziers, nous reviendrons sur les principales caractéristiques du transport international du gaz.

### **3.2. Les marchés de court terme.**

Pour favoriser la concurrence sur le marché gazier européen, le développement de marchés de court terme est encouragé. Le marché spot est un marché de court terme, il a lieu en j-1. L'opérateur de ce marché collecte les offres et les demandes puis les confronte, ensuite il modifie les nominations afin de les équilibrer et, enfin, confirme les livraisons effectives de gaz. Il existe aussi des hubs virtuels, tel que le « National Balancing Point » en Grande Bretagne.

#### **3.2.1. Les Hubs européens.**

Un hub physique est un lieu où plusieurs canalisations de gaz naturel s'interconnectent. Il permet d'envoyer le gaz naturel d'une canalisation à une autre. Un hub doit avant tout disposer d'une station de comptage pour pouvoir effectuer correctement les transactions. Les hubs proposent une offre croissante de services qui facilitent l'achat, la vente et le transport de gaz naturel. Les services classiques d'un hub efficace comprennent à la fois la vente de gaz, l'équilibrage et le stockage qui peut être provisoire, pendant la durée des transactions, ou pour de plus longues périodes. Il a un service d'information sur les transactions (propriétés du gaz) et les prix, et permet le commerce électronique. Le marché spot doit offrir la transparence des prix et permettre une pression concurrentielle. En effet, il assure la liquidité du marché, de la transparence et de l'accès non discriminatoire au marché.

L'objectif du développement de marché de court terme est de permettre un approvisionnement de court terme. Si ces marchés se développent, ils permettront une indexation des contrats sur les prix de court terme. Ce qui est le cas aux Etats-Unis où le prix de référence est celui de Henry Hub<sup>1</sup>. Pour que le prix spot du gaz naturel devienne une référence, les échanges de court terme doivent se développer et de nombreux acteurs doivent intervenir sur ce marché.

Depuis le milieu des années 1990, le marché spot gazier de la Grande Bretagne, le National Balancing Point (NBP), est assez efficace, c'est-à-dire qu'il est assez liquide et que le

---

<sup>1</sup> V. Girault, Centre de Recherche En Economie et Droit de L'Energie (CREDEN), équipe du LASER, « L'approvisionnement gazier sur un marché oligopolistique : une analyse par la théorie économique », Cahier n° 05.04.56, Avril 2005, P 6

prix reflète les conditions du marché, l'état de l'offre et de la demande. Ce marché s'est développé lorsque les gaziers ont eu besoin d'équilibrer leur position sur le réseau de transport, ils se sont alors échangé du gaz, à peu près 15% du gaz importé est échangé sur le NBP, 15% sont vendus par des contrats de un à cinq ans et le reste par contrats de long terme. Pour le reste de l'Europe, il n'y a encore que le marché spot de Zeebrugge qui est actif. Zeebrugge est principalement détenu par Distrigas qui fait appel à ce marché spot pour satisfaire 19% de sa demande. Ce hub est situé à l'intersection des pipelines venant de la Grande Bretagne (GB) et de la Norvège. Les prix sur ce marché sont fortement liés à ceux du NBP en raison de la connexion GB/Belgique par le gazoduc Interconnector. D'autres places de marché vont émerger comme le montre l'évolution de la bourse d'électricité d'Amsterdam. En effet, en fin Mai 2004, l'APX (Amsterdam Power Exchange) commence à échanger du gaz, soutenu par le Gas transport services (GTS) Hollandais.

Les marchés spots, bien qu'insuffisamment développés en Europe, offrent donc une possibilité d'approvisionnement. Cette source d'approvisionnement n'est pas envisageable pour fournir à long terme des consommateurs qui ont une demande relativement stable et une élasticité prix faible. En outre, elle permet des ajustements et des opportunités d'arbitrages, selon le niveau des prix du marché et des autres sources. Ainsi lorsqu'un pic de demande apparaît et que l'approvisionnement par contrat ne suffit pas, l'appel au marché spot offre une solution de flexibilité. De même si les prix sont élevés sur le marché spot qu'un acteur détient suffisamment de ressources, il peut réaliser des profits supplémentaires en offrant du gaz sur les marchés spots.

### **3.2.2. Le Gas Release.**

L'instauration de programmes de Gas release dans plusieurs pays européens a été décidée par les régulateurs ou les gouvernements afin de favoriser le développement des échanges de court terme. Cet approvisionnement est une solution temporaire qui permet aux concurrents d'un importateur de lui acheter du gaz pendant une certaine période. Le prix et la méthode d'attribution des quantités rétrocédées (3 ou 4 pour cent de la demande) sont fixés soit par enchères soit par négociations de gré à gré<sup>1</sup>. Un point important du gas release est que ces programmes sont temporaires, et durent de trois à cinq ans. Ils sont déjà menés :

- En Grande Bretagne (Années 1992-1995), le gaz été rétrocédé au prix moyen pondéré.

---

<sup>1</sup> V.Girault, OP Cité, P 7.

- En Espagne (Fin Janvier 2004), rétrocession par enchères sur des couples prix quantités.
- D'autres pays utilisent aussi le Gas Release : la France (Enchères et gré à gré), l'Italie (sur la base du coût d'approvisionnement), l'Allemagne et l'Autriche (en pratiquent des enchères ascendantes).

### **3.3. L'intégration au sein du marché du gaz européen et ses effets sur l'approvisionnement.**

Ce présent paragraphe traitera de l'intégration au sein du marché gazier européen, à savoir, l'intégration horizontale et verticale, et ces effets sur l'approvisionnement du marché européen en gaz naturel.

#### **3.3.1. L'intégration horizontale.**

L'intégration horizontale est un moyen pour une firme de diversifier rapidement son offre, d'acquérir de l'expérience (ou information) sur un nouveau secteur et d'acheter des approvisionnements. Par exemple, cela peut être le gaz pour un producteur d'électricité qui cherche à entrer sur ce marché. Par une fusion avec un gazier européen, l'entrant électrique acquiert le portefeuille d'approvisionnement et il entre sur un nouveau marché qui peut être dans un autre pays autre que celui où il vend son électricité.

L'intégration horizontale est définie par les stratégies de prise de contrôle, d'absorption, de fusion et d'OPA<sup>1</sup>, elle vise notamment à :

- Réaliser des synergies industrielles comme les économies d'envergure et les économies d'échelle. Ceci est particulièrement vrai lorsque un énergéticien crée une énergie à partir d'une autre (génération électrique avec du gaz naturel).
- Augmenter le pouvoir de marché en élargissant le nombre de consommateurs.
- Diversifier les activités des firmes pour profiter des secteurs en expansion, comme celui du gaz naturel dans le domaine de l'énergie.
- Investir de nouveaux marchés. Ce qui est le cas en Europe où avant la libéralisation les marchés étant nationaux. Le rachat de firmes étrangères permet à un groupe de s'implanter dans un nouveau pays. Et pour le cas du marché gazier, l'entrant profite du portefeuille d'approvisionnement déjà constitué par le gazier qu'il absorbe.

---

<sup>1</sup> Offre Publique d'Achat.

### 3.3.2. L'intégration verticale.

Une intégration verticale, consiste à ce que deux entreprises seront liées par des relations verticales fusionnent et forment ainsi une seule entité. Les effets d'une telle intégration entre deux firmes qui ont un pouvoir de marché peuvent être résumés dans :

- La baisse des coûts de transaction. L'entité intégrée n'a plus besoin d'acheter son gaz, les coûts de négociation ou de recherche d'information sont réduits.
- Suppression de la double marginalisation et baisse du prix intermédiaire du gaz puisqu'il n'est plus déterminé par une relation de contrat de long terme ou par le marché.
- Possibilité d'actions stratégiques comme la forclusion, lorsque le marché aval est peu différencié. Ceci est le cas du marché du gaz naturel, une firme intégrée peut refuser de servir ses concurrents sur le marché aval. Le prix intermédiaire du gaz augmente, les firmes non intégrées supportent un coût d'approvisionnement plus élevé où certaines peuvent alors être exclues du marché.

### 3.3.3. Effets de l'intégration sur l'approvisionnement.

Pour mieux analyser en quoi ces possibilités d'intégrations verticales et horizontales s'appliquent au secteur de l'énergie européen, rappelons que le gaz et l'électricité sont des substituts sur le marché final et peuvent être des compléments sur le marché aval (génération électrique).

Les intégrations offrent un avantage en coût aux firmes qui les pratiquent. Quand elles sont « Horizontales », la firme s'implante dans un nouveau secteur d'activité, acquiert une expérience dans le domaine, une connaissance du marché et elle se procure sans coût de négociation des approvisionnements déjà constitués par la firme absorbée. Elles permettent alors l'exploitation des économies d'envergure. Pour un énergéticien, l'intégration horizontale est une opportunité d'élargir ou de fidéliser ses consommateurs en proposant une offre multi énergie, sur des marchés où les biens sont substituables. Elle est aussi une réaction possible pour pouvoir être compétitif quand les concurrents souhaitent aussi intervenir sur plusieurs marchés.

Lorsque elles sont « verticales », elles permettent des économies d'échelle, réduisent les doubles marges et facilitent l'accès aux marchés amont et aval. Dans le secteur du gaz naturel, l'intégration verticale confère aux firmes fusionnées un avantage en coûts, elle élimine la double marge liée au prix du contrat de long terme ou au prix du marché. Mais sur

le marché, la concentration des firmes augmente. Donc, dans le cadre d'une concurrence en quantité et lorsque peu de firmes sont présentes, sur le marché européen du gaz, une intégration verticale diminue la quantité (augmente le prix). L'effet augmentation du pouvoir de marché peut être alors plus fort que celui de réduction des coûts dû aux synergies créées par l'intégration.

Avec une intégration horizontale l'électricien entre sur le marché du gaz naturel et obtient ainsi des approvisionnements. Ensuite il s'intègre verticalement pour réduire ses coûts d'achats de gaz. L'apparition de nouveaux acteurs incite les firmes à ériger des barrières à l'entrée. Ces barrières sont de plusieurs natures. Elles sont d'abord historiques, c'est-à-dire que les contrats de long terme et leurs clauses de destination et de Take or pay freinent l'arrivée de nouveaux acteurs. Puis elles peuvent être institutionnelles, l'adaptation de la directive gaz (2003/55/CE) est différente selon les pays, les acteurs n'ont pas donc les mêmes conditions d'accès au marché dans tous les pays<sup>1</sup>.

Un autre type de barrière à l'entrée sur les marchés, lié aux récentes stratégies de fusion acquisition, est la possibilité d'exclure son concurrent ou d'effectuer des achats stratégiques sur les marchés. En effet en rachetant un concurrent, la firme le fait disparaître et étant plus grosse, elle peut raréfier l'offre de gaz et provoquer l'augmentation des prix sur le marché. Les firmes à forte part de marché peuvent acheter beaucoup de gaz et ainsi priver leurs concurrents de la ressource, au moins pendant un certain temps puisque cette stratégie a cependant des coûts élevés d'achat et de stockage.

#### **4. L'ouverture du marché européen du gaz naturel.**

L'ouverture du marché européen du gaz naturel à la concurrence répond à des considérations à la fois politiques et économiques. Au plan politique, il s'agit d'approfondir la construction communautaire en favorisant l'émergence d'un véritable « marché intérieur du gaz naturel ». Au plan économique, le principal objectif affiché de la réforme en cours est de permettre aux industriels européens de disposer d'un gaz naturel compétitif. Cependant, les conséquences sur les prix du gaz de l'ouverture du marché communautaire sont loin d'être tranchées. Au niveau microéconomique, tout d'abord, l'introduction de la concurrence sur le marché du gaz naturel a des effets ambigus. Les directives de 1996 et 1998 organisent l'ouverture respectivement des marchés électriques et gaziers au sein de l'Union Européenne

---

<sup>1</sup> V.Girault, OP Cité, P 17.

suivant les mêmes principes généraux, mais il apparaît que les facteurs pouvant conduire à la création d'un véritable marché sont bien différents pour l'une et l'autre des énergies.

#### **4.1. La nouvelle organisation gazière européenne.**

D'une part, la pression concurrentielle force les opérateurs à réaliser des gains d'efficacité et / ou diminuer leurs marges. De plus, l'apparition d'une concurrence gaz-gaz suscitant l'émergence d'un prix du gaz partiellement déconnecté des prix du pétrole pourrait conduire à des baisses de prix. Les liens existants actuellement entre prix du gaz naturel et prix du pétrole ne permettent pas, en effet, de réaliser les baisses potentielles de prix du gaz en période d'offre abondante de gaz.

Mais d'autre part, le transport et la distribution étant des monopoles naturels, il n'est efficace d'introduire la concurrence que sur les activités de négoce et de fourniture. En d'autres termes, la concurrence sur un marché tel que celui du gaz naturel n'est possible qu'à la condition de séparer, au moins conceptuellement, des activités auparavant largement intégrées. Selon certaines analyses, cette « dé-intégration » même est source de pertes d'efficacité, dans la mesure où le système intégré permet une gestion optimale des infrastructures de transport et de stockage à travers une concertation permanente entre opérateurs de transport et de fourniture. Dans ce cadre, l'introduction de la concurrence est un facteur de hausse des coûts et donc des prix. Toutefois, cette deuxième approche est aujourd'hui minoritaire. La plupart des observateurs estiment en effet que de nouveaux acteurs, les grossistes (shippers), apparaîtront pour échanger des volumes de gaz au mieux des besoins de leurs clients en fonction des contraintes des réseaux sans que les coûts de transaction induits par l'émergence de ces nouveaux acteurs n'annulent les avantages attendus par ailleurs de la concurrence.

Si l'on suppose que l'introduction de la concurrence sur le marché du gaz naturel est susceptible de faire baisser les prix du gaz, une interrogation subsiste : à quel degré de concurrence effective peut-on s'attendre ?

##### **4.1.1. Les gains attendus de l'ouverture à la concurrence du marché communautaire du gaz naturel.**

L'introduction de la concurrence affecte de manière différenciée les différents segments de la chaîne gazière. En effet, si elle suscite l'apparition de nouveaux acteurs dans les activités de négoce, elle n'a aucune incidence sur le caractère oligopolistique de la production. Ainsi, l'on peut noter les éléments suivants :

➤ **À court terme**, la pression des consommateurs éligibles sur les importateurs peut entraîner une baisse des prix. Mais cette baisse de restera limitée par les marges de manœuvre relativement faibles de ces importateurs face aux producteurs, même si le démantèlement du « GFU » norvégien est susceptible d'atténuer cet effet. De plus, il n'existe pas en Europe de « bulle gazière » comme c'était le cas aux Etats-Unis et au Royaume-Uni au moment de l'ouverture du marché. Le marché continental du gaz est à cet égard différent de celui de l'électricité, sur lequel existaient de fortes surcapacités au moment de l'ouverture à la concurrence. En particulier, une proportion très importante des approvisionnements relève actuellement de contrats « take-or-pay » dont la durée peut aller jusqu'à trente ans.

En d'autres termes, la concurrence sur la fourniture de gaz naturel ne peut, à ce jour, jouer que sur une part marginale de la consommation européenne de gaz.

Par ailleurs, le gaz est également soumis à la concurrence des autres sources d'énergie, ce qui devrait dissuader les producteurs d'exercer des pressions à la hausse sur le prix du gaz : à long terme, une hausse des prix entraînerait des conversions de technologies. A court terme, en revanche, la tendance baissière n'exclut pas des tensions passagères à la hausse des prix, sous l'effet des comportements d'offre : menace de cartellisation, arbitrages entre marchés régionaux. A ce stade cependant, il n'y aurait pas eu de pression significative à la baisse sur les coûts de transport et de distribution et les prix du gaz restent en outre déconnectés des coûts marginaux de long terme.

➤ **A moyen-long terme**, il semble qu'il faille plutôt s'attendre à une hausse des prix. En effet, en premier lieu, la demande de gaz naturel devrait augmenter fortement, tirée notamment par la production d'électricité, usage qui tend de plus à accroître la valorisation du gaz. Toutefois, est observé paradoxalement un facteur de baisse du prix dans la substitution croissante du gaz au pétrole : cette substitution, en faisant baisser la demande relative de pétrole, en ferait mécaniquement baisser le prix, ce qui agirait en retour sur le prix du gaz qui reste dans une large mesure indexé sur celui du pétrole. De plus, une hausse de la fiscalité du gaz naturel, dans une perspective de lutte contre les émissions de gaz à effets de serre, n'est pas à exclure.

Pour finir, il faut rappeler que la fixation des prix par des mécanismes de marché se traduit par une forte augmentation de la volatilité des prix, qui cessent d'être lissés par les formules d'indexation. Les prix du gaz naturel sur le marché au comptant aux Etats-Unis connaissent par exemple des variations saisonnières qui peuvent atteindre des amplitudes de

plus ou moins 50 %<sup>1</sup>. Cette volatilité entraîne pour les opérateurs des coûts de couverture, et la relation mécanique entre concurrence et baisse des prix reste donc incertaine.

Cependant, l'introduction de la concurrence présente un autre avantage en termes d'efficacité économique globale. En effet, le système actuel de formation des prix ne remplit pas correctement sa fonction d'information sur les besoins de l'économie, d'une part parce que les prix sont négociés de façon bilatérale, d'autre part parce que les grandeurs sur lesquelles ces prix sont indexés ne sont pas nécessairement pertinentes par rapport aux activités des consommateurs finaux. Un producteur d'aluminium, par exemple, ne peut pas se satisfaire d'un prix indexé sur celui du fioul. L'émergence d'un prix de marché du gaz est donc un enjeu important de l'ouverture à la concurrence. Il suppose toutefois le développement des hubs sur lesquels s'échangent des volumes suffisants de manière transparente et fluide, et où se révèlent des prix de référence, ce que ne sont pas encore, selon la plupart des opérateurs, les prix de la bourse de Zeebrugge.

#### **4.1.2. Le dispositif de la directive 98/30/CE du 22 juin 1998.**

Pour ouvrir le marché du gaz naturel à la concurrence, la directive commence par distinguer les activités de transport et de distribution de l'activité de fourniture de gaz naturel. C'est cette séparation fondamentale qui permet l'ouverture à la concurrence : les clients dits éligibles pourront en effet désormais changer de fournisseur de gaz, le produit étant transporté par les opérateurs de réseau, qui resteront en général des monopoles. Dès lors, la directive définit les conditions de l'accès des tiers au réseau (ATR). Cet ATR doit s'effectuer dans des conditions transparentes et non discriminatoires. La définition précise de ces règles est dans une très large mesure de la compétence des Etats. En particulier, la directive ne prévoit pas explicitement la création d'un régulateur spécifique pour le secteur du gaz.

Pour garantir le caractère non discriminatoire de l'ATR, la directive prévoit – comme la directive 96/92/CE dans le domaine de l'électricité – que les opérateurs exerçant à la fois des activités de transport et d'autres activités tiennent des compatibilités séparées pour chacune de leurs activités. Ce dégroupement (ou unbundling) comptable est complété par des dispositions relatives à la confidentialité des informations commerciales recueillies par les opérateurs de transport.

La distribution, redéfinie, ne concerne plus que le transport du gaz par réseaux locaux. L'ATR doit être également assuré dans des conditions non discriminatoires. Le système actuel de concessions municipales pourra cependant être maintenu.

---

<sup>1</sup> Ecole nationale d'administration, Promotion Copernic, Séminaire Energie et société Groupe 5, OP Cité P 27.

La directive n'impose pas l'accès des tiers aux stockages (ATS), mais le principe de non discrimination s'applique aux autorisations de créer de nouvelles installations de stockages et les activités de stockage font l'objet d'une comptabilité séparée. Sous ces modalités, la directive fixe des exigences minimales d'ouverture, qui augmentent en trois phases (encadré ci après).

**Encadré : Les trois phases de l'ouverture aux termes de la directive de 1998**

- A partir du 10 août 2000, sont définis comme éligibles tous les utilisateurs finals dont la consommation annuelle dépasse un seuil calculé par les Etats membres de façon à ce que les volumes mis en concurrence dépassent 20 % de la consommation nationale, ce seuil ne pouvant être supérieur à 25 Mm3 par an.
- A partir du 10 août 2003 : les seuils passent respectivement à 28 % de la consommation nationale et 15 Mm3.
- A partir du 10 août 2008 : les seuils passent respectivement à 33% de la consommation nationale et 5 Mm3.

#### **4.2. Le financement des infrastructures.**

Le développement du gaz naturel en Europe nécessite d'importants investissements qui impliquent la recherche d'un nouvel équilibre entre contrats de long terme et marché spot afin de préserver la rentabilité des infrastructures de transport et de distribution.

##### **4.2.1. Le développement du gaz naturel en Europe nécessite d'importants investissements.**

Selon la plupart des observateurs, l'Europe ne dispose pas actuellement d'infrastructures suffisantes pour faire face au développement prévu du gaz naturel. Les capacités d'importation actuelles seraient d'ores et déjà saturées, les infrastructures étant dimensionnées en fonction des quantités contractées à long terme. De plus, les infrastructures de transit ne permettent pas une réelle mise en commun des ressources de gaz au sein d'un marché unique. La carte suivante présente le réseau européen de gaz naturel et montre bien que, par exemple, l'Espagne et l'Italie restent des « péninsules gazières » en Europe. De nombreuses infrastructures d'importation et de transit ont d'ailleurs été identifiées comme éligibles à des soutiens communautaires dans le cadre de la politique des réseaux trans-européens. S'agissant des réseaux nationaux, certains Etats membres comme la Belgique, les Pays-Bas ou l'Allemagne peuvent être considérés comme « matures », le Danemark, l'Espagne ou l'Italie étant encore largement sous-équipés.

Lors du Congrès mondial du gaz de juin 2000, les besoins d'investissement pour l'Europe avaient été évalués entre 100 et 200 milliards d'euros jusqu'en 2020<sup>1</sup>. Cette analyse corrobore celle de l'Observatoire méditerranéen de l'énergie qui estimait en 1999 que l'approvisionnement de l'Europe en gaz dans les deux prochaines décennies nécessiterait plus de 200 milliards de dollars d'investissements. Il y a là un enjeu majeur pour la sécurité à long terme des approvisionnements en gaz naturel du marché européen : sans infrastructures suffisantes, le marché ne disposera pas des ressources nécessaires à son développement.

**Carte 2.1: Le Réseau Européen de transport du Gaz Naturel**



Source: Commission européenne, juillet 2000

#### 4.2.2. Vers un nouvel équilibre entre contrats de long terme et marché spot.

Compte tenu de l'ampleur des investissements en jeu, les décisions de l'industrie amont de la chaîne gazière sont encore très largement subordonnées à l'existence de débouchés les plus sûrs possibles. Ce point est d'autant plus crucial que bon nombre des Etats contrôlant des ressources gazières ne peuvent se prévaloir de leur seule « signature » auprès des établissements financiers. Les contrats take-or-pay apparaissent donc encore aujourd'hui à

<sup>1</sup> Ecole nationale d'administration, Promotion Copernic, Séminaire Energie et société Groupe 5, OP Cité P 30.

la quasi-totalité des acteurs du marché comme indispensables pour garantir le financement des investissements et assurer une confiance suffisante entre investisseurs et prêteurs. Par exemple, seul un partenariat entre Gazprom, Gaz de France, Ruhrgas, Wintershall et la SNAM aura permis de financer la deuxième tranche du projet Yamal. Il est significatif, à cet égard, que les contrats de livraison de GNL algérien aux Etats-Unis qui se développent depuis 2000 aient pour cadre des contrats take-or-pay, de nouveau autorisés par l'Administration américaine après avoir été longtemps interdits<sup>1</sup>.

Les contrats take-or-pay sont cependant appelés à évoluer avec la maturité croissante du marché, et notamment le développement des marchés spot, qui garantiraient un débouché structurel pour l'écoulement du gaz produit. Dans ce cadre, les contrats take-or-pay devraient devenir à la fois plus courts et plus flexibles. Ainsi, si 80 à 85 % des contrats signés au Royaume-Uni sont encore des contrats de long terme, leur durée est en général de 8 à 10 ans (contre 25 ans en moyenne sur le continent) et leurs formules de prix intègrent de plus en plus des indices liés aux prix spot. De plus, le renforcement des liens entre amont et aval sous d'autres formes que les contrats take-or-pay seraient également de nature à sécuriser les investissements. C'est ainsi, par exemple, que la Sonatrach envisage d'acquérir ou de prendre des participations dans des centrales à cycle combiné en Europe.

D'une manière générale, la confiance entre opérateurs amont et aval est indispensable pour le développement du marché. Cette confiance était jusqu'à présent formalisée dans les contrats take-or-pay, dans le cadre de relations bilatérales. Demain, l'émergence d'un prix de marché admis comme référence par l'ensemble des acteurs, mais aussi la meilleure connaissance par chaque acteur du reste de la chaîne à travers l'intégration, pourront suppléer la remise en cause de cet outil. Cette évolution ne peut cependant être que progressive.

#### **4.2.3. Préserver la rentabilité des infrastructures de transport et de distribution.**

La question des investissements se pose également pour le développement des réseaux de transport. A cet égard, le niveau de rémunération des activités régulées devra être suffisant pour couvrir les coûts en développement des infrastructures. Au Royaume-Uni, par exemple, le taux de rentabilité de 7 % imposé par le régulateur à l'opérateur de transport est parfois analysé comme une des explications des goulots d'étranglement observés en certains points insuffisamment développés du réseau. La question de l'information du régulateur sur les coûts

---

<sup>1</sup> Commission ENERGIE, rapport d'étape - Groupe 2, « Les Perspectives de l'offre et de la demande mondiales », novembre 2006, P 56.

prend alors un caractère stratégique. En effet, s'il est amené à sous-estimer ces coûts, le régulateur pourrait mettre en péril le développement des infrastructures. Mais s'il les surestime, c'est le consommateur final qui paiera une facture trop élevée. Le régulateur peut de plus souhaiter récompenser les opérateurs qui réalisent des gains de productivité, ou au contraire, comme c'est le cas au Royaume-Uni, redistribuer aux consommateurs la totalité de ces gains.

Dans sa proposition de deuxième directive, la Commission tente d'ailleurs de s'attaquer à cette question de l'investissement, en prévoyant que « les Etats membres peuvent obliger les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à respecter des niveaux minimaux d'investissement pour l'entretien et le développement du réseau de transport, et notamment les capacités d'interconnexion ».

Cependant il serait sans doute préférable d'approfondir la réflexion sur des outils de régulation qui, tout en assurant un accès non discriminatoire aux réseaux, préservent des incitations appropriées. De plus, cette contrainte sur le niveau de tarification se double d'une contrainte sur sa structure, qui devra refléter les coûts d'investissement afin de fournir les « bons » signaux économiques.

#### **4.3. La garantie d'un accès non discriminatoire aux infrastructures.**

Une condition essentielle de l'exercice effectif de la concurrence est le caractère non discriminatoire de l'ATR (Accès du tiers aux réseaux). A cet égard, l'ATR négocié pratiqué par l'Allemagne fait l'objet de critiques appuyées. En effet, comme le restitue l'étude du cabinet DRI-WEFA<sup>1</sup>, l'accès négocié exposé à des négociations de longue durée, qui peuvent faire perdre à la transaction projetée son intérêt, en particulier lorsque les volumes de gaz à transporter proviennent du marché spot. Aussi le projet de deuxième directive propose-t-il de généraliser l'accès régulé au réseau. Cette proposition se heurte cependant à une vive opposition de la part de l'Allemagne, qui la juge coûteuse et inadaptée à un marché sur lequel opèrent notamment plusieurs centaines de « Stadtwerke ». La France applique de fait un régime d'ATR hybride : les tarifs sont publiés mais des marges de négociations existent pour régler des situations particulières.

---

<sup>1</sup> Darryl Biggar, Revue de l'OCDE sur le droit et la politique de la concurrence, « *promouvoir la concurrence dans le secteur du gaz naturel* », 2002, P 22.

#### 4.3.1. Définir une tarification non discriminatoire.

Le niveau de la tarification de l'ATR doit préserver une rémunération suffisante des investissements tout en garantissant des prix compétitifs aux utilisateurs des réseaux. La structure de la tarification, quant à elle, doit assurer un accès non discriminatoire au réseau tout en envoyant les bons « signaux » d'investissement aux opérateurs de réseaux. Par exemple, une tarification de type « timbre poste », indépendante des coûts engendrés par l'utilisation du réseau, serait parfaitement non discriminatoire mais pourrait inciter les opérateurs de réseaux à développer des lignes non rentables.

Les premières offres publiées par Gaz de France, CFM et GSO sont fondées sur le principe d'une tarification à la distance<sup>1</sup>, reposant sur le constat que le coût des canalisations est à peu près proportionnel à leur longueur. En fait, ce mode de tarification est très favorable au fournisseur en place, c'est-à-dire Gaz de France. Son effet discriminatoire est lié à la dissymétrie d'accès au réseau existant dans la pratique entre les nouveaux entrants et l'opérateur historique. Les premiers ne peuvent réellement accéder au réseau que par les deux points-sources de Taisnières et Dunkerque, tandis que l'opérateur historique dispose des cinq points d'entrée (outre les précédents, Obergailbach, Montoir, Fos / Lacq pour le réseau Sud-Ouest) et peut ainsi retenir, au cas par cas, la source la plus proche du site de consommation à desservir. Pour une livraison par le même point d'entrée, l'opérateur historique dispose donc de la capacité de procéder à des swaps, ce qui n'est guère possible pour le nouvel entrant. Le rapport du groupe présidé par Jean Bergougnoux<sup>2</sup> estime au total à près de 1 à 2 l'écart de coût tarifaire moyen d'ATR entre l'opérateur historique et les nouveaux entrants. L'effet distance devient particulièrement pénalisant dans les zones les plus éloignées des deux points sources accessibles, c'est-à-dire dans le sud de la France.

Pour remédier à cette situation, la commission Bergougnoux préconise l'utilisation d'une tarification « nodale », qui repose sur une modélisation du réseau permettant de prendre en compte tous les swaps utiles sans discrimination entre les affréteurs, tout en intégrant les coûts en développement du réseau. Le prix du transport serait alors calculé par différence entre deux prix « nodaux » caractéristiques des points d'entrée et de sortie du gaz. Le transport jusqu'à la zone sud-ouest de la France, affectée d'une insuffisance structurelle

---

<sup>1</sup> Gaz de France, Direction de la communication, Service Presse, « *Le Gaz Naturel Liquéfié : La technologie au service du transport maritime de gaz naturel* », Mai 2006, P 17.

<sup>2</sup> Rapport du groupe d'expert présidé par Jean Bergougnoux (dit « Commission Bergougnoux ») sur la tarification de l'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz, avril 2001.

d'approvisionnement, resterait de la sorte d'un prix élevé, ce qui est de nature à inciter les opérateurs à développer de nouvelles infrastructures.

Il convient cependant de noter que le développement d'infrastructures accessibles à un plus grand nombre d'acteurs et correctement réparties aux frontières rendrait moins difficile l'élaboration d'une tarification non discriminatoire.

#### **4.3.2. Les nouveaux enjeux de l'accès au stockage.**

Le gaz naturel, à la différence de l'électricité, peut être stocké. De fait, le stockage joue un rôle important dans l'économie du gaz naturel. Il remplit traditionnellement trois fonctions : d'abord, il permet de faire face à une éventuelle rupture des approvisionnements ; ensuite, il participe à la gestion des fortes fluctuations saisonnières de la demande de gaz ; enfin, il assure au quotidien la flexibilité nécessaire à l'optimisation de l'utilisation du réseau.

Avec l'introduction de la concurrence, la modulation que les fournisseurs pourront proposer à leurs clients sera un critère déterminant de la compétitivité de l'offre et différenciera sans doute beaucoup les prix de vente. Ainsi que, le stockage, simple maillon fonctionnel de la chaîne d'activité gazière, devient « élément à part entière de la chaîne de valeur du gaz ». L'accès au stockage devient donc stratégique pour les négociants en gaz. De plus, au plan global, les stockages sont une condition de bon fonctionnement du marché : ils permettent d'une part de contourner les contraintes de saturation du réseau, d'autre part, de garantir les transactions effectuées sur les marchés spot. Ils sont indispensables au développement des produits à terme. Enfin, le lissage inter temporel des volumes transportés que rend possible le stockage pourrait réduire la volatilité des prix.

Au total, le stockage présente un caractère ambigu entre l'activité de transport, à laquelle il était traditionnellement rattaché, et celle de négoce, à laquelle il participe.

La faculté pour un fournisseur de créer une nouvelle installation de stockage étant limitée en pratique par la rareté des sites présentant les caractéristiques physiques requises ainsi que par les exigences strictes de sécurité qui y sont mises par l'Etat, la seule réponse aux aspirations des négociants est d'envisager l'accès des tiers au stockage. Compte tenu de la diversité des situations nationales, la directive 98/30/CE laisse aux Etats membres le soin de déterminer le régime applicable aux installations de stockage. Trois Etats membres (Espagne, Italie, Royaume-Uni) ont adopté en la matière un accès des tiers régulé. Le projet de deuxième directive envisage désormais un régime d'accès des tiers au stockage. Les trois opérateurs français ont mis en place des services de modulation accompagnant le service d'accès au réseau. Dans cet esprit, une solution dispensant de l'accès des tiers consisterait

dans l'élargissement de l'offre de prestations de stockages au profit des différents opérateurs. Toutefois, les fournisseurs et les clients industriels souhaitent pouvoir proposer des offres commerciales plus proches de celles de l'opérateur en place : l'accès des tiers est alors nécessaire. L'ouverture de l'accès des tiers au stockage mérite cependant une approche prudente, car elle suppose de bien distinguer les trois natures du stockage. Dans un pays dépendant des importations comme la France, des capacités stratégiques devront être préservées.

### **Conclusion.**

La filière gazière présente une forte originalité par rapport aux filières pétrolière et électrique, puisqu'elle conjugue à la fois le caractère global de la première, depuis le puits d'extraction jusqu'au consommateur final, et la nature d'économie de réseau de la seconde. Le processus d'ouverture du secteur gazier concentre par conséquent de nombreux enjeux de régulation au sens large : conciliation de la mise en concurrence et de la préservation des équilibres géopolitiques de long terme, évolution du service public, conduite d'une politique énergétique devant prendre en compte les logiques et préférences d'acteurs décentralisés.

Les mutations que connaît aujourd'hui le secteur gazier sont l'occasion de renouveler la réflexion sur l'approvisionnement énergétique des consommateurs dans les meilleures conditions économiques et sociales. Pour l'Union Européenne, la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel représente des enjeux au niveau externe comme au niveau interne.

Au niveau externe, l'UE doit engager des investissements suffisants dans l'amont de la chaîne gazière, en prenant les précautions nécessaires relatives, au risque politique dans les pays producteurs et de transit, au risque de détournement de l'offre vers d'autres marchés, et elle doit diversifier les sources et les voies de ses approvisionnements. La sécurité interne, nécessite, un développement sur le territoire européen de réseaux de transport maillés et interconnectés, un développement d'infrastructures de stockage suffisantes, un développement de bourses de gaz, et en assurant la fiabilité des systèmes de transport et de distribution et garantissant la stabilité et la compétitivité des prix avec un encadrement des risques de défaillance des fournisseurs.

Le gaz bénéficie, avec la montée des préoccupations environnementales, d'un préjugé favorable. L'acceptabilité sociale du gaz naturel, de ses infrastructures et installations, relativement discrètes par rapport à d'autres infrastructures énergétiques, ainsi que l'abondance des ressources et l'augmentation de la production d'électricité à partir du gaz, rendent probable un développement aussi important du gaz naturel à l'avenir et à l'échelle mondiale en général et en Europe en particulier. L'étude des modes de transport du gaz fera l'objet du troisième chapitre

## CHAPITRE TROISIEME

---

---

### LE TRANSPORT DU GAZ NATUREL : GAZODUC ET METHANIER

La difficulté relative de transport du gaz naturel représente un frein au développement de son commerce international. Le gaz naturel est transporté soit par gazoduc sous forme de gaz comprimé, soit par méthanier à l'état liquide, après liquéfaction. Il peut également être transformé par conversion chimique. Le transport par gazoduc représente la solution la plus simple mais requiert la mise en place d'un réseau de conduites reliant les sites de production et de réception. Le transport par méthanier nécessite la liquéfaction du gaz naturel qui est transporté en phase liquide à la pression atmosphérique qui avoisine les  $-160^{\circ}\text{C}$ .

En 1885, la première ligne de transport de gaz naturel était mise en service; il s'agissait d'une conduite de diamètre 200 mm et de longueur 135 km entre la Pennsylvanie et Buffalo, dans l'Etat de New York. En 1964-65, étaient inaugurés les premiers transports réguliers de gaz naturel liquéfié entre l'usine de liquéfaction d'Arzew (Algérie) et les terminaux méthaniers de Canvey Island (Royaume-Uni) et du Havre (France)<sup>1</sup>. A l'heure actuelle nous pourrions dire que tout  $\text{m}^3$  de gaz naturel produit est transporté sous l'une et/ou l'autre des types de transport avant consommation. Ce transport a été longtemps international, le commerce international du gaz naturel ne représentait que 1% du volume total produit en 1960. L'éloignement croissant des lieux de production et de consommation a entraîné une augmentation de ce commerce, le portant à 347 milliards de  $\text{m}^3$  soit 16% du gaz naturel consommé.

Dans ce troisième chapitre, l'étude s'étalera sur quatre points essentiels concernant le transport de gaz naturel. Dans un premier nous essayerons de faire ressortir l'importance de l'économie du gaz naturel qui est principalement dominée par les coûts de transport, puis nous verrons la conception générale et la construction des chaînes des deux modes de

---

<sup>1</sup> Direction Production Transport GAZ de France, « généralités sur le transport international du gaz », Cours rédigé par M.CAROUGE, TRAN.95.4.CARO, P 2

transport de gaz naturel, par gazoduc et sous forme liquide (GNL), et le dernier point sera consacré pour les modes de financement des projets de transport de gaz naturel en étudiant les montages financiers passant par les différents partenaires financiers d'un projet de transport de gaz naturel.

### **1. L'économie du gaz naturel est dominée par les coûts de transport.**

La principale caractéristique des projets de transport de gaz naturel est leur taille importante. Parmi les projets déjà réalisés ou en cours, on constate que plusieurs sont de l'ordre de 6 Mt par an, ce qui est tout à fait considérable. Ceci se retrouve au niveau des montants importants des projets qui dépassent tous le milliard de dollar pour le GNL et la centaine de million de dollar pour les gazoducs. Pourquoi donc ces projets sont-ils si gros et si chers, et quels sont les paramètres qui en gouvernent l'économie du gaz naturel?

A la première question existent plusieurs réponses partielles, dont l'addition conduit aux caractéristiques des projets. D'abord, les quantités mises en jeu sont importantes car les tonnages disponibles à l'exportation sont parfois considérables. C'est le cas des grands gisements du moyen orient, par exemple. Peu de valorisation locale possible pour le gaz naturel et d'énormes réserves, voilà ce qui conduit à mettre sur pied de très grands projets. De façon symétrique, les besoins à couvrir chez les grands importateurs peuvent être importants et il est plus commode et plus économique de gérer quelques grands contrats plutôt que de multiples petits contrats. Compte tenu de ce que nous avons dit sur les principales zones de production et d'importation de gaz naturel (*cf. premier chapitre*), on voit clairement que certains projets supporteront des coûts de transport importants à cause de la distance à parcourir, c'est le cas des exportations d'Abu Dhabi vers le Japon, ou de l'Algérie vers les Etats-Unis, à l'inverse, si nous gardons l'exemple de l'Algérie, l'Europe semble un débouché « naturel » pour le gaz de ce pays. À cela s'ajoute l'existence de substantielles économies d'échelle qui font que l'on cherche toujours à maximiser la taille des installations : il existe une véritable taille économique des projets.

#### **1.1. Des coûts de transport élevés, des modes d'acheminement rigides et rendements d'échelle croissants.**

Les coûts de construction représentent la majeure partie du coût de revient technique du transport. Les coûts d'exploitation qui sont très faibles en comparaison, concernent essentiellement l'énergie nécessaire pour maintenir la pression dans la ligne ainsi que la supervision du système, et la rigidité de ces modes de transport laisse peu de choix pour les

différents acteurs de la chaîne gazière tout en bénéficiant des économies d'échelle engendrées par la taille des projets de transport de gaz.

### 1.1.1. Des coûts de transport élevés, pour quoi ?

Les coûts de construction peuvent être considérables et dépendent des paramètres suivants :

- La distance à parcourir ;
- Le relief des régions traversées, et éventuellement la difficulté de franchissement des zones marines ;
- Le débit annuel à transporter, qui conditionne le diamètre du tube, l'espacement et la puissance des stations de compression.

Un calcul économique est à faire pour optimiser l'ensemble. Ainsi un abaissement du prix de l'acier par rapport au prix de l'énergie conduira à utiliser un tube de plus grand diamètre, plus cher à acheter et à poser, mais qui se révélera plus économique à l'exploitation. Un autre paramètre majeur est la croissance attendue du trafic. Une conduite peut transporter des quantités variables de gaz naturel. Un calcul économique est aussi à faire pour optimiser dans le temps : ne pas construire trop grand, pour ne pas être pénalisé par des coûts de construction élevés au début, même si l'on bénéficie de capacités de transport suffisantes tout au long de la vie de l'ouvrage ; ne pas construire trop petit non plus, ce qui oblige un coûteux doublement de la ligne au bout d'un temps plus au moins court.

Comme pour les gazoducs les chaînes de GNL sont conçues pour des transports bien précis de gaz bien déterminés<sup>1</sup>. On fixe de façon cohérente la taille de l'usine de liquéfaction, le nombre et les caractéristiques des méthaniers, et la taille de l'usine de regazéification.

La taille économique de la chaîne est tout à fait variable selon l'importance du contrat et du gisement. Toutefois il existe un effet d'échelle qui favorise comme pour les gazoducs, les grands projets qui sont conçus de façon « modulaire » à partir d'éléments (trains de liquéfaction, navires) de taille économique optimale.

Les principaux paramètres à considérer sont les suivants :

- La distance à parcourir (qui joue sur le nombre de méthaniers à utiliser) ;
- Le débit annuel qui joue sur la taille et le nombre de trains de liquéfaction, la taille et le nombre de méthaniers, la taille de l'usine de regazéification ;

---

<sup>1</sup> La composition du gaz naturel est en effet variable suivant les gisements et entraîne un traitement spécifique du gaz avant liquéfaction.

- Les choix techniques, où, il existe des procédés concurrents pour les usines de liquéfaction et les méthaniers.

Là encore, un calcul économique est à faire pour optimiser l'ensemble. Il faut être extrêmement attentif à l'évolution du prix du gaz, car les chaînes de GNL sont gourmandes en énergie, ainsi qu'à l'évolution probable de la demande dans le temps. D'ailleurs, la plupart des projets comportent plusieurs phases avec des possibilités d'extension si nécessaire. Enfin, il faut assurer la fiabilité de la chaîne, ce qui amène à doubler certains éléments particulièrement délicats comme les trains de liquéfaction.

### **1.1.2. Des modes d'acheminement déterminés par les caractéristiques physiques du gaz naturel.**

Les coûts d'exploration-production du gaz naturel sont très élevés. Pierre Angelier indiquait en 1994<sup>1</sup> que l'exploitation du gisement de Troll, situé dans la zone norvégienne de la Mer du Nord, avait nécessité 17 milliards de dollars d'investissements d'exploration, de développement et d'évacuation. Il rappelait à titre de comparaison que le chiffre d'affaires d'Elf s'élevait alors à 38 milliards de dollars. Toutefois, l'importance de ces coûts ne distingue pas la filière du gaz naturel de celle du pétrole, puisque les techniques d'exploration et de production sont sensiblement les mêmes. En revanche, le gaz naturel est un produit beaucoup plus coûteux à transporter que le pétrole. Sa faible densité énergétique exige la mise en oeuvre de techniques spécifiques. En effet, les volumes à transporter aux conditions normales de température et de pression sont beaucoup plus importants que pour le pétrole : une tonne de gaz naturel représente l'équivalent énergétique de 0,89 tonne de pétrole, mais occupe un volume 1300 fois supérieur. Le gaz naturel est transporté soit sous forme gazeuse, par conduites à haute pression (70 à 100 atmosphères), soit sous forme liquide, par voie maritime. Le transport par gazoducs est utilisé pour des distances qui peuvent aller jusqu'à 6000 km. Pour les distances les plus longues, ce mode de transport devient trop onéreux et il faut mettre en place une chaîne de production et de transport de gaz naturel liquéfié (GNL) : refroidi à une température de - 160°C, le méthane devient liquide et son volume se réduit d'environ 600 fois<sup>2</sup>. Il est alors transporté dans des navires isothermes, les méthaniers, et regazéfié sur les lieux de déchargement.

---

<sup>1</sup> In Ecole nationale d'administration Promotion Copernic Séminaire Energie et société Groupe 5, «Aspects économiques et géopolitiques liés au développement prévu du gaz naturel dans un marché ouvert », OP cité, P 10.

<sup>2</sup> Pierre-Rene BAQUIS – Emmanuelle BAQUIS, « Comprendre l'avenir, Pétrole & Gaz naturel », OP cité P 46.

### 1.1.3. Des coûts de transport élevés mais des rendements d'échelle croissants.

Les investissements moyens de pose de gazoducs terrestres en Europe varient entre 1 et 2 milliards de dollars pour 1000 km<sup>1</sup>. Ces coûts peuvent augmenter de 50 % selon la nature des espaces traversés. Par exemple, le gazoduc « Norfra », qui relie les champs gaziers norvégiens au terminal gazier de Dunkerque en traversant les zones maritimes norvégienne, danoise, allemande, néerlandaise, belge et française a nécessité un investissement de plus de 1,2 milliards d'euros. Les coûts d'entretien sont en moyenne de 2 % des coûts de construction à terre et 1 % en mer. L'investissement initial représente donc une part prépondérante des coûts de transport par gazoducs.

Le transport par gazoducs présente en outre une caractéristique industrielle remarquable : il obéit à la loi des « rendements d'échelle croissants ». En effet, l'investissement nécessaire à la construction est, en première approximation, proportionnel au diamètre de la conduite. Or la capacité de transport d'une conduite augmente plus que proportionnellement à son diamètre, par exemple, une augmentation de 10 % du diamètre entraîne un accroissement de 25 % de la capacité de transport. Même si cette augmentation de la capacité nécessite des coûts de compression plus élevés, les économies d'échelle restent significatives.

S'agissant de la chaîne GNL, on considère généralement qu'elle devient rentable par rapport au transport par conduites à partir de 3000 km pour de petits volumes (par exemple 3 Gm<sup>3</sup> par an) et de 6000-7000 km pour des volumes plus importants (par exemple, 25 Gm<sup>3</sup> par an).

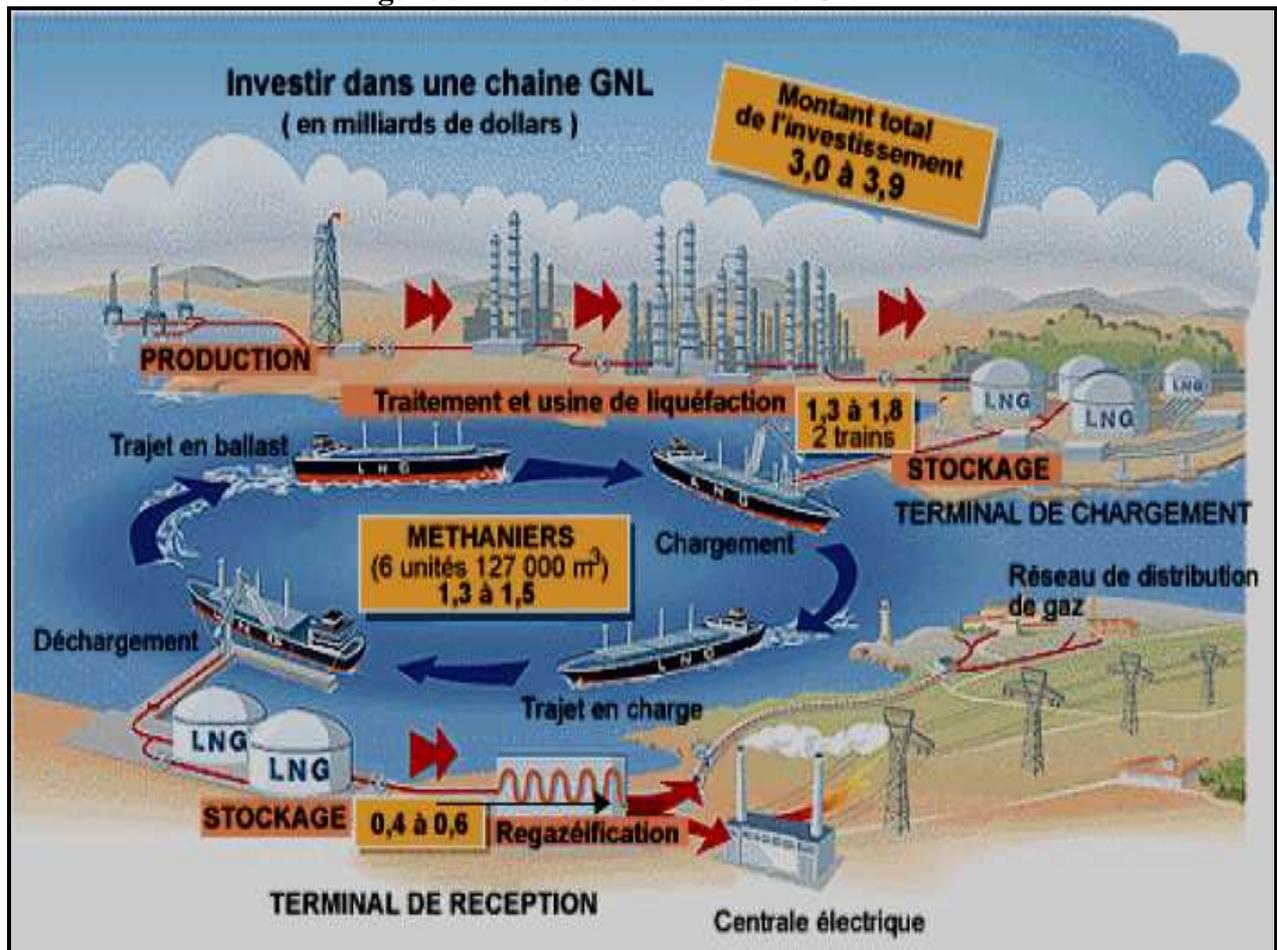
La figure 3.1 présentée ci après donne une idée des investissements à engager pour mettre en service une chaîne GNL : le montant total y est estimé entre 3 et 3,9 milliards de dollars. Les coûts de la chaîne GNL tendent cependant à décroître de manière importante depuis la mise en service des premières unités, au milieu des années soixante en Algérie. Ainsi, les coûts de liquéfaction observés sur la période 1996-2000 seraient inférieurs de 55 % à ceux de la période 1965-1970. Parallèlement, les coûts de construction des méthaniers diminuent à mesure que la taille des navires augmente<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Ecole nationale d'administration Promotion Copernic Séminaire Energie et société Groupe 5, «Aspects économiques et géopolitiques liés au développement prévu du gaz naturel dans un marché ouvert », OP cité, P 11

<sup>2</sup> Centre for Administrative Innovation in the Euro-Mediterranean Region (CAIMED), « Gouvernance, compétitivité et réseaux dans l'aire euro-méditerranéenne: transports, énergie et télécommunications *Algérie, Egypte, Jordanie Liban, Maroc, Tunisie* », Mars 2007, P 72.

Figure 3.1 : Le coût d'une chaîne GNL



Source : <http://www.totalfinael.com/fr/html/de/gn/index.htm>

NB : LNG est l'appellation anglaise du GNL.

## 1.2. Les échanges internationaux de gaz naturel et les coûts de transport.

Pendant longtemps, une certaine pléthore énergétique, des prix bas de l'énergie et la difficulté de maîtriser à un niveau industriel des technologies sophistiquées, ont constitué un frein puissant au développement du commerce international du gaz naturel. Cependant, après une timide naissance en Amérique du Nord dans les années 1950, celui-ci s'est rapidement développé. Après cet essor tardif et malgré un rythme moyen d'accroissement de 15% par an depuis 1970<sup>1</sup>, le total des échanges de gaz entre Etats ne représente actuellement que 13.2% de la production commercialisée. La carte 3.1 représente les flux mondiaux de gaz naturel.

<sup>1</sup> Jean Masseron, « *L'économie des hydrocarbures* », édition Technip, 1982, P 444.



### 1.2.1. Développement et contraintes du commerce international du gaz naturel.

Le commerce international du gaz naturel ne s'est réellement développé qu'à partir de 1960, le premier transport intercontinentale date de 1964, pour croître ensuite à un rythme très soutenu, presque sans discontinuité. Les quantités faisant l'objet de transactions internationales représentent ainsi, en 1985, 234 milliards de m<sup>3</sup> environ, à comparer à 5 et 45 milliards de m<sup>3</sup> en 1960 et 1970 respectivement<sup>1</sup>.

Un certain nombre de facteurs peuvent expliquer ce développement tardif ou même certaines contraintes actuelles ; en particulier :

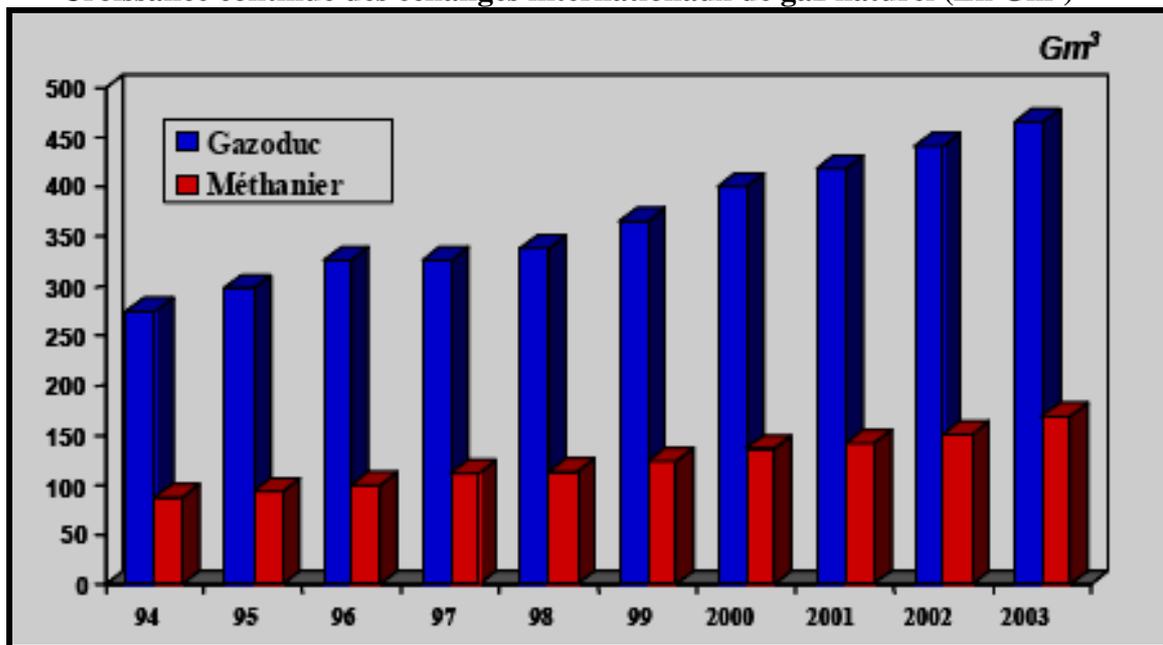
- L'ampleur des investissements et des coûts de transport requis par les chaînes gazières destinées à l'exportation ;
- La surabondance d'énergie qui pendant longtemps a eu pour conséquence des prix bas de l'énergie et tout particulièrement du pétrole ;
- La meilleure valorisation du pétrole, la diversification de ses marchés, la facilité de son transport ;
- Dans un premier temps, la difficile maîtrise de technologie sophistiquée en matière de liquéfaction et de transport de GNL ;
- La relative proximité des zones consommatrices et des zones productrices ;
- Enfin, à l'exportation, une rente minière de gaz naturel, généralement inférieure à celle du pétrole brut ; ceci tient à l'importance des coûts de transport, d'où parfois l'affectation prioritaire, voire exclusive, des ressources aux besoins domestiques.

En conséquence, le total des échanges internationaux de gaz ne représente encore que 13.2% de la production commercialisée<sup>2</sup>, soit environ quatre fois moins en pourcentage, que pour le pétrole brut. Cependant, les déficits production/consommation par zone devraient aller croissants avec la régression des productions domestiques des principaux pays industrialisés occidentaux consommateurs, et même dans l'hypothèse d'un simple maintien du taux de pénétration actuel du gaz naturel sur ces marchés, ceci devrait conduire à un essor inéluctable du commerce international du gaz.

---

<sup>1</sup> André Giraud, Xavier Boy de la Tour, « géopolitique du pétrole et du gaz », OP cité, P 349.

<sup>2</sup> Jean-Pierre Angelier, « L'évolution récente des marchés internationaux du gaz naturel », OP cité, P 19

**Graphique 3.1****Croissance continue des échanges internationaux de gaz naturel (En Gm<sup>3</sup>)**

Source : Gaz de France, Mai 2006.

A cela s'ajoute la tendance, déjà constatée précédemment, à la délocalisation progressive et à l'éloignement des réserves par rapport aux zones consommatrices, enfin, il faut mentionner le souci des pays consommateurs et importateurs de diversifier leurs approvisionnements.

Le principal obstacle structurel à cette évolution, tient à la rigidité inhérente des chaînes gazières, à leur manque d'adaptabilité et de souplesse que soulignent des relations contractuelles parfois difficiles, dans un contexte énergétique incertain caractérisé par de fortes fluctuations des marchés et des prix. Cette rigidité, caractéristique des opérations gazières, est liée à la structure du marché où les acheteurs sont peu nombreux et le plus souvent regroupés en consortium, aux délais de négociation et de réalisation, à la dimension et à la lourdeur des investissements dont seuls des contrats à longue durée peuvent assurer la rentabilité. « La dépendance réciproque, qui lie par de tels contrats pays producteurs et acheteurs, représente une contrainte politique déterminante qui n'a pas d'équivalent dans d'autres domaines <sup>1</sup> ».

Dans ce contexte et compte tenu d'un environnement énergétique qui se modifie rapidement, il importe du point de vue de l'acheteur, que le gaz naturel (ou le GNL) soit maintenu en position de concurrence vis-à-vis des autres énergies sur les marchés concernés. En revanche, du point de vue du vendeur, qui s'est engagé à garantir la continuité de ses

<sup>1</sup> André Giraud, Xavier Boy de la Tour, « géopolitique du pétrole et du gaz », OP cité, P 352.

livraisons, les prix du gaz doivent connaître une relative stabilité et permettre une rémunération du risque financier et technique encouru.

La recherche d'un accroissement de la souplesse dans les contrats, volumes, prix et fréquence des renégociations, liée à l'exigence de compétitivité du gaz, ne doit pas non plus compromettre l'équilibre économique des projets ; le compromis est parfois difficile et implique certainement plus de compréhension et de coopération entre fournisseurs et consommateurs afin de restaurer le climat de nature à encourager le développement des échanges internationaux de gaz naturel.

### **1.2.2. Les échanges par gazoduc.**

Les échanges par gazoduc représentent environ 78% des quantités faisant l'objet de transaction internationales. L'Europe de l'Est, l'Europe occidentale et l'Amérique du Nord en concentrent l'essentiel. De fait, ces trois régions disposent de près de 95% des longueurs de réseaux installées dans le monde<sup>1</sup>.

L'Amérique du Nord (Etats unis surtout) et l'Europe occidentale se sont dotées très tôt d'un système de distribution de gaz, efficace et particulièrement dense. Dans le cas de l'Europe, la nécessité de trouver des débouchés au gaz de Groningue et au gaz Soviétique a été à l'origine de l'installation d'un vaste réseau de gazoducs. Le gaz de mer du Nord a provoqué ensuite un effort important en faveur de la technologie des pipelines sous marins qui a bénéficié à l'approvisionnement de la Grande Bretagne et au raccordement des gisements norvégiens au réseau européen. Plus généralement, l'interconnexion des réseaux nationaux européens a donné une meilleure souplesse à des exportations qui présentaient jusque là la rigidité des contrats bilatéraux conclus pour des périodes pouvant atteindre 20 ans.

Le réseau des pays d'Europe de l'Est est surtout caractérisé par la mise en place du réseau de pipelines depuis les gisements soviétiques de Sibérie occidentale (Urengoi puis Yamburg) vers les régions européennes de l'ex URSS, à l'exportation, vers l'Europe de l'Est et l'Europe occidentale. Les premières livraisons à travers le gazoduc transsibérien ont eu lieu dès le début de 1984 et le volume maximum contractuel de 27 milliards de m<sup>3</sup> en phase plateau est atteint en 1992<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> OME, « The development of natural gas corridors to Europe: Long term trends, priority infrastructures and policy options », project n° 006588: Energy corridor Optimization for European Markets of Gas, Electricity and Hydrogen, October 2006. P33.

<sup>2</sup> André Giraud, Xavier Boy de la Tour, « géopolitique du pétrole et du gaz », OP cité, P 353.

L'ex URSS réalise ainsi 38% des exportations mondiales par gazoduc, les exportations soviétiques se répartissant presque à égalité entre l'Europe occidentale et les pays européens du Conseil d'Assistance Economique Mutuelle (CAEM). Le reste de l'approvisionnement européen par gazoduc est assuré par les Pays Bas et la Norvège. L'Algérie, en fin, exporte vers l'Italie via le gazoduc transméditerranéen 24 milliards de m<sup>3</sup> et 8 milliards de m<sup>3</sup> vers l'Espagne via le gazoduc Magreb-Europe<sup>1</sup> ; ces gazoduc sous marin, posé sur des profondeurs allant jusqu'à 600 m, ont constitué, il faut le souligner, une première mondiale, qui ouvre aux échanges par gazoduc des perspectives élargies.

L'Amérique du Nord est quasiment autarcique au plan de ses approvisionnements gaziers, le Mexique ayant préféré arrêter ses livraisons en Novembre 1984 plutôt que d'aligner ses prix sur ceux du Canada qui assure ainsi, exclusivement par gazoduc, l'essentiel de la couverture des besoins et importations des Etats Unis.

Au total, l'ex URSS (38%), les Pays Bas (25%), le Canada (14%) et la Norvège (14%) assurent 91% du total des exportations par canalisation.

### **1.2.3. Le commerce international du GNL.**

La technologie du GNL s'impose lorsque la pose d'un pipeline est impossible, trop coûteuse ou encore géopolitiquement inenvisageable (traversées de plusieurs pays). Elle est essentiellement utilisée pour des transports intercontinentaux. Cette technologie est apparue dans les années 60, elle consiste à refroidir le gaz naturel jusqu'à une température de -160°C, où il devient liquide à la pression atmosphérique. L'intérêt de cette transformation réside essentiellement dans la réduction du volume occupé par une masse donnée de gaz lorsqu'elle est liquéfiée (coefficient de contraction de 600 environ). Le GNL est alors transporté dans des navires spéciaux (méthaniers) dont la conception, les caractéristiques et l'utilisation dépendent pour une grande part des caractéristiques physiques du produit transporté (température, masse volumique). Ainsi une isolation doit être interposée entre les cuves et la coque pour limiter en particulier les pertes par évaporation ; le gaz évaporé est brûlé dans les chaudières du navire. A l'arrivée le GNL est généralement comprimé à la pression du réseau de distribution puis regazéifié à cette pression.

C'est cette technique qui a permis de développer progressivement l'approvisionnement du Japon à partir des producteurs du bassin Pacifique (y compris l'Alaska) et du Moyen Orient. Le GNL représente maintenant environ 22% des échanges mondiaux, si les exportations se répartissent dans sept pays (mais 40% pour la seule

---

<sup>1</sup> Revue de l'Activité Transport par Canalisation (TRC Sonatrach), Pipe News, N° 10 de Novembre 2007, P 12.

Indonésie), les importations sont très concentrées puisque deux pays absorbent 85% des exportations de GNL : 73% pour le Japon et 12% pour la France.

Le marché mondial du gaz naturel liquéfié possède trois grandes composantes géographiques, chacune ayant des caractéristiques propres :

- ✓ Sur le marché Nord Américain, le GNL constitue une source énergétique d'appoint tout à fait marginale. Les Etats Unis possèdent en effet sur leur territoires des réserves gazières notables, quoique en déclin, et un réseau de gazoducs particulièrement dense. Néanmoins, suite aux importations passés de GNL en provenance d'Algérie, les capacités de transport maritime et de réception de GNL existent ; sous réserve de conditions contractuelles favorables (essentiellement de prix), une reprise des importations de GNL par les Etats Unis pourrait donc être éventuellement envisagée. Toutefois les surcapacités importantes de production domestique et les importations canadiennes, par gazoduc, ne laissent actuellement que peu de place pour les importations par la voie GNL. L'hypothèse du développement de nouveaux projets GNL dans cette zone doit donc être écartée à court moyen terme.
- ✓ En Europe occidentale, le GNL, en provenance de l'Algérie et de la Lybie, constitue également une source énergétique d'appoint, mais dessert plusieurs pays et joue un rôle significatif dans la diversification des approvisionnements gaziers français. Le GNL entre ainsi en compétition avec les autres importations gazières en provenance d'ex URSS ou de mer du Nord par gazoduc. Dans ce contexte, la décision de développement et de mise en production du gisement norvégien de Troll renforce encore la concurrence que doit affronter le GNL pour l'approvisionnement en gaz de l'Europe occidentale.
- ✓ Au Japon, et de manière générale dans l'ensemble de la zone Pacifique, le GNL demeure presque toujours la seule manière d'importer du gaz : la construction de gazoducs entre zones telles que l'Australie, le Japon et l'Indonésie apparait en effet très difficilement envisageable. Le marché Pacifique est donc essentiellement un marché GNL ; il concentrera la majeure partie des potentialités de développement à l'avenir.

L'importance réduite des transactions, la régionalisation marquée, et la concentration poussée des exportations dans quelques pays caractérisent principalement le marché international du gaz naturel. Compte tenu de la contrainte de rigidité inhérente à ces opérations, il apparait qu'il existe relativement peu d'alternatives à la structure actuelle des approvisionnements des principaux marchés, du moins à moyen terme. Dans une hypothèse

de diminution des productions domestiques des principaux pays occidentaux consommateurs, le risque de dépendance excessive peu se renforcer.

## **2. Le transport de gaz naturel par gazoduc.**

Dans le premier paragraphe nous traiterons des chaînes de transport par gazoduc : conception et constitution, et dans le second nous analyserons les coûts relatifs aux réseaux de transport par gazoduc et la concurrence entre les gazoducs.

### **2.1. Les chaînes de transport par gazoduc.**

Le développement du transport de gaz naturel par canalisation a entraîné la mise en place d'un important réseau de gazoducs dans le monde. La longueur totale des gazoducs dans le monde représente environ le double de celle qui est utilisée pour le transport du pétrole brut et dépasse le million de kilomètre. Elle a atteint 250 000 km en Europe et plus de 200 000 km dans la CEI en excluant le réseau de distribution.

#### **2.1.1. Conception générale des installations.**

Les caractéristiques essentielles d'un réseau de transport sont : la pression maximale de service et le diamètre des conduites, l'espacement des stations de compression et le taux de compression qui sont déterminées à l'issue d'un processus d'optimisation technique et économique.

Commençons par les réseaux terrestres, les pressions de service les plus courantes sont comprises entre 70 et 100 bars avec un espacement des stations de compression de 110 à 200 km. Dans quelques cas particuliers, des pressions de 120 bars ont été retenues dans les zones où l'utilisation de stations de compression intermédiaires était limitée (zone arctique).

Pour ce qui est des réseaux sous-marins, les pressions de service sont plus élevées; les contraintes mécaniques généralement imposées aux tubes lors de la pose des ouvrages rendent nécessaire l'adoption d'épaisseurs plus fortes supportant des pressions internes élevées. Ainsi la pression des réseaux de mer du Nord est-elle comprise entre 150 et 170 bars<sup>1</sup>. Dans le cas de gisements de pétrole et de gaz associés, la tendance s'oriente vers l'utilisation de pressions encore plus importantes afin de pouvoir évacuer vers la côte, dans une seule conduite et en phase unique, le gaz naturel et les condensats d'hydrocarbures extraits des gisements.

L'évolution technique et l'augmentation des quantités de gaz transportées ont conduit à un accroissement progressif des diamètres des canalisations; les premiers gazoducs de

---

<sup>1</sup> Direction Production Transport GAZ de France, « généralités sur le transport international du gaz », OP cité, P 09.

diamètre 900 mm ont été posés dans les années 1960, suivis quelques années plus tard par des ouvrages de 1200 puis de 1400 mm de diamètre.

L'industrie mondiale, en particulier en Europe et au Japon, est actuellement en mesure de fournir des tubes de 1600 mm de diamètre pour des pressions de service égales à 100 bar mais aucun projet dans cette gamme de diamètre n'est aujourd'hui envisagé. Pour les réseaux sous-marins la même tendance à l'accroissement des diamètres est observée. Toutefois les pressions de service élevées et les difficultés de construction et de réparation des conduites font qu'on se limite actuellement aux diamètres d'environ 1000 mm. Un autre moyen d'augmenter la capacité de transport des ouvrages consiste à abaisser la température du gaz transporté. Cette technique s'est développée sur certains réseaux en zone arctique, principalement en ex-URSS. Pour un diamètre de conduite donné et une pression maximale de transport fixée, l'épaisseur de la conduite se calcule directement, en connaissant la contrainte limite de l'acier utilisé. La valeur limite de la contrainte doit être au plus égale à la limite élastique<sup>1</sup>.

#### ✓ La construction des réseaux de gazoducs

La plupart des gazoducs construits dans le monde sont des gazoducs enterrés et les chantiers connaissent des conditions climatiques et de terrain qui n'ont rien d'exceptionnel. Les techniques de pose employées restent classiques; aucun changement notable n'est intervenu depuis de nombreuses années dans les différentes opérations de construction: creusement de la tranchée, soudure des tubes, préparation et remise en état des pistes. Par contre, des améliorations ont progressivement été introduites dans leur mise en oeuvre: amélioration des procédures de revêtement des tubes, amélioration des techniques de soudage (vitesse, méthodes telles que le fil fourré sans gaz), perfectionnement des techniques de contrôle aux diverses phases de la construction notamment pour le contrôle des joints soudés (rayons X, ultrasons...). Dans deux domaines particuliers des techniques nouvelles ont été développées et des changements technologiques s'opéreront nécessairement dans l'avenir:

- La pose de canalisations sous-marines qui a entraîné la conception et la construction de barges spécialement adaptées ainsi que la mise au point de méthodes de construction spécifiques (pose selon une courbe en S ou en J, pose par tronçons lestés et allégés). L'accroissement des profondeurs de pose devrait exiger une évolution des méthodes et technologies;

---

<sup>1</sup> J.M. Patroni, « Lifetime of a Natural Gas Storage Well Assessment of Well-Field Maintenance Cost », *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 62 (2007), No 3, pp. 297-309, P 305.

- La construction en zone arctique pour laquelle les contraintes écologiques (absence de dégradation du pergélisol), les conditions climatiques et les problèmes logistiques ont conduit à adapter les techniques traditionnelles. Des progrès sont encore attendus dans le fonctionnement des engins à basse température, les techniques de creusement et remblaiement en sol gelé, les conditions de réalisation d'essais hydrostatiques.

✓ **L'exploitation des réseaux de gazoducs.**

Grâce aux règles de conception, et aux spécifications imposées lors de la construction des ouvrages tant aux matériaux qu'aux procédures, le transport par gazoduc s'avère particulièrement sûr. Néanmoins le souci permanent d'accroître la fiabilité des réseaux a conduit les compagnies gazières à rechercher certaines améliorations en matière de protection anticorrosion des conduites et de surveillance des réseaux.

Dans le domaine de la protection active anticorrosion, les techniques de protection cathodique des tubes d'acier sont bien maîtrisées. Les techniques développées de façon interne ont été mises en oeuvre sur les réseaux de gazoducs comme sur d'autres installations industrielles complexes, usine marémotrice, centrales électriques. Quant au revêtement des tubes, les efforts ont porté sur l'amélioration de leur qualité par l'introduction de matériaux nouveaux, polyéthylène, époxy, en remplacement du brai de houille et du bitume de pétrole. Pour le contrôle et la surveillance des gazoducs, des progrès importants ont été accomplis particulièrement dans les techniques de contrôle par voie interne de l'état des conduites à l'aide de pistons instrumentés ainsi que dans l'enregistrement des mesures. Des progrès nouveaux sont attendus dans les domaines suivants:

- Détection de types de défauts internes ou externes plus variés (la détection des défauts géométriques est actuellement la technique la plus fiable) et accroissement de la sensibilité et du seuil de détection des appareils;
- Amélioration de la précision de localisation des défauts détectés;
- Accroissement de la capacité de stockage d'informations des pistons instrumentés.

### 2.1.2. Le choix des matériaux

Les gazoducs sont constitués de tubes d'acier assemblés par soudage sur chantier terrestre ou barge de pose en mer. Le coût des tubes représente une part importante du coût total des ouvrages ; 30 à 50% à terre, 10 à 20% en mer<sup>1</sup> ; par ailleurs la nature du produit transporté et les exigences de fiabilité des réseaux font que les aspects « qualité » et « performances » des matériaux sont primordiaux. Un effort important de l'industrie est dirigé vers la mise au point d'aciers aux caractéristiques élevées et vers des procédés de fabrication des tubes garantissant une homogénéité de production et des taux de défauts très bas.

Dans le domaine des aciers les développements sont orientés vers l'amélioration des caractéristiques mécaniques (limite d'élasticité) et de la ductilité de façon à éviter les ruptures en domaine fragile. Ces progrès sont atteints sans dégradation des qualités de soudabilité. Avant 1960, les aciers présentant la plus haute résistance étaient de type E360 (limite élastique 52 000 psi soit 360 MPa) et avaient une composition chimique de type carbone-manganèse. Aujourd'hui les aciers jugés économiquement optimaux sont de type E450 (X65) et E480 (X70)<sup>2</sup>. Ces aciers sont des produits à faibles teneurs en soufre et phosphore, obtenus par micro-alliage avec des éléments divers, vanadium, niobium, molybdène, nickel et terres rares. Parallèlement à cette augmentation de la limite élastique, les utilisateurs ont imposé des spécifications de résilience de plus en plus sévères et introduit des tests nouveaux permettant de caractériser le mode de rupture. Bien qu'aujourd'hui des aciers E620 (X90) et même E680 (X100) puissent être fabriqués par traitement thermique additionnel, une limite semble avoir été atteinte dans l'emploi de nuances à caractéristiques élevées pour des projets terrestres. Pour les gazoducs sous-marins, le recours à ces dernières nuances pourra être justifié dans l'avenir dans le cas de fortes profondeurs.

Dans le domaine de la fabrication des tubes, la mise en place de systèmes d'assurance-qualité avec essais et contrôles non destructifs sévères à toutes les étapes de production de la tôle d'acier et du tube s'est progressivement généralisée. Les progrès permanents dans l'instrumentation (rayons X, ultrasons, courants haute fréquence) et le traitement informatique des résultats de mesure devraient permettre une amélioration de l'homogénéité de production et une meilleure détection des petits défauts.

---

<sup>1</sup> A. Sanier, I. Hénaut and J.F. Argillier, « Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge », *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 59 (2004), No. 5, pp. 455-466, P 459.

<sup>2</sup> Direction Production Transport GAZ de France, « généralités sur le transport international du gaz », OP cité, P 12.

### **2.1.3. Stations de compression**

La tendance la plus marquante dans la conception des stations de compression est l'emploi de plus en plus fréquent des compresseurs centrifuges, entraînés par turbines à gaz, les compresseurs à pistons entraînés par moteurs à pistons étant réservés aux stations ayant le taux d'utilisation le plus élevé. Les turbines à gaz peuvent être soit des turbines industrielles soit dérivées des turbines aéronautiques.

L'accroissement du coût du gaz carburant a stimulé ces dernières années les recherches en matière d'économie d'énergie et les dispositifs permettant de récupérer une partie de la chaleur contenue dans les produits de combustion à l'échappement des turbines. L'utilisation de cette chaleur pour actionner des turbines à vapeur combinées aux turbines à gaz est une technique qui commence à être utilisée. Les autres évolutions dans la conception des stations sont la standardisation et la modularisation des équipements ainsi que le développement des techniques de télécommande, télésurveillance et d'automatisation des stations.

## **2.2. Le transport par gazoduc : coûts, réseaux et concurrence**

Cette section traitera des coûts du transport par gazoduc, les réseaux de gazoducs dans le monde et la concurrence entre gazoducs.

### **2.2.1. Le coût du transport par gazoduc**

Du fait de la plus faible densité énergétique du gaz et du coût élevé des opérations de concentration (compression, liquéfaction ou transformation en méthanol), le transport par conduite s'est très vite imposé à terre. C'est ainsi que les seuls réseaux de transport de gaz représentent plus de 60% de l'ensemble des conduites posées dans le monde. En raison de leur longue tradition gazière et de l'éloignement de leurs régions de production et de consommation, les Etats Unis et l'ex URSS viennent largement en tête. La caractéristique majeure de ces conduites réside dans des diamètres bien supérieurs à ceux des lignes de pétrole brut, pour un débit énergétique identique. Des considérations techniques et économiques permettent d'expliquer ce phénomène.

En effet, une canalisation de diamètre donné permet en moyenne le passage d'une quantité de pétrole brut cinq fois supérieure à celle de gaz. En vertu des phénomènes physiques qui régissent l'écoulement des fluides dans une conduite, on est ainsi amené à considérer pour le gaz des canalisations d'un diamètre double de celles des lignes de brut. Le transport par gazoduc mérite donc une analyse bien spécifique.

L'emploi de ligne à fort diamètre implique des investissements très lourds. Ils sont constitués à près de 80% par les éléments relatifs à la conduite et sa pose, contre 20% pour les stations de compression<sup>1</sup>, le matériel de télécommande et de comptage, les bâtiments et la protection. Ces investissements sont par ailleurs fonction de la localisation géographique et de la difficulté de la zone traversée. L'économie d'échelle, lorsque le diamètre (et donc le débit) augmente, est importante. En effet, l'investissement ne croît que de 50% quand le débit, correspondant à des diamètres de 800 et 1050mm, passe de 5 à 10 milliard de m<sup>3</sup>. L'énergie utilisée ou autoconsommée représente environ 3\4 des dépenses d'exploitation pour un dimensionnement optimal de la conduite.

A l'heure actuelle l'activité de pose des gazoducs bat tous les records historiques avec près de 150 000Km de lignes en construction ou en projet dans le monde<sup>2</sup>. Aucune région ne semble échappée à ce phénomène. De plus, l'étape désormais franchie avec la pose des sections de canalisations en mer, ouvre de nouvelles perspectives à l'offshore profond et au rôle des gazoducs dans les transports intercontinentaux. Cependant la lourdeur des investissements pour des distances importantes et les contraintes de nature géopolitique constitueront toujours un frein puissant et nécessiteront le recours à une technologie différente, plus sophistiquée, mais offrant d'avantage de souplesse.

### 2.2.2. Les réseaux de gazoducs dans le monde

Les réseaux de gazoducs les plus importants au monde sont concentrés dans les régions suivantes:

- ✓ L'Amérique du Nord: l'ensemble du réseau, historiquement le plus ancien, est extrêmement maillé et enchevêtré; il s'étend jusqu'aux zones arctiques (Alaska);
- ✓ L'ex-URSS: ce pays a réalisé un effort important pour mettre en valeur ses réserves de gaz; le réseau de transport à atteint actuellement plus de 200 000 km.

A titre d'exemple de réalisation, le gazoduc Urengoy-Uhzhgorod destiné à l'exportation du gaz du gisement d'urengoy à une longueur de 4 451 km dont 120 sont posés sur un sol éternellement gelé et un millier d'autres dans la toundra marécageuse et la taïga. L'artère franchit deux massifs montagneux, l'Oural et les Carpates, et quelques huit cents cours d'eau dont certains sont très importants, la Volga, le Dniepr et le Don. 2,7 millions de tonnes de tubes d'acier de 1420 mm de diamètre ont été assemblés grâce à 2 100 km de soudures.

---

<sup>1</sup> Direction Production Transport GAZ de France, « généralités sur le transport international du gaz », OP cité, P 16.

<sup>2</sup> A. Saniere, I. Hénaut and J.F. Argillier, « Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge », OP cite, 456.

Quarante stations de compression d'une puissance totale de 3 000 MW complètent le système de transport.

✓ L'Algérie: pays d'Afrique, possède un important réseau de gazoducs destiné principalement à évacuer le gaz du gisement d'Hassi R'Mel vers les usines de liquéfaction de la côte méditerranéenne ainsi que vers l'Italie, via la Tunisie (gazoduc Enrico Mattei GEM); et vers l'Espagne via le Maroc (gazoduc Pedran Duran Farrell GPDF).

✓ Le Mexique et l'Argentine ont développé des systèmes de transport importants pour exploiter leurs ressources nationales.

✓ L'Iran: son réseau de transport est actuellement sous-exploité du fait du non application des contrats de vente signés avant la révolution avec certains pays d'Europe Occidentale.

✓ Pour assurer leurs approvisionnements respectifs, les sociétés gazières européennes en sont arrivées à tisser des interconnexions entre chacun de leur réseau propre et les différentes sources de gaz naturel. L'existence de ces interconnexions et l'organisation concertée des mouvements de gaz, grâce à des relations étroites entre les centres de contrôle "*dispatching*" des différents pays, permettent des échanges et une assistance mutuelle, et donc garantissent une certaine sécurité d'approvisionnement.

L'ensemble des principaux ouvrages du réseau de transport terrestre européen (hors réseaux d'intérêt national seul) a une longueur cumulée de plus de 6 000 km. Les principaux ouvrages réalisés en Europe Occidentale sont:

- Les gazoducs de gaz de Groningue qui relient les Pays-Bas à l'Allemagne et, via la Belgique, à la France (Taisnières, près de Maubeuge) ;
- Le gazoduc sous-marin Norpipe qui collecte du gaz de la mer du Nord norvégienne (zone d'Ekofisk) vers Emden, en Allemagne. Il se prolonge d'une part en Allemagne, d'autre part par le réseau de transport néerlandais puis, pour l'alimentation de la Belgique et de la France, par la canalisation Ségéo aboutissant à la frontière franco-belge à Taisnières ;
- Le gazoduc sous-marin Statpipe qui collecte le gaz des gisements du nord de la mer du Nord norvégienne, Statfjord, Heimdal et Gullfaks, vers Ekofisk où il rejoint le Norpipe ;
- Les gazoducs Megal (Allemagne) et Wag (Autriche) qui assurent à ces pays et à la France l'acheminement du gaz de l'ex-URSS; ils débutent en Allemagne à Waidhaus et en Autriche à Baumgarten où ils sont connectés au système tchécoslovaque Transgaz ;
- Le gazoduc Tag (Autriche) qui achemine du gaz de l'ex-URSS livré à Baumgarten et destiné à l'Autriche et à l'Italie ;

- Le gazoduc TransMed qui transporte le gaz naturel algérien jusqu'au nord de l'Italie via les détroits de Sicile et de Messine ;
- Les deux systèmes de transport sous-marins qui relient au Royaume-Uni les gisements de Frigg (Frigg's System) et de la zone de Brent (Flag's Line), au nord de la mer du Nord. Cet ensemble va continuer à se développer grâce à des extensions en cours de réalisation ou projetées; les plus importantes sont les suivantes:
  - En vue de recevoir sur le continent une partie du gaz naturel des gisements norvégiens de Troll et Sleipner, le gazoduc sous-marin Zeepipe a été construit entre Sleipner et Zeebrugge (Belgique). Il est opérationnel en 1993; il sera prolongé ultérieurement vers le gisement de Troll;
  - Une liaison trans-Manche entre le Royaume-Uni et le continent est envisagée. Interconnectant les réseaux britannique et européen, elle permettrait l'acheminement de gaz de la mer du Nord (norvégienne ou britannique) vers le continent ou d'autres gaz (ex-URSS, Algérie,...) vers le Royaume-Uni. D'autre part, une liaison est en cours de construction entre l'Irlande et le Royaume-Uni permettant aux Irlandais l'accès à d'autres sources d'approvisionnement que leurs gisements nationaux;
  - Une nouvelle canalisation, Europipe, accroîtra la capacité d'exportation de gaz norvégien vers le continent. Son tracé suivrait celui du Norpipe. Aussi la réalisation du gazoduc Norfra entre la zone norvégienne de la mer du Nord et la côte française près de Dunkerque; ce gazoduc serait le plus long gazoduc sous-marin du monde (plus de 650 km);
  - Un système de transport Midal-Stegal vient d'être construit en Allemagne, reliant Emden à Ludwigshafen d'une part et à la frontière germano-tchèque d'autre part, créant une nouvelle liaison entre les gisements de la mer du Nord et ceux de l'ex-URSS;
  - Les réseaux français et espagnol sont interconnectés depuis 1993 par un gazoduc transpyrénéen Lacq-Calahorra, permettant à l'Espagne l'importation de gaz norvégien;
  - Le système TransMed entre l'Algérie et l'Italie est en cours de renforcement pour doubler sa capacité actuelle.

### **2.2.3. La concurrence entre gazoducs.**

Le gros du gaz n'est pas consommé là où il est produit. Rares sont les puits situés à proximité d'importants centres de consommation. Le gaz doit être transporté, souvent sur de longues distances. Bien qu'il soit techniquement possible de refroidir le gaz pour le liquéfier afin de le transporter par des modes conventionnels (train, camion, bateau), ce procédé n'est pas concurrentiel, sauf dans de rares circonstances. C'est ainsi que le gaz est transporté par un

réseau de gazoducs de diamètre et de pression variables. Ce réseau est habituellement divisé en deux composantes : le réseau de gazoducs principal point à point sous haute pression, appelé « réseau de transport », et le réseau de « distribution » sous faible pression de gaz de haute densité aux petits et moyens consommateurs.

Il n'existe aucune distinction physique claire entre ces deux réseaux. Cependant, certaines distinctions peuvent être faites sur la base de la pression dans le gazoduc. Le transport à l'échelle nationale se fait en règle générale à des pressions d'environ 60 à 80 bars, tandis que le transport régional s'effectue entre 40 et 15 bars. La distribution locale, quant à elle, s'effectue à des pressions inférieures à 15 bars. Étant donné que la pression du gaz dans les conduites diminue dans le sens du flux avec la distance parcourue, il faut la maintenir au moyen de stations de compression. Dans une certaine mesure, la capacité d'un gazoduc peut être augmentée en améliorant les stations de compression.

La distribution géographique des réseaux de transport du gaz naturel varie d'un pays à l'autre en fonction de l'emplacement des sources primaires de production ou d'importation et de la consommation. La concurrence est-elle possible entre gazoducs ? Comme dans d'autres industries de réseau, son intensité est fonction de l'importance des économies d'échelle, du niveau de la demande et de l'emplacement physique des sources de production et des lieux de consommation.

Les gazoducs permettent des économies d'échelle appréciables, et leur existence sur un tracé donné n'élimine cependant pas la possibilité de concurrence entre gazoducs. Une conduite transportant du gaz provenant d'un champ peut concurrencer, une autre conduite transportant du gaz d'un champ différent, selon la distribution géographique des producteurs et des consommateurs. Les cas de figure ci-dessous illustrent le phénomène (Figure 3.2).

La possibilité de concurrence entre gazoducs est la plus forte aux États-Unis, pays doté d'un réseau de transport du gaz très développé et interconnecté. En fait, on soutient que toutes les grandes villes américaines pourraient jouir d'une concurrence entre deux ou plusieurs gazoducs en raccordant tout simplement des lignes secondaires aux gazoducs passant dans un rayon de 100 miles<sup>1</sup>. Dans la pratique, la concurrence entre gazoducs aux États-Unis est à son plus fort aux « intersections » de plusieurs gazoducs. Il existe également une certaine concurrence entre gazoducs en Allemagne, où la société Wingas livre principalement concurrence à la Ruhrgas pour les ventes de gros volume à l'industrie<sup>2</sup>.

---

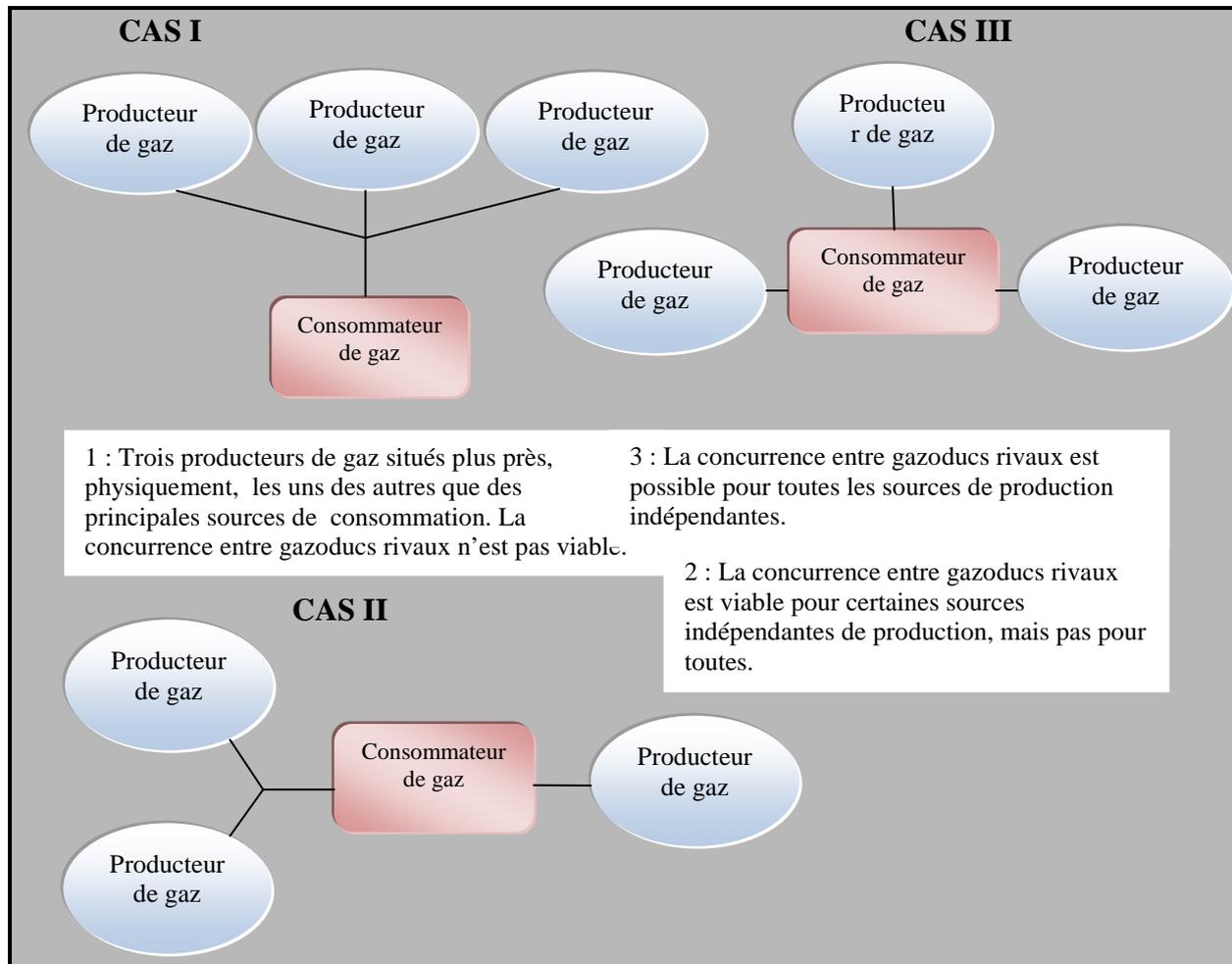
<sup>1</sup> Darryl Biggar, Revue de l'OCDE sur le droit et la politique de la concurrence, «promouvoir la concurrence dans le secteur du gaz naturel », 2002, P 93

<sup>2</sup> Idem, P 94

L'importance de la concurrence dépend non seulement des économies d'échelle et de la distribution géographique des sources de production et de la consommation, mais également du niveau de la demande. Lorsque la demande est suffisamment forte par rapport à la capacité d'un gazoduc, il y a des possibilités de concurrence entre gazoducs parallèles, même lorsque les producteurs de gaz sont situés à proximité les uns des autres.

Par exemple, au Royaume-Uni, quatre gazoducs parallèles transportent le gaz jusqu'en Angleterre à partir de la sortie de l'eau à St. Fergus, en Écosse<sup>1</sup>.

**Figure 3.2 : Rôle de la distribution géographique dans la détermination du niveau de concurrence entre gazoducs**



*Source :* Revue de l'OCDE sur le droit et la politique de la concurrence, 2002.

Les possibilités de concurrence entre gazoducs varient d'un pays à l'autre en fonction du niveau et de la distribution géographique de la demande. En règle générale, cependant, étant donné l'ampleur des économies d'échelle réalisables avec les gazoducs, il semble probable que la concurrence effective entre gazoducs, même dans les marchés pleinement

<sup>1</sup> Darryl Biggar, Revue de l'OCDE sur le droit et la politique de la concurrence, «promouvoir la concurrence dans le secteur du gaz naturel », OP cité, P 96.

libéralisés, sera limitée dans un avenir prévisible à quelques rares endroits, à proximité des « carrefours ».

### **3. Le transport de gaz sous forme liquide (GNL) : coûts et contraintes.**

La liquéfaction de faibles volumes de gaz a été réalisée dès la fin du siècle dernier. Mais le passage à des unités industrielles a nécessité la maîtrise de nombreuses technologies. Depuis environ vingt ans, les progrès ont été rapides et à l'heure actuelle, de nombreuses unités fonctionnent, totalisant une capacité de liquéfaction de 55 milliards de m<sup>3</sup> par an dans les pays producteurs. Cet essor rapide est lié à la volonté de nombreuses nations de valoriser une ressource longtemps inutilisée, faute de débouchés. Pour ces pays, l'industrie du GNL a pendant longtemps apporté la seule réponse satisfaisante à leurs préoccupations. En effet le GNL recèle environ deux fois moins d'énergie que le pétrole brut par unité de volume, mais six cents fois plus que le gaz d'origine. La liquéfaction permet alors d'assurer le transport du gaz dans de bonnes conditions économiques.

#### **3.1. Les chaînes de transport de GNL.**

Une chaîne de GNL est composée des éléments suivants :

- Gazoduc reliant le gisement à la côte ;
- Usine de liquéfaction sur la côte, et terminal d'expédition comprenant le port, les stockages de GNL, les installations de chargement des navires ;
- Flotte de méthaniers ;
- Terminal de réception et unité de regazéification.

Cette section portera sur les quatre maillons principaux de cette chaîne.

##### **3.1.1. La liquéfaction du gaz naturel.**

Parmi toutes les usines de liquéfaction en fonctionnement ou en projet, les différences résident principalement au niveau du cycle de liquéfaction, les opérations de purification et de déshydratation du gaz étant sensiblement identiques. La recherche de cycle toujours plus rentable a conduit à l'abandon des procédés à cascade classique, qui mettaient en œuvre trois fluides frigorigènes (propane, éthylène et méthane) et nécessitaient des équipements, au profit des procédés à cascade incorporée qui n'utilisent qu'un seul frigorigène (mélange d'azote et d'hydrocarbure) et permettent des économies substantielles tout en autorisant l'augmentation de la taille des trains de liquéfaction.

Le produit que l'on veut obtenir est du gaz naturel liquide sous une pression voisine de la pression atmosphérique normale, c'est-à-dire à une température d'environ -160°C. Pour cela,

la technique est très proche, au moins dans son principe général, de celle utilisée dans les réfrigérateurs domestiques.

Dans les premières installations telle celle d'Arzew en Algérie, le refroidissement du gaz naturel était obtenu par passage dans une série (cascade) de machines frigorifiques utilisant comme fluides frigorigènes des hydrocarbures purs à température d'ébullition de plus en plus basse, par exemple successivement du propane, de l'éthylène et du méthane pur. Des procédés n'utilisant que deux fluides frigorigènes ont été mis au point pour simplifier les installations et limiter les investissements, en particulier en moyens de compression. Les fluides sont le plus souvent des mélanges d'hydrocarbures légers. Un tel mélange est utilisé comme fluide frigorigène unique dans le procédé Tealarc élaboré par les sociétés françaises<sup>1</sup>.

Les investissements relatif à l'ensemble usine de liquéfaction-terminal dépendent évidemment de nombreux paramètres tel que la localisation du site, la taille des réalisations, la composition et la pression du gaz. Lorsque la taille d'un train de liquéfaction passe de 1.5 à 3 milliards de m<sup>3</sup>/an, l'économie d'échelle implique un surcoût de l'ordre de 60% seulement. Pour des usines de grande capacité, la multiplication de trains disposés en parallèle perturbe peu ce phénomène car les économies d'échelle pour la centrale des utilités et le terminal méthanier demeurent. Les dépenses d'exploitation hors énergie autoconsommée, soit 12% des quantités de gaz à l'entrée de l'usine. Quelque soit la valorisation retenue pour le gaz autoconsommé, il faut retenir la part très élevée des amortissements et de l'ensemble des charges fixes dans le coût de la liquéfaction. Ce dernier présentera donc une sensibilité extrême à toute variation du facteur d'utilisation.

### **3.1.2. Les navires méthaniers.**

Les méthaniers constituent un maillon indispensable à toute chaîne de GNL. Comme ils transportent un liquide en ébullition à très basse température (-160°C), il nécessite une technologie sophistiquée et originale alliant les meilleures conditions de sécurité à la recherche d'un optimum économique. En particulier, il faut éviter tout contact du GNL avec les parois du navire ainsi que la formation de mélange explosif avec l'air.

A partir du moment où il quitte les installations de liquéfaction, le gaz naturel liquéfié est stocké et transporté sans qu'un apport de froid supplémentaire lui soit fourni. Il se trouve en état d'ébullition naturel du fait de la différence entre sa température et celle du milieu ambiant. Tout l'art du technicien consiste à limiter cette ébullition. Le principe est toutefois simple; c'est celui de la bouteille Thermos.

---

<sup>1</sup>André Giraud, Xavier Boy de la Tour, « géopolitique du pétrole et du gaz », op cité, P 356.

La réalisation en est plus complexe de par les effets de la très basse température du gaz naturel liquéfié qui entraînerait la fragilisation et la contraction des matériaux ordinaires avec lesquels il se trouverait en contact. Les nombreuses techniques proposées pour la construction de navires méthaniers peuvent être réparties en deux catégories qui nous donnent deux familles de méthaniers existantes actuellement. Il s'agit des méthaniers à cuves autoporteuses (prismatiques, cylindrique ou sphérique) et des méthaniers à cuves intégrées avec membrane.

#### **3.1.1.1. Les cuves auto porteuses.**

Il y a indépendance entre les cuves calorifugées qui contiennent le gaz naturel liquéfié et la coque de navire qui les supporte. Ce principe a été retenu lors de la construction du méthanier Jules Verne en 1964: sept cuves cylindriques d'une capacité totale de 25 000 m<sup>3</sup> selon une technologie Worms - Gaz de France<sup>1</sup>. Celle-ci n'a pas connu d'autres applications mais le Jules Verne (actuellement rebaptisé Cinderella) détient le record du nombre de voyages effectués par un navire méthanier. Une autre technique utilisant des cuves autoporteuses, de forme sphérique, est par contre fortement répandue. Il s'agit de la technique norvégienne Moss-Rosenberg<sup>2</sup>. Elle autorise de fortes capacités puisque 29 de ces méthaniers peuvent transporter chacun environ 125 000 m<sup>3</sup>.

#### **3.1.1.2. Les cuves intégrées à la coque du navire.**

Contrairement aux cuves autoporteuses les cuves intégrées sont uniformément appuyées sur la coque du navire qui constitue l'enveloppe résistante absorbant les contraintes mécaniques dues à la cargaison. Elles comprennent, de l'extérieur vers l'intérieur:

- La double coque du navire ;
- Une isolation thermique rigide transmettant vers la coque les efforts de la cargaison ;
- Une barrière de sécurité pour contenir les fuites éventuelles ;
- Une membrane d'étanchéité qui forme le réservoir proprement dit.

Deux techniques seulement sont commercialisées, mises au point par deux sociétés françaises, Gaz-Transport et Technigaz. Elles équipent près de 50% de la flotte méthanière existante. Elles diffèrent pour l'essentiel par la nature de la membrane d'étanchéité qui, pour Gaz-Transport, est une membrane plane de 0,7 mm d'épaisseur en acier Invar à 36% de nickel, alors que Technigaz utilise une membrane gaufrée de 1,2 mm d'épaisseur en acier inoxydable chrome-nickel 18-10.

---

<sup>1</sup>André Giraud, Xavier Boy de la Tour, « géopolitique du pétrole et du gaz », op cité, P 346.

<sup>2</sup>Idem, p 349.

La taille des méthaniers actuellement en construction est de l'ordre de 125 000 à 130 000m<sup>3</sup>. Leurs principales caractéristiques sont :

- Taux de remplissage : 98% ;
- Vitesse de croisière : 18 nœuds ;
- Taux d'évaporation (Boil off) : 0.22% de la capacité nominale par jour à l'aller (0.12 au retour), dont 95% destinés à la propulsion du navire et 5% à la réfrigération des cuves ;

Comme les charges annuelles sont à peu près indépendantes de la longueur des trajets, le coût du transport au mètre cube livré sera donc proportionnel à la distance entre terminaux d'expédition et de réception.

### **3.1.3. Les réservoirs terrestres.**

Le gaz naturel liquéfié est stocké dans des réservoirs terrestres avant chargement des méthaniers dans l'usine de liquéfaction et après déchargement au terminal méthanier. Comme sur les navires, les cuves de stockage terrestre peuvent être autoporteuses ou à membrane. Ces deux techniques ont été utilisées dans le terminal méthanier mis en service en 1982 par Gaz de France à Montoir-de-Bretagne. C'est l'un des plus importants du monde pour sa capacité de réception, plus de 10 millions de m<sup>3</sup> de gaz naturel liquéfié par an. Deux réservoirs de 120 000 m<sup>3</sup> de capacité unitaire ont été construits par la société BSL-Technigaz et utilisent donc la membrane Technigaz. L'enveloppe extérieure est en béton précontraint de 90 cm d'épaisseur. L'isolation thermique latérale est constituée de panneaux de chlorure de polyvinyle. Un troisième réservoir de même capacité a été mis en service en 1984. Réalisé par les Constructions Métalliques de Provence (CMP), il est constitué d'une cuve autoporteuse interne en acier à 9% de nickel dont l'épaisseur varie de haut en bas de 9,5 mm à 25,8 mm avec un toit suspendu en aluminium. L'isolation est assurée par de la perlite et de la laine de verre, l'enveloppe extérieure étant, comme pour les autres réservoirs, en béton précontraint de 90 cm d'épaisseur<sup>1</sup>.

### **3.1.4. Les installations de regazéification.**

A l'extrémité d'une chaîne de GNL sont situées les installations de regazéification. Elles permettent la réception et la transformation du GNL ainsi que l'émission du gaz dans les conditions requises par le réseau situé en aval. L'opération de regazéification, quant à elle,

---

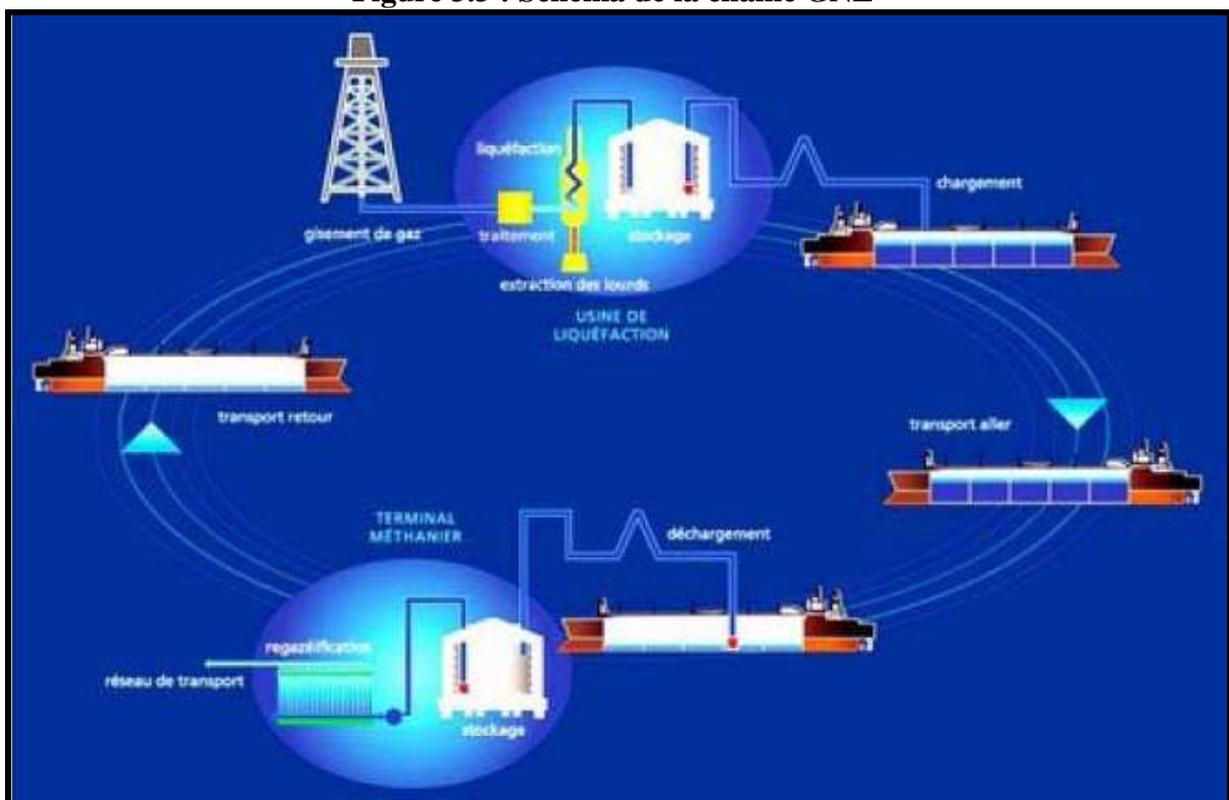
<sup>1</sup> Gaz de France, Direction de la communication, Service Presse, « *Le Gaz Naturel Liquéfié : La technologie au service du transport maritime de gaz naturel* », Mai 2006, P 28.

outre la maîtrise technique suppose la disponibilité d'une source chaude abondante (eau de mer généralement).

Un terminal méthanier est un ensemble relativement complexe où sont mises en œuvre les techniques cryogéniques les plus modernes. Les terminaux méthaniers étant construits en bordure de mer, des échangeurs de température où circulent, d'une part le gaz naturel liquéfié, d'autre part de l'eau de mer assure la regazéification. En secours ou en complément la plupart des installations comprennent des regazéifieurs autonomes utilisant le plus souvent des brûleurs à combustion submergée.

Les coûts relatifs à l'ensemble de ces installations dépendent de l'importance des travaux portuaires, des précautions prises pour assurer la sécurité, du volume des stockages, eux même fonction des quantités reçues et du rôle de l'usine<sup>1</sup>. Dans ces conditions, les coûts peuvent varier très fortement et l'effet de taille ne se fait plus sentir au-delà d'une capacité de 10 milliards de m<sup>3</sup>/an. Le schéma suivant représente une chaîne de GNL avec ses composantes.

**Figure 3.3 : Schéma de la chaîne GNL**



*Source :* Gaz de France, Mai 2006.

<sup>1</sup> Gaz de France, Direction de la communication, Service Presse, « *Le Gaz Naturel Liquéfié : La technologie au service du transport maritime de gaz naturel* », OP cité P 30.

### 3.2. Le gaz naturel liquéfié : un marché international en fort développement.

Dans les marchés du GNL, acheteurs et vendeurs sont généralement liés par des contrats à long terme portant sur des quantités définies à l'avance, produites dans une usine de liquéfaction et reçues dans un ou plusieurs terminaux méthaniers ce qui fortifie la relation entre croissance de marchés et projet de chaîne de GNL .

#### 3.2.1. Un marché en croissance.

En 2005, les importations mondiales de GNL ont porté sur plus de 176 milliards de m<sup>3</sup> normaux de gaz naturel (à l'état gazeux) soit environ 22 % du commerce mondial de gaz naturel<sup>1</sup>. Ce marché concerne au total 28 pays dont 13 exportateurs.

La France est le cinquième importateur mondial de GNL, derrière le Japon, la Corée du Sud, l'Espagne et les USA.

Le marché spot de GNL se développe progressivement : le volume des achats spot ou court terme de GNL a représenté en 2005 environ 23 milliards de m<sup>3</sup>, soit 13 % du commerce international de GNL, dont environ 7,5 milliards pour l'Europe occidentale. L'augmentation de la consommation de gaz naturel dans le monde, conjuguée aux distances croissantes entre régions consommatrices et productrices, favorise le développement du commerce de GNL. Il a progressé de 7,8% en 2005. Les experts s'accordent pour prévoir la poursuite de cette tendance dans l'avenir, soutenue par la mise en service de nouveaux sites de liquéfaction et de regazéification. Le marché du GNL pourrait ainsi atteindre 300 milliards de m<sup>3</sup> en 2010 et concerner une trentaine de pays.

#### 3.2.2. Trois marchés principaux de GNL<sup>2</sup>.

Les importations se répartissent sur trois marchés : l'Asie, l'Europe de l'ouest et l'Amérique.

✓ En Asie

Quatre pays importateurs, le Japon - le premier au monde, qui achète 40,7% de la production mondiale, la Corée du sud (15,7% des importations) ,Taïwan (5,1%) et l'Inde (3,2%) reçoivent du GNL produit dans sept pays : l'Indonésie (premier exportateur mondial avec 16,6 % de la production mondiale), la Malaisie (15,3%), le Qatar (14,5 %), l'Australie (7,9 %), Brunei (4,9%), Oman (4,7 %) et Abu Dhabi (3,8%).

En 2005, les pays asiatiques ont aussi, marginalement, reçus du GNL produit en Alaska, en Egypte et en Algérie.

---

<sup>1</sup> Gaz de France, Direction de la communication, Service Presse, « *Le Gaz Naturel Liquéfié : La technologie au service du transport maritime de gaz naturel* », OP cité, P 6.

<sup>2</sup>Source des chiffres, GIIGNL, « *L'industrie du GNL en 2005* ».

✓ En Europe de l'ouest

L'essentiel du commerce de GNL repose sur l'Algérie (13,1% de la production mondiale), le Nigeria (6,5%) et l'Égypte (3,8%). Le GNL est destiné à l'Espagne (12,1% des importations mondiales), la France (6,9 %), la Turquie, la Belgique, l'Italie, le Portugal, le Royaume-Uni et la Grèce.

En 2005, des cargaisons ont également été reçues du Moyen-Orient (Qatar, Abu Dhabi, Oman), de Libye, de Trinité et Tobago, de Malaisie et d'Australie.

✓ En Amérique

Les États-Unis sont à la fois exportateur de GNL vers le Japon à partir de l'Alaska (1 %) et importateur de GNL sur la côte Est et dans le golfe du Mexique (9,4 %) en provenance principalement de Trinité et Tobago (7,4%), d'Algérie, d'Égypte et plus marginalement d'autres fournisseurs (Nigeria, Qatar, Oman et Malaisie).

Porto-Rico et la République dominicaine sont également importateurs de GNL.

### **3.2.3. De nombreuses installations en service dans le monde.**

Il existe dans le monde 17 sites de production, répartis dans 13 pays. La capacité annuelle de liquéfaction des sites varie de 1,1 milliard de m<sup>3</sup> à 32 milliards de m<sup>3</sup> (Ras Laffan au Qatar)<sup>1</sup>. La flotte mondiale de méthaniers comportait 191 navires fin 2005.

Le volume de GNL transporté par méthaniers est variable selon leur taille. Celle-ci s'échelonne aujourd'hui de 19 000 m<sup>3</sup> pour les plus petits navires à 145 000 m<sup>3</sup> pour les plus importants. Des navires de taille allant jusqu'à 217 000 m<sup>3</sup> sont actuellement en construction.

51 terminaux méthaniers sont aujourd'hui en activité. 25 au Japon, 12 en Europe, 5 aux États-Unis, 4 en Corée, 1 à Taïwan, 2 en Inde, 1 à Porto-Rico et 1 en République Dominicaine.

## **4. Le financement d'un projet de transport de gaz naturel.**

Nous examinons ici le montage financier des projets de transport de gaz naturel, dont nous venons de décrire les grandes caractéristiques économiques. Manifestement la taille, la complexité et la durée de ces projets vont imposer des procédures de financement particulières et nous allons passer en revue successivement les principaux types de financements et enfin quelques problèmes propres aux projets internationaux.

---

<sup>1</sup> Gaz de France, Direction de la communication, Service Presse, « *Le Gaz Naturel Liquéfié : La technologie au service du transport maritime de gaz naturel* », OP cité, P 7.

#### 4.1. Les différents partenaires et le financement.

Pour simplifier, disons qu'il y aura au moins autant de types de financement que de parties en présence, chacun des partenaires présentant des caractéristiques différentes.

De plus, on peut envisager différentes structures juridiques pour la construction et l'exploitation du projet gazier. En voici les deux formes extrêmes (de nombreuses variantes étant possible) :

- ✓ La création d'une société ad hoc qui prendra tout en charge. Dans le cas d'un projet de GNL, ceci couvrira l'ensemble des installations depuis la livraison par le producteur du gaz naturel aux installations de liquéfaction jusqu'à la mise à disposition du produit à l'état gazeux, à la compagnie utilisatrice ;
- ✓ Le partage du projet de telle manière que chaque tronçon soit sous la responsabilité exclusive d'un seul partenaire. Il peut en aller ainsi des gazoducs joignant des pays limitrophes.

Avant de montrer comment de tels projets peuvent être financés, examinons le rôle que peuvent jouer les différents partenaires :

➤ Les producteurs-exportateurs de gaz vont financer une part variable du projet suivant la structure juridique de celui-ci, mais les installations d'exportation (gazoducs, usines de liquéfaction et ports) sont normalement de leurs ressort. Dans le cas fréquent d'une société nationale d'un pays en voie de développement le montage est souvent difficile car il faut financer aussi les installations de production du gaz, on ne dispose pas des technologies indispensables et le standing financier de la compagnie peut être insuffisant. L'association, courante à la production, avec une compagnie internationale est une façon de réduire la difficulté, ainsi d'ailleurs que le recours à certaines techniques de financement (clauses no recourse). Comme exemple de compagnie ayant la complète maîtrise de ses projets on peut citer la SONATRACH ; à l'inverse, la société nigériane NNPC est associée à Shell, Agip et Elf pour mettre sur pied un projet de transport de GNL.

➤ Les acheteurs de gaz peuvent financer la partie du projet qui leurs revient : usine de regazéification, voire bateaux de transport dans le cas des chaînes de GNL, et partie terminale des gazoducs. Mais ils apportent surtout un élément capital par la signature du contrat d'approvisionnement, surtout lorsqu'il contient les clauses classiques de take or pay qui

assurent, au moins en théorie, que les remboursements d'emprunts pourront avoir lieu en toute circonstances.

➤ Les fournisseurs d'équipements vont amener des crédits à l'exportation, souvent à des taux avantageux. Ainsi, le gazoduc amenant le gaz sibérien en Europe occidentale a donné lieu à de sévères batailles commerciales entre fournisseurs, qui ont porté en particulier sur le financement des travaux.

➤ Les fournisseurs de services de transport maritime, sociétés spécialisées dans la gestion des méthaniers pour le compte d'autrui, vont financer l'achat des navires. Ils bénéficient dans certains cas de clauses de type « ship or pay ». on peut citer les exemples de Burmah Oil et de Gazoéan.

➤ Les gouvernements des pays exportateurs et importateurs peuvent « donner un coup de pouce » au financement du projet, à la fois en raison de l'intérêt macroéconomique des exportations prévues et pour s'assurer une meilleure sécurité d'approvisionnement. Le fait que beaucoup de compagnies gazières de pays exportateurs et importateurs soient des compagnies nationales rend ce phénomène bien naturel. Ils peuvent aussi faciliter l'éclosion d'industries consommatrices de gaz : les accords Algéro-Lybiens en sont le meilleur exemple.

Comme nous venons de le préciser, il peut exister de multiples liens entre les partenaires d'un projet : les sociétés exportatrices sont souvent très liées aux gouvernements, parfois aux fournisseurs d'équipement. Il existe même des cas où le vendeur de gaz naturel pris une participation dans le capital de la société qui l'achète. Mais même en l'absence de relations juridiques et fonctionnelles permanentes entre les partenaires, des liens spécifiques aux projets peuvent se former pour faciliter le financement : ainsi pour la construction du gazoduc transsibérien on a parlé d'un échange « gaz contre tube ».

Ainsi les questions de technique, de finance, de politique éventuellement, et enfin de contrats sont-elles liées. Bien souvent, une société opératrice ou un acheteur de gaz choisiront des fournisseurs d'équipements (et donc des techniques et des financements spécifiques) qui conditionneront le montage juridique de l'opération et les clauses des contrats, ces derniers synthétisant les exigences forcément contradictoires du projet.

#### **4.2. Les montages financiers.**

Revenons au montage financier d'un projet de transport. Il faut bien spécifier, de prime abord, que malgré sa taille, ce type de projet est purement commercial et ne relève pas

de l'aide au développement. Il faut qu'un tel projet soit viable économiquement avant d'envisager le moindre montage financier (bien que se ceci soit un peu théorique dans la mesure où un projet gazier est à insérer dans un ensemble plus important encore allant de la production à la distribution, voire à l'utilisation du gaz). Toutefois, on peu bien vérifier que la Banque Mondiale, spécialiste des projets de développement, ne finance pas de projets de transport international de gaz, même si elle finance des projets d'exploration et de production d'hydrocarbures ou des projet de distribution gazière.

L'appel aux fonds propres des partenaires est une première solution, mais l'importance des projets exclut que cela suffise à financer les projets. La complexité des montages juridiques est un obstacle pour tout appel direct à l'épargne publique, mais les sociétés partenaires du projet peuvent, elles, s'en servir.

C'est donc aux banques commerciales et aux institutions bancaires multilatérales qu'il reste à financer l'essentiel des projets. A cause de la taille et de la complexité de ce qui est à mettre en place, un montage financier "sur mesure" et une co-syndication des prêts seront nécessaires.

Les points principaux qui devront être réglés sont :

- Le partage des risques entre les différents partenaires et les banques.
- Les liaisons entre les prêts accordés et les autres prêts de l'emprunteur (société, société nationale, Etat souverain).
- La nature même des crédits et leurs modalités : taux, monnaies, durées, swaps, échéanciers de remboursement.

Ces questions ne sont pas indépendantes et conduiront suivant les cas à plusieurs grands groupes de solutions :

- Prêts « classiques » à l'emprunteur, assis sur la solvabilité d'ensemble de ce dernier
- Prêts « classique » au projet, reposant à la fois sur la rentabilité du projet lui-même et sur la solvabilité de ses promoteurs.
- Project-based financing, reposant seulement sur la rentabilité du projet, les financiers prenant une part des risques<sup>1</sup>.

L'importance des projets modifiés en général complètement la valeur des rations d'endettement des compagnies impliquées. Elles rechercheront donc les solutions les moins pénalisantes sur ce point. Ce problème se complique quand les sociétés ne disposent pas au

---

<sup>1</sup> Jean Marie Devos, Université Paris Dauphine, centre de géopolitique de l'énergie et de matières premières CGEMP, « *Security for Natural Gas Supply in Europe. The European gas industry facing security of supply* », mai 2007, P 13.

départ d'un standing financier suffisant, ou que le gouvernement qui peut garantir leurs prêts n'en dispose pas lui-même. Il faut alors impérativement trouver des solutions de type no recourse, plus délicates à mettre en œuvre.

#### **4.3. La sensibilité des projets au mode de financement.**

Compte tenu des sommes mises en jeu, ce point est capital. Il ne s'agit pas non seulement des variables classiques comme le taux d'intérêt ou la fiscalité, car bien évidemment la rentabilité du projet en dépend, mais aussi de toutes les autres clauses du plan de financement.

Dans certains cas, c'est l'ingéniosité du montage technique et financier qui permet la réalisation du projet (compagnies très endettées par exemple, ou encore accord de compensation commerciale). Egalement, le remboursement de certains prêts peut suivre le rythme de la production commercialisée, ce qui donne de la flexibilité opérationnelle. Le couplage de projets peut fournir des garanties que le projet isolé ne saurait donner. Dans certains cas, le montage introduit une solidarité de fait entre les partenaires et un puissant intérêt commun à la bonne fin du projet.

A terme de cet exposé rapide des problèmes de financement des projets de transport international de gaz naturel, il nous faut revenir à la question de départ, c'est-à-dire la moindre progression des exportations gazières actuellement (on s'accorde à penser que le mouvement devrait reprendre, en particulier à cause des usages du gaz, de l'épuisement de certains gisements et de l'expiration de certains grands contrats).

Les techniques sont maintenant bien maîtrisées, et ne sauraient expliquer le phénomène. La taille des projets, dont nous avons vu l'importance, rend leur gestation très lente et très lourde, mais ne constitue pas un problème insurmontable. Le fait que certains projets d'exportation de gaz soient envisagés par des pays fortement endettés n'est pas indifférent et peut pénaliser fortement le financement de ces projets. Toutefois, il existe de nombreuses possibilités de montages financiers, comme le project financing, qui permettent de déconnecter un projet particulier de son environnement macroéconomique. Ceci demande bien sûr de l'imagination et de la flexibilité de la part des partenaires.

La contrainte financière est-elle donc la plus importante, ou encore, existe-il de bons projets avortés faute de financement adéquat ? Nous ne le pensons pas. A l'heure actuelle, pour tout projet vraiment viable, quelle que soit sa taille, on trouve des modalités acceptables

de financement. Si donc les projets de transport international de gaz naturel sont actuellement si rares et si certains ont bien du mal à se concrétiser, c'est essentiellement à cause des incertitudes commerciales et contractuelles qui pèsent sur eux.

### **Conclusion.**

Le gaz naturel doit dans l'avenir occuper une place de plus en plus importante dans la satisfaction des besoins en énergie du monde entier. Les réserves existent et s'accroissent mais leur situation géographique par rapport aux zones consommatrices entraînera un fort développement du commerce international et donc des divers moyens de transport à grande distance. Cette place croissante occupée par le gaz ne devrait pas, toutefois, en faire un élément directeur sur le marché mondial de l'énergie.

Le commerce international du gaz naturel devrait donc continuer à être soumis à des contraintes extérieures (telles que la concurrence des autres énergies) qui s'ajoutent à ses contraintes propres en particulier l'importance des investissements nécessaires à la réalisation des chaînes de transport terrestres ou maritimes. Les développements à venir restent donc liés à une bonne entente réciproque entre producteurs et consommateurs afin de satisfaire au mieux les intérêts à long terme des uns comme des autres.

## CHAPITRE QUATRIEME

### LE SECTEUR DU GAZ NATUREL EN ALGERIE : CARACTERISTIQUES ET TENDANCES

Les études sur les perspectives de la demande énergétique mondiale convergent pour confirmer la tendance de la forte pénétration du gaz naturel dans la demande d'énergie. La majorité des experts s'attendent à ce que la demande en gaz naturel connaisse la progression la plus importante par rapport aux autres sources d'énergie, notamment au cours des trois prochaines décennies. Le gaz naturel est désormais considéré comme une énergie de premier choix pour le 21<sup>ème</sup> siècle, en raison de sa disponibilité et de sa qualité d'énergie propre qui joue un rôle de plus en plus grand dans la génération électrique.

Pays gazier, l'Algérie est attentive aux évolutions du marché énergétique mondial et européen en particulier et inscrit sa stratégie énergétique et de développement en tenant compte des possibilités de partenariat et de coopération. Le marché de proximité du gaz algérien est l'Europe où le gaz naturel occupe une place importante dans le modèle de consommation européen. Sa part dans la demande d'énergie primaire au sein des pays de l'Union Européenne a atteint 24% en 2000, alors qu'elle était négligeable dans les années 1960 (moins de 2%)<sup>1</sup>. Cette tendance devrait, selon les spécialistes, se poursuivre, voire s'accélérer dans les prochaines années.

Le développement formidable de l'industrie du gaz naturel qu'a connu l'Algérie, au cours des deux dernières décennies, a été rendu possible, de son côté, grâce à des accords équilibrés auxquels ont souscrit toutes les parties intervenant au long de la chaîne gazière. De manière générale c'est ce même esprit de coopération, animé par une vision à long terme, entre les différents opérateurs de l'industrie gazière qui est à l'origine du développement du commerce international du gaz et de la sécurité d'approvisionnement des pays consommateurs.

---

<sup>1</sup> **Dr Chakib Khelil**, 10ème Conférence Méditerranéenne sur le Gaz « *Le gaz naturel dans la politique énergétique algérienne* » septembre 2003, Alger.

Dans ce présent chapitre nous évaluons en premier lieu le secteur du gaz naturel en Algérie. En présentons l'industrie du gaz naturel en Algérie, la politique énergétique et le modèle de consommation national. En deuxième lieu nous traiterons des exportations algériennes de gaz et de la stratégie gazière algérienne. En troisième lieu nous étalerons sur la position de l'Algérie face à la libéralisation du marché européen de gaz naturel.

## **1. Evaluation du secteur du gaz naturel en Algérie.**

Longtemps considéré comme le parent pauvre de l'industrie des hydrocarbures, la découverte dans le monde de très importants gisements de gaz naturel a relancé l'industrie gazière sous une forme différente et lui a donné un nouvel essor. Répondue à travers le monde, les réserves de gaz naturel bien que non renouvelables, permettront à l'humanité entière de satisfaire ses besoins énergétiques durant des dizaines d'années. L'Algérie pour sa part recèle des réserves importantes en gaz naturel et connaît un développement non négligeable en matière d'industrie gazière, cette dernière fera l'objet d'étude de la présente section où nous essayerons de présenter l'industrie gazière en Algérie, sa politique énergétique et son modèle de consommation en faisant apparaître la place du gaz naturel dans le bilan énergétique national et son apport pour le développement du pays.

### **1.1. Caractéristiques de l'industrie du gaz naturel en Algérie.**

Pays émergeant l'Algérie s'est fixé deux objectifs pour faire face à ses besoins de développement, à partir de ses importantes réserves en gaz naturel : assurer la satisfaction des besoins nationaux en énergie tout en maximisant les revenus tirés de ses exportations pour financer son développement économique et social. Dans ce paragraphe nous présenterons globalement l'industrie gazière algérienne en évaluant ces réserves, sa production et sa demande en gaz naturel.

#### **1.1.1. Présentation général et évaluation des réserves de gaz naturel en Algérie.**

Près de 3 000 milliards de m<sup>3</sup> de réserves ont été découverts dans le sous sol algérien qui reste encore largement inexploré. Cette réserve représente 57% des réserves totales en hydrocarbures du pays<sup>1</sup>. Cette richesse confère à l'Algérie une dimension gazière d'envergure internationale, à savoir, la première place gazière en Méditerranée, deuxième et troisième exportateur de GNL et de gaz naturel, respectivement, dans le monde<sup>2</sup>. Les réserves gazières algériennes

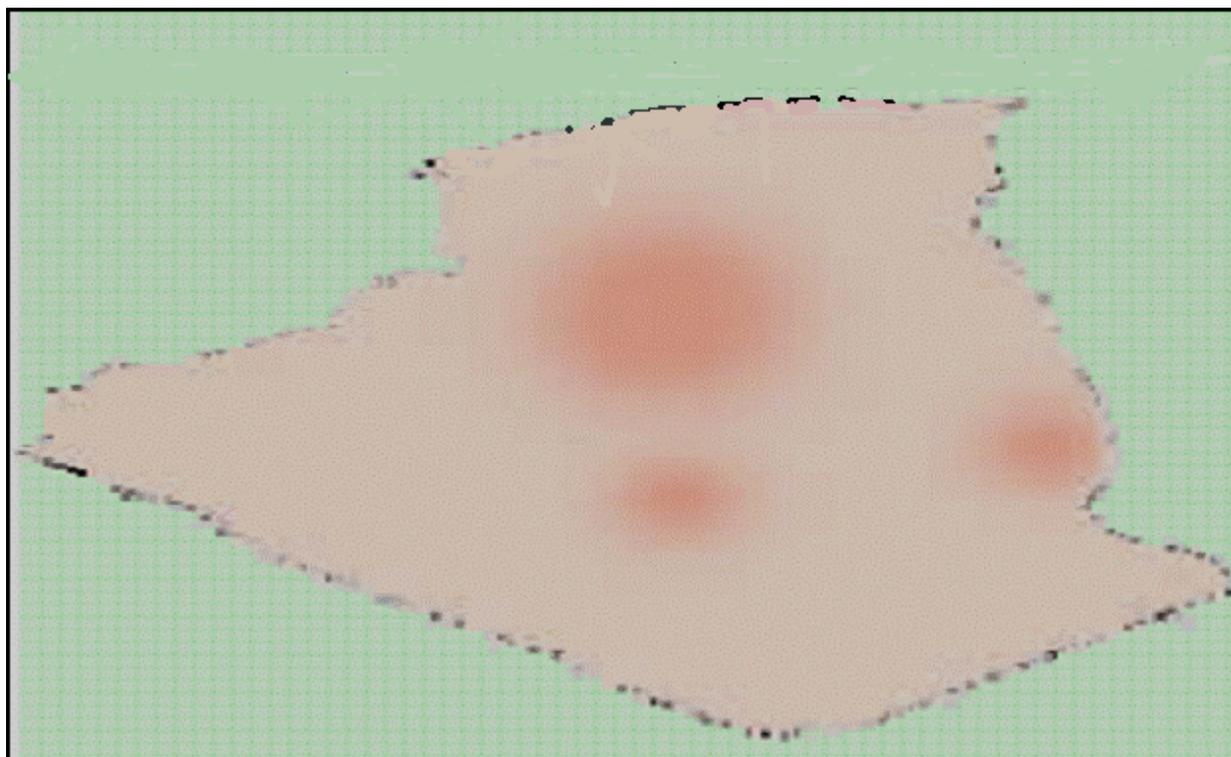
---

<sup>1</sup> République Algérienne, Ministère de l'énergie et des mines, « *Guide de l'énergie et des mines* », conception et réalisation, Symbiose-Communication-Environnement, 2002, P 27.

<sup>2</sup> SONATRACH, Rapport annuel 2006, P 14.

représentent près de 3% du total des réserves mondiales. Pionnière dans l'industrie du GNL, Sonatrach a depuis sa création, relevé de grands défis avec succès pour développer ses gisements gaziers et pour affirmer sa position de leader dans la production et la commercialisation du GNL.

**Carte 4.1**  
**Situation géographique des réserves gazières algérienne (4.6 Trillions m<sup>3</sup>)**



*Source* : CSIS, 2006

Comme le montre la carte ci-dessus le gaz naturel est produit au sud du pays dans des gisements de renommée internationale tels que Hassi R'Mel, Tin Fouye, Alrar, In Salah. La richesse du gaz naturel algérien réside principalement dans sa teneur en condensât<sup>1</sup>. Le traitement de ce gaz humide et la réinjection dans les puits de quelque 30 milliards de m<sup>3</sup> de gaz sec permettent d'extraire chaque année près de 16 millions de tonnes de condensât, produit fortement valorisé sur les marchés internationaux.

Le gaz naturel extrait principalement de Hassi R'Mel, Haoud Berkaoui, Gassi Touil, Rhoude Nouss, Alrar et TinFouye Tabenkort, est acheminé à travers un vaste réseau de gazoducs vers les centres de consommation nationaux et les complexes de liquéfaction de Skikda et d'Arzew, où une flotte de méthaniers achemine ce gaz sous sa forme liquéfiée vers de nombreux ports européens et américains. Deux ouvrages majeurs relient également, à travers la mer Méditerranée, l'Algérie à l'Italie en passant par la Tunisie, et l'Algérie à l'Espagne en

---

<sup>1</sup> Liquide de gaz naturel.

passant par le Maroc. Avec des exportations de l'ordre de 60 milliards de m<sup>3</sup> par an, l'Algérie est ainsi le troisième exportateur mondial de gaz naturel et le deuxième exportateur sous sa forme liquéfiée.

Les récents progrès technologiques effectués dans le domaine de la gazochimie et les nouvelles directives européennes favorisant l'utilisation du gaz naturel dans la génération électrique conjuguées à ses qualités environnementales, lui ouvrent de nouveaux horizons commerciaux. En complément à la production de gaz naturel, l'Algérie est également un grand producteur de gaz de pétrole liquéfié (GPL). Composée principalement de butane et de propane, la production annuelle s'élève à quelque 7 millions de tonnes provenant des unités de liquéfaction (0,632 million de tonnes) des unités de séparation du jumbo d'Arzew (6,3 millions de tonnes) et des raffineries de pétrole (0,455 million de tonnes)<sup>1</sup>.

L'industrie gazière algérienne est organisée autour de deux opérateurs publics :

✓ D'une part *SONATRACH* qui assure la production du gaz au niveau des gisements de Hassi R'Mel et du Sud-Est du Sahara. La production commercialisée, d'un niveau de 81 milliards de m<sup>3</sup> en 2006<sup>2</sup>, est acheminée à travers son système de transport vers ses différents clients :

- A l'exportation directement vers l'Europe via les gazoducs Maghreb-Europe à travers le Maroc et l'Espagne, et le Transmed à travers la Tunisie et l'Italie, ou bien sous forme de GNL depuis ses installations d'Arzew à l'ouest du pays et Skikda à l'est, soit environ 60 milliards de m<sup>3</sup>.

- Sur le marché national 20 milliards de m<sup>3</sup> ont été livrés dont 7 milliards de m<sup>3</sup> à des unités dépendant du groupe Sonatrach (stations de compression, usines de GNL, raffineries) ou des usines pétrochimiques et 13 milliards de m<sup>3</sup> sur le réseau de transport de Sonelgaz<sup>3</sup>.

✓ *SONELGAZ*, d'autre, part assure le transport et la distribution du gaz sur le marché national, mais également la production, le transport et la distribution de l'électricité.

Le gaz approvisionné auprès de Sonatrach est acheminé vers les centrales de production d'électricité (8.5 milliards de m<sup>3</sup> en 2002) ainsi que les clients industriels et les distributions publiques (4.5 milliards de m<sup>3</sup> en 2002)<sup>4</sup>.

---

<sup>1</sup>République Algérienne, Ministère de l'énergie et des mines, « *Guide de l'énergie et des mines* », OP cité, P 28.

<sup>2</sup>SONATRACH, Activité commercialisation, « *Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international* », 5<sup>ème</sup> édition 2007, P 6

<sup>3</sup>République Algérienne, Ministère de l'énergie et des mines, « *Guide de l'énergie et des mines* », OP cité, P27.

<sup>4</sup>Idem, P 27.

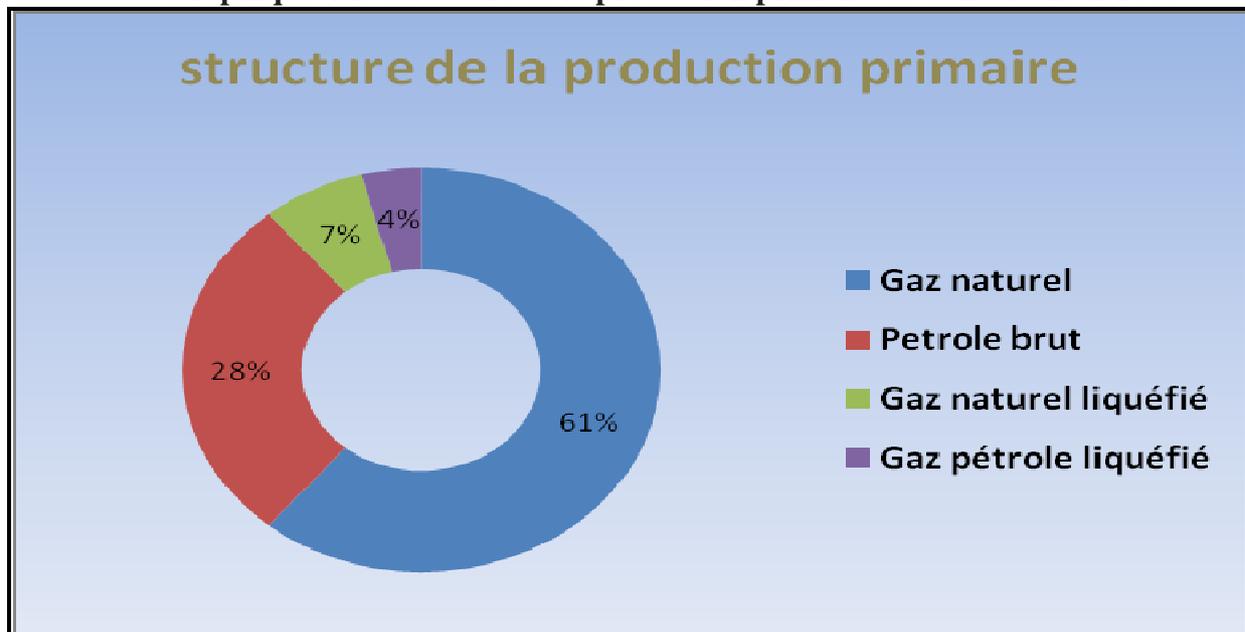
### 1.1.2. La production et la demande de gaz naturel en Algérie.

Dans cette section nous présenterons brièvement la structure de la production gazière algérienne, et la demande en gaz naturel au niveau national avec les facteurs propulseurs de cette demande.

#### 1.1.2.1. La production de gaz naturel

En 2006, l'activité de Sonatrach a enregistré un volume de production de 230 millions de TEP contre 232 millions de TEP en 2005<sup>1</sup> tous produits confondus. Cependant, les filiales ont majoritairement enregistré une croissance notable de leur chiffre d'affaires. De nombreux partenariats ont été signés et différents projets d'exploration couronnés de succès font apparaître des perspectives très positives pour l'avenir.

**Graphique 4.1: Structure de la production primaire de Sonatrach en 2006**



*Source* : SONATRACH, Rapport annuel 2006.

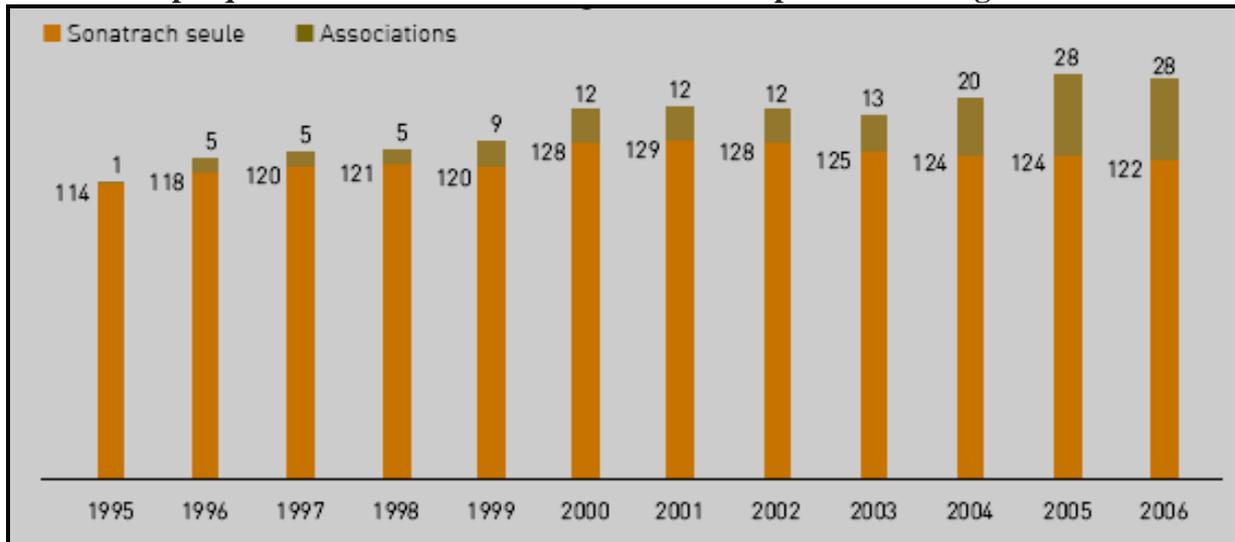
Avec 150 milliards de m<sup>3</sup>, la production de gaz naturel en 2006 a affiché une légère diminution de 1,5 % par rapport à l'année 2005<sup>2</sup>. Quant à la production de la Sonatrach en partenariat, elle participe à hauteur de 25,4 milliards de m<sup>3</sup>. La région de Hassi R'mel, à vocation gazière, a contribué à la production du gaz naturel à hauteur de 63 %, avec une réalisation de 94 milliards<sup>3</sup> de m<sup>3</sup>. Le graphique 4.2 montre l'évolution de la structure de production du gaz naturel en Algérie.

<sup>1</sup> SONATRACH, Rapport annuel 2006, P 20.

<sup>2</sup> SONATRACH, Activité commercialisation, « *Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international* », OP cité, P 6

<sup>3</sup> SONATRACH, Rapport annuel 2006, OP cité, P 26.

**Graphique 4.2: Évolution de la structure de la production de gaz naturel**

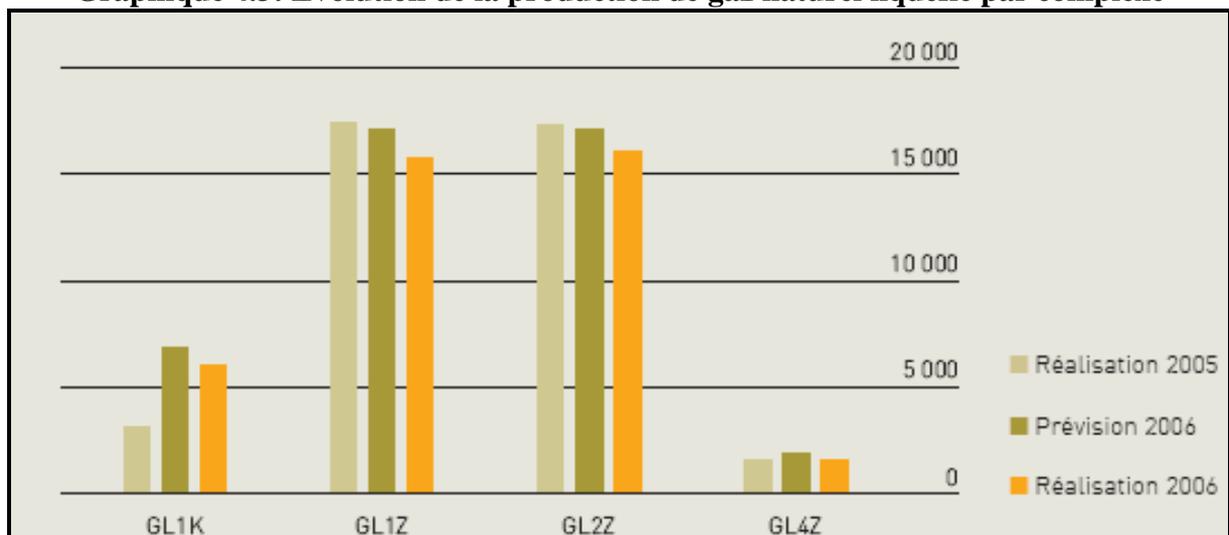


Source : SONATRACH, Rapport annuel 2006

La production des complexes de GNL a atteint 39 millions de m<sup>3</sup> de GNL durant l'année 2006, ce qui représente 89 % de l'objectif annuel 2006<sup>1</sup>. La liquéfaction de gaz naturel par complexe se répartit comme suit :

- Le complexe GL1Z a produit 15 835 milliers de m<sup>3</sup> soit 90 % de l'objectif assigné.
- Le complexe GL2Z a produit 16 006 milliers de m<sup>3</sup> soit 90 % de l'objectif assigné.
- Le complexe GL1K a produit 5 478 milliers de m<sup>3</sup> soit 84 % de l'objectif assigné.
- Le complexe GL4Z a produit 1 763 milliers de m<sup>3</sup> soit 88 % de l'objectif assigné.

**Graphique 4.3: Evolution de la production de gaz naturel liquéfié par complexe**



Source : SONATRACH, Rapport annuel 2006

<sup>1</sup> SONATRACH, Rapport annuel 2006, OP cité, P 46.

### 1.1.2.2. Une demande de gaz naturel en croissance.

L'Entreprise Sonatrach assure en priorité l'approvisionnement du marché national en gaz naturel et en produits pétroliers. L'Activité Commercialisation gère les interfaces et les opérations avec les autres opérateurs nationaux pour satisfaire la demande du marché national dans les meilleures conditions économiques et de qualité de service.

La consommation nationale en gaz naturel, répartie entre les différents clients, a été de l'ordre de 23 milliards de m<sup>3</sup> en 2003<sup>1</sup>.

- Sonelgaz : le plus important client de Sonatrach et le principal acteur sur le marché domestique pour la production et la distribution de l'électricité ainsi que la distribution publique du gaz naturel. L'approvisionnement de Sonelgaz se fait à travers 65 points de livraison répartis sur tout le territoire national avec 65% du marché national.

- Sonatrach et ses filiales : autoconsommation des complexes GNL et GPL, alimentation des stations de compression et de pompage pour le transport des hydrocarbures, matière première pour les usines pétrochimiques et combustible pour les raffineries ce qui représente 30% du marché domestique.

- Asmidal : pour la production des engrais avec 5%.

- ENGI : pour la production des gaz industriels.

La consommation nationale en gaz naturel enregistrera une croissance soutenue durant les cinq prochaines années pour atteindre un volume de l'ordre de 30 Milliards de m<sup>3</sup> à l'horizon 2010<sup>2</sup>. L'environnement législatif du marché national du gaz naturel a connu une mutation importante avec la promulgation le 5 février 2002 de la loi sur l'électricité et le transport du gaz par canalisation. En application de cette loi, de nouveaux opérateurs de droit public ou privé, qu'ils soient producteurs d'électricité ou distributeurs de gaz naturel, sont autorisés à s'approvisionner directement auprès des fournisseurs de gaz. Shariket Kahraba Skikda (SKS), première société autorisée dans ce cadre à construire et exploiter une centrale à cycle combiné (CCGT) d'une capacité de 825 MW sera approvisionnée directement en gaz naturel par Sonatrach à hauteur de 960 millions de m<sup>3</sup> par an<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> SONATRACH, Activité commercialisation, « *Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international* », 4<sup>ème</sup> Edition 2004, P 7.

<sup>2</sup> SONATRACH, Activité commercialisation, « *Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international* », OP cité, P 8.

<sup>3</sup> Idem, P 8.

## 1.2. Politique énergétique et modèle de consommation national.

La source algérienne de gaz naturel se caractérise incontestablement par sa fiabilité et son fort potentiel. Ceci est la résultante d'un effort constant d'anticipation et d'adaptation aux demandes de ses marchés. Pour ce faire, un important investissement a été réalisé par Sonatrach et qui a porté sur toute la chaîne, depuis les gisements jusqu'au développement d'une capacité d'exportation de 60 milliards de m<sup>3</sup>, constituée pour moitié par le GNL dont les usines ont été modernisées et pour moitié par les deux gazoducs transcontinentaux : le gazoduc Pedro Duran Farrell et le Gazoduc Enrico Mattei. Selon M<sup>r</sup> Dr Mourad PREURE<sup>1</sup> (Conseiller du Président de Sonatrach) « le potentiel de nos gisements nous autorise à considérer un objectif d'exportation à un horizon proche de l'ordre de 85 milliards de mètres-cubes. Et ces capacités importantes vont ramener la consommation domestique à 30 milliards de m<sup>3</sup> ».

Nous présenterons dans ce qui suit, les étapes de l'introduction du gaz naturel en Algérie, la politique énergétique algérienne et la stratégie de développement de l'industrie gazière, le modèle national de consommation et la place du gaz naturel dans le bilan énergétique national.

### 1.2.1. L'introduction du gaz naturel en Algérie.

Bien avant les découvertes de gaz naturel, l'utilisation du gaz en Algérie remonte au siècle dernier avec la construction de la première usine à gaz à Alger en 1856. Jusqu'en 1961, le gaz distribué était du gaz manufacturé destiné à l'usage exclusif du secteur domestique. A cette date, 11 localités urbaines situées dans la partie nord du pays étaient alimentées à partir d'un réseau de 1 500 km desservant 205 000 clients<sup>2</sup>.

Avec la découverte du gisement de Hassi R'Mel dans les années 50, et sa mise en production en 1961, le gaz naturel est venu se substituer progressivement au gaz manufacturé dans le secteur domestique et gagner petit à petit le secteur industriel. Cette étape qui a duré moins de 10 ans et au cours de laquelle l'infrastructure a peu évolué, a surtout été marquée par la substitution massive et rapide du gaz naturel aux combustibles classiques dans la production de l'électricité.

A partir des années 1970, l'industrie gazière nationale connaîtra son véritable essor, impulsée par la volonté des pouvoirs publics de mettre à la disposition de l'économie en général et également à la portée des citoyens, une énergie à un prix abordable et largement disponible. L'industrie gazière nationale connaîtra, au cours de cette période, une évolution

---

<sup>1</sup> Dr Mourad PREURE, « *les évolutions structurelles de l'industrie gazière, incertitudes et opportunités pour les producteurs* », Communication présentée à l'IEA Regulatory Forum Paris, 7 et 8 Février 2002.

<sup>2</sup> A. Benganem, Président-Directeur Général de Sonelgaz, « le développement de l'utilisation du gaz naturel : l'expérience algérienne », Genève, 8-9 décembre 2003, P 2.

rapide caractérisée par le développement des infrastructures et la forte croissance des consommations de gaz dans les trois secteurs d'utilisation : la production d'électricité, l'industriel et le résidentiel/tertiaire.

### **1.2.2. La politique énergétique algérienne et la stratégie de développement de l'industrie gazière.**

Les exigences de la globalisation imposent impérativement une insertion dans l'économie mondiale. Cette intégration à la nouvelle économie mondiale peut être subie ou conduite volontairement. Les entreprises où se crée la richesse, sont les vecteurs de cette nouvelle dynamique. Avec des formules diverses, l'économie de marché se généralise sur l'ensemble de la planète. Partout des politiques économiques attractives concèdent aux investisseurs privés toutes les facilités pour qu'ils mobilisent les capitaux nécessaires et donnent la pleine mesure de leur créativité et de leur savoir faire. La liberté des prix, la libre entreprise et la concurrence sont favorisées pour que l'investissement privé contribue pleinement à la croissance économique et à la création d'emploi.

La nouvelle politique énergétique algérienne se place dans cette perspective. Elle précède d'une démarche globale, cohérente et clairement définie. Elle concilie, les préoccupations de souveraineté nationale sur le domaine minier avec la promulgation des conditions qui favorisent l'amélioration continue des performances du secteur pour le plus grand profit de l'économie nationale. L'objectif principal est de développer et diversifier les revenus de l'Etat tout en améliorant la qualité et la quantité des services fournis aux consommateurs dans un environnement alliant la qualité, l'hygiène et la sécurité.

L'élément cardinal dans la nouvelle politique énergétique est une évolution radicale du rôle de l'Etat à qui il revient désormais de :

- Définir la politique économique dans le cadre des principes constitutionnels ;
- Veiller à la préservation de l'intérêt national ;
- Assurer les moyens de régulation de monopole naturel ;
- Veiller à l'équilibre des indicateurs fondamentaux et de faire respecter les règles du jeu aux opérateurs économiques (concurrence loyale, respect des normes sociales, protection de l'environnement, respect des règles de sécurité).

La concrétisation des objectifs visés exige comme préalable une saine répartition des rôles entre l'Etat en tant que responsable de la politique économique et garant du respect des lois et règlements, et les opérateurs économiques qui doivent se concentrer sur leurs activités

commerciales. En vertu des articles 13 et 17 de la constitution algérienne<sup>1</sup>, les ressources minérales contenues dans le sol et le sous sol national et dans le domaine maritime national sont la propriété de la collectivité nationale. L'Etat reste, en tout état de cause, propriétaire du domaine minier (hydrocarbures et minerais), tandis que les quantités d'hydrocarbures et minerais extraites et les droits liés aux titres miniers, de recherche et d'exploitation de ces produits, ont un caractère commercial.

Les préoccupations des pouvoirs publics relevaient de considérations d'ordre stratégique visant à assurer l'adéquation à long terme entre les réserves prouvées récupérables et la demande prévisionnelle et se sont traduites par la définition d'un cadre dont les principes devaient :

- Promouvoir les formes d'énergie les plus disponibles, c'est-à-dire en priorité le gaz naturel ;
- Favoriser la maîtrise de l'utilisation de l'énergie, la protection de l'environnement et les impératifs de sécurité ;
- Définir une politique de tarification en conséquence.

La stratégie de développement de l'industrie gazière, définie pour mettre en œuvre ces orientations, repose sur les axes suivants:

- ✓ Le développement des infrastructures :

Le développement de l'utilisation du gaz naturel et par conséquent des consommations était conditionné par la mise en place des infrastructures nécessaires (réseaux de transport et de distribution). Celles-ci pourront être mises en place dans le prolongement des canalisations de grand transport réalisées par Sonatrach pour acheminer le gaz vers le Nord du pays. C'est ainsi que Sonelgaz a progressivement structuré son réseau de transport vers les sites des centrales de production d'électricité et des projets d'unités industrielles qui fleurissaient au rythme d'une croissance économique très soutenue. Cette extension du réseau de transport permettait également, à la faveur de tracés optimisés, de raccorder les agglomérations situées à des distances raisonnables. L'infrastructure constituée comprend aujourd'hui un réseau de transport de 4 600 km de canalisations (dont 75% réalisés après 1970) et dessert 380 localités ; l'alimentation de celles-ci ont en outre nécessité la construction d'un réseau de distribution de près de 20 000 km<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Cité dans, République Algérienne, Ministère de l'énergie et des mines, « *Guide de l'énergie et des mines* », conception et réalisation, Symbiose-Communication-Environnement, 2002, P 27.

<sup>2</sup> A. Benganem, Président-Directeur Général de Sonelgaz, « le développement de l'utilisation du gaz naturel : l'expérience algérienne », OP cité, P 3.

- ✓ Le développement des capacités de réalisation et de fabrication de matériel :

Dans un contexte où les biens et services nécessaires à la réalisation de ces investissements n'étaient pas procurés par le tissu économique algérien, la mise en place des infrastructures impliquait également le développement des moyens nécessaires comprenant au sens large, les capacités de conception des plans de développement, les capacités d'étude et de mise en œuvre des projets et enfin la création des entreprises de réalisation elles-mêmes.

L'expansion attendue des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel constituait également un marché opportun pour la mise en place et le développement d'une industrie de fabrication des équipements nécessaires. L'intérêt est naturellement porté sur les matériels dont les consommations étaient importantes. C'est ainsi qu'outre des tuberiers (acier) dont le marché comprenait également celui de l'industrie pétrolière et gazière amont, des moyens de fabrication de tubes en polyéthylène ont été mis en place après l'introduction de cette technique dans les réseaux de distribution ainsi que des moyens de production des compteurs et détendeurs nécessaires aux branchements.

- ✓ Une tarification favorable :

Des tarifs relatifs largement favorables au gaz naturel et la commodité de la distribution par réseau ont été également des paramètres déterminants dans la stratégie de développement du gaz naturel. Ce sont là les facteurs qui ont permis l'expansion rapide et l'émergence d'un marché national du gaz naturel qui a conquis très vite une place prépondérante sur la scène énergétique algérienne faisant ainsi converger les objectifs stratégiques nationaux. L'adéquation entre la consommation nationale et la structure des réserves d'une part et celles de la protection de l'environnement résultant des qualités du « plus propre des combustibles fossiles » a fait du gaz naturel une ressource naturelle très prometteuse.

### **1.2.3. Modèle national de consommation et bilan énergétique.**

Dès le début des années 80, un modèle national de consommation interne de l'énergie a été défini et énoncé, sans toutefois que celui-ci n'ait force de loi. Ce modèle énonçait un certain nombre de principes généraux pour l'établissement d'un plan à long terme du développement et de l'utilisation de l'énergie.

Les principales composantes de ce modèle s'articulaient autour de :

- La couverture des besoins internes de consommation ;
- L'utilisation optimale des différentes sources d'énergie ;
- La lutte contre le gaspillage dans la consommation d'énergie ;

- La mise en œuvre d'un programme cohérent de production et de distribution d'énergie ;
- La garantie et la sécurité des ouvrages ;
- La définition d'une tarification adéquate des différentes formes d'énergie.

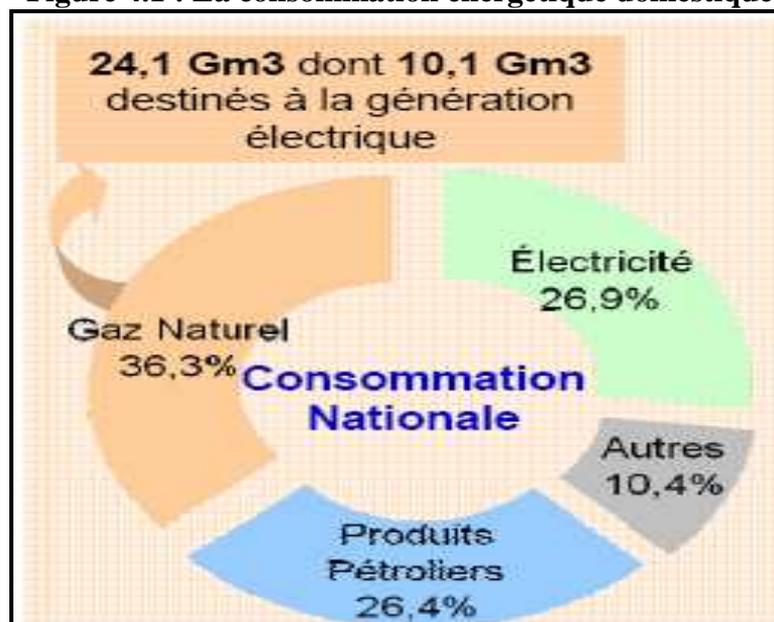
Conçu avant tout, comme un ensemble de mesures économiques et sociales du pays, le modèle a vite débordé le cadre du seul contexte de l'énergie puisque ce dernier s'articulait autour des principes généraux de la maîtrise de l'énergie. La notion de maîtrise de l'énergie est associée à la conjugaison de deux principes complémentaires qui sont :

- D'une part, la rationalisation de la demande ;
- Et d'autre part, la pénétration des formes d'énergie les plus adéquates.

En matière d'environnement, la politique de pénétration du gaz naturel et des GPL a été un des axes fondamentaux de la lutte contre la pollution atmosphérique et l'un des vecteurs de la limitation des émissions des gaz à effet de serre (GES).

La récupération au mieux de l'énergie au niveau des champs de production a été un des autres axes principaux de ce souci permanent de préserver la qualité de l'air. La prise en charge de la politique d'utilisation rationnelle de l'énergie par les principales grosses entreprises du secteur telles que la Sonatrach à travers un ambitieux programme de récupération des gaz torchés, la Sonalgaz à travers une tarification adéquate et dissuasive en matière d'élimination des gaspillages, Naftal par une extension de son schéma spatial de distribution des produits pétroliers, la rapprochant au mieux de sa clientèle est symptomatique de la volonté des pouvoirs publics de rendre opérationnels les objectifs de la politique énergétique et les options énoncées dans le modèle de consommation nationale.

**Figure 4.1 : La consommation énergétique domestique**



Source : CSI5 2006.

Le modèle national de consommation énergétique a mis en évidence l'importance de plus en plus grande de l'approvisionnement interne. La consommation nationale d'énergie commerciale a plus que quintuplé depuis 1970, passant de 5 Mtep à plus de 25 Mtep en 1990 et à 31 Mtep en l'an 2000. Rapportée à la production d'énergie primaire, elle passe de 7% en 1970, à près de 20% en 1990 et à 23% en l'an 2000<sup>1</sup>. En terme unitaire, la consommation nationale est passée de 0.3 Tep/hab en 1970 à 0.98 Tep/hab en 1990 soit un triplement sur la période et à 1.5 Tep en l'an 2000. Ceci demeure toutefois bien loin des ratios de consommation des pays développés.

L'importante croissance de la consommation nationale induite à la fois par l'augmentation de la population et un niveau de vie en élévation, constitue une préoccupation majeure de la politique énergétique du pays, d'autant que cette demande est entièrement satisfaite par des hydrocarbures. Principal volet de la politique énergétique, le model a ainsi été mis en place pour assurer durablement l'adéquation entre la demande et les ressources énergétiques nationales en tenant compte :

- De la promotion des formes d'énergie les plus disponibles ;
- De la maîtrise de l'énergie et de la lutte contre le gaspillage ;
- D'une définition d'une politique tarifaire adéquate liant le recouvrement des coûts sans occulter le développement social des populations.

Pour la mise en œuvre du modèle de consommation énergétique nationale, divers dispositifs institutionnels, législatifs, réglementaires et commerciaux ont vu le jour parmi lesquels :

- La création en 1988, d'une agence pour la promotion et la rationalisation de l'utilisation de l'énergie (APRUE) ;
- Une politique des prix des produits énergétiques, dont l'objectif est l'instauration progressive de la vérité des prix devant conduire à la mise en œuvre des mécanismes d'une économie de marché ;
- Le plan national d'électrification, partant de l'objectif de raccorder l'ensemble des foyers électrisables ;
- Le programme de développement des distributions publiques de gaz, visant à assurer la pénétration maximale du gaz naturel ;
- Le développement de l'utilisation du GPL dans l'ensemble des secteurs économiques, y compris le transport ;
- Les économies d'énergie ;

---

<sup>1</sup> République Algérienne, Ministère de l'énergie et des mines, « Guide de l'énergie et des mines », OP cité, P 32.

- La récupération des gaz torchés aussi bien au niveau des champs que des unités industrielles (raffineries, complexes industriels) ;
- La génération électrique à partir du gaz naturel à l'aide de l'introduction de la technologie du cycle combiné, améliorant notablement les rendements ;
- L'interconnexion des réseaux et leurs renforcements, de manière à pouvoir exporter à terme l'énergie sous forme électrique.

#### **1.2.4. La place du gaz naturel dans la consommation nationale.**

La nouvelle politique énergétique algérienne et l'élaboration d'un modèle national de consommation ont fait progressivement constitué un marché national du gaz naturel desservi par Sonelgaz (hors clients Sonatrach et pétrochimie-engrais) et comprenant plus de 1,5 millions de clients consommant 4.5 milliards de m<sup>3</sup> auxquels s'ajoutent 24 centrales de production d'électricité représentant 8.4 milliards m<sup>3</sup> de consommation<sup>1</sup>.

Ce marché est structuré de la façon suivante :

✓ La production d'électricité constitue par conséquent le principal usage du gaz naturel et a été le moyen privilégié de l'augmentation du taux de pénétration de cette énergie dans le pays. Très vite les centrales existantes, qui fonctionnaient au charbon ou au mazout, ont été converties au gaz naturel qui est devenu le combustible de base de l'ensemble des centrales qui ont été réalisées par la suite. La production d'électricité représente aujourd'hui 65% du marché du gaz desservi par Sonelgaz.

✓ La clientèle industrielle constituée par les grandes usines de production et dominée par un nombre limité de secteurs (cimenteries, sidérurgie et matériaux de construction) a été également de par l'importance de leur consommation un facteur ayant contribué largement à la viabilité des projets d'extension des réseaux de gaz.

En retour, la disponibilité de ce combustible a constitué pour cette catégorie d'utilisateurs un atout précieux dans la performance des process retenus et un avantage déterminant de leur rentabilité. Les distributions publiques alimentent 1,5 million de clients des secteurs résidentiel et tertiaire.

---

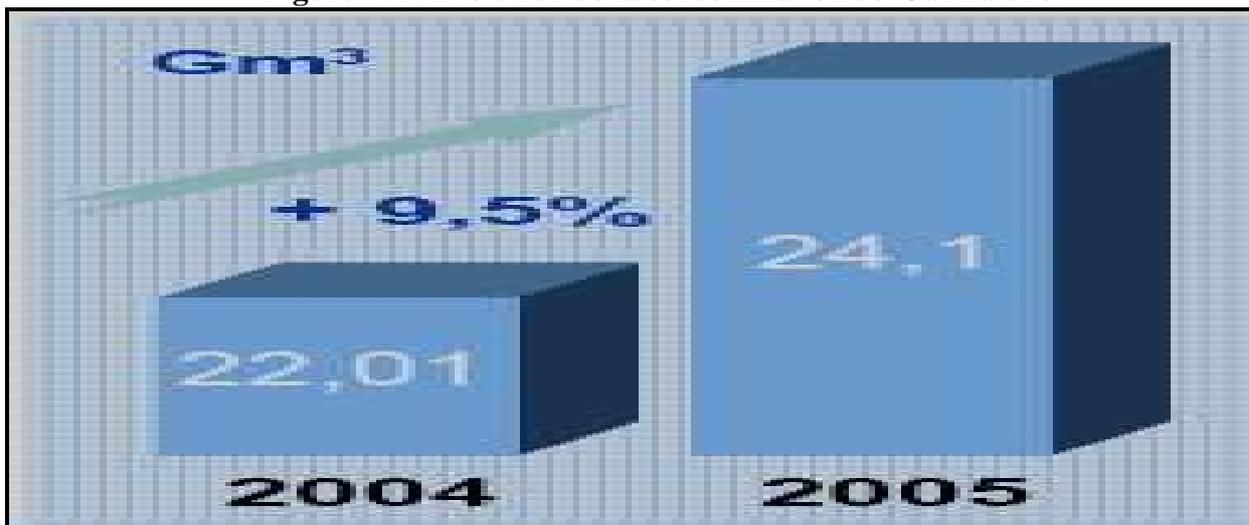
<sup>1</sup> A. Benganem, Président-Directeur Général de Sonelgaz, « le développement de l'utilisation du gaz naturel : l'expérience algérienne », OP cité, P 5.

**Tableau 4.1: Consommation de la Clientèle en Gm<sup>3</sup>**

Clientèle	Nombre	consommation	
		Gm <sup>3</sup>	%
Centrales électriques	24	8.4	65
Industrie	182	1.7	13
Distribution Publique (X 1000)	# 1500	2.8	22
Total (x 1000)	# 1500	12.9	100

Source : Sonelgaz, 2003.

S'agissant de cette clientèle, il est à relever que : a la faveur du développement des réseaux et de la progression du nombre de localités raccordées, le taux de pénétration du gaz est aujourd'hui de 31%, c'est à dire qu'un client de Sonelgaz sur trois est desservi à la fois en électricité et en gaz, ce qui est somme toute appréciable compte tenu de la géographie du pays et de la configuration du réseau principal de transport.

**Figure 4.2: Évolution de la consommation du Gaz naturel**

Source : CSI5 2006.

Le taux de pénétration relatif (calculé sur les zones desservies en gaz uniquement) est estimé à 60% indiquant l'existence d'un fort potentiel de croissance. L'expansion du réseau de transport vers des zones non actuellement desservies et à la densité de population de moins en moins élevée et au potentiel de consommation faible fait l'objet de programmes publics faisant appel à une participation de l'Etat dans le cadre de sa politique d'aménagement du territoire.

## **2. Exportations de gaz naturel et tendances de la stratégie gazière algérienne.**

Les objectifs d'exportation de gaz naturel algérien sont fixés à 85 milliards de m<sup>3</sup>, à l'horizon 2010. La recherche d'une meilleure valorisation et diversification des débouchés à travers une intégration dans l'aval gazier, sont les maîtres mots de la politique d'exportation du gaz algérien. Le développement des projets « Medgaz » et « Galsi », la réservation d'une capacité additionnelle sur le terminal d'Isle of Grain, ainsi que le renforcement du gazoduc « Enrico Mattei » confèrent à Sonatrach une capacité additionnelle d'exportation substantielle vers l'Europe. Ces exportations empruntent essentiellement deux voies : les Gazoducs et le transport maritime (GNL). Sonatrach dispose actuellement d'un portefeuille de 20 clients répartis au sein de 12 pays, avec un marché méditerranéen représentant environ 90 % du total des ventes. La filière gazoduc constitue la pièce maîtresse de la politique de commercialisation du gaz naturel. Cette politique s'articule autour de trois objectifs : diversification des débouchés, recherche de marchés valorisants et choix de la forme d'exportation la moins coûteuse en capital. Avec les gazoducs « Enrico Mattei » et « Pedro Duran Farell », Sonatrach dispose actuellement d'une capacité d'exportation d'environ 38 milliards de m<sup>3</sup>. Une augmentation substantielle de cette capacité sera réalisée avec l'extension du gazoduc « Enrico Mattei » ainsi que la construction de deux nouveaux ouvrages reliant l'Algérie à l'Espagne et à l'Italie, respectivement le Medgaz et le Galsi.

Dans cette présente section nous tenterons de présenter la structure des exportations gazières algériennes et l'évolution de la stratégie nationale assignée aux exportations gazières.

### **2.1. Les exportations de gaz naturel algérien.**

Ce paragraphe traitera des exportations via gazoducs, à savoir le gazoduc « Enrico Mattei » et le gazoduc « Pedro Duran Farell », ainsi que les exportations de GNL par voie maritime.

#### **2.1.1. Les exportations via le Gazoduc « Enrico Mattei ».**

Instrument majeur de la politique gazière de l'Algérie, le gazoduc « Enrico Mattei » a été réalisé pour répondre aux objectifs de valorisation des gisements et d'approvisionnement du marché italien. Lancés en 1979, les travaux de réalisation constituaient, pour l'époque, un véritable défi technologique. Le gazoduc est entré en service en 1983. Il commence ainsi par fournir 8 milliards de m<sup>3</sup> de gaz par an. Dans une seconde phase, et suite à une demande grandissante en gaz de l'Italie, conséquence d'un tournant important dans sa politique énergétique, le gazoduc est renforcé par une 2<sup>ème</sup> ligne en 1988 puis par une station de compression en 1995. Sa capacité atteint aujourd'hui 26 milliards de m<sup>3</sup>. Celle-ci sera portée à

32,5 milliards de m<sup>3</sup> à partir de 2008<sup>1</sup>. C'est un ouvrage dont la fiabilité est aujourd'hui prouvée et reconnue. Il est l'instrument fondamental de la politique de pénétration du gaz algérien en Italie. Il approvisionne aujourd'hui l'Italie, la Tunisie et la Slovénie. Le tableau ci après retrace les différents contrats d'exportations de gaz via le gazoduc « Enrico Mattei ».

**Tableau 4.2: Contrats d'exportations gazières via le gazoduc « Enrico Mattei »**

Clients	Date de signature	Date de démarrage	Volume annuel (milliards de m <sup>3</sup> /an)
Eni gp (Italie)	1977	1983	19.50
Geoplin (slovénie)	1985	1992	0.35
Etap (Tunisie)	1990	1992	0.40
Enel Trade S.P.A (Italie)	1992	1996	4.00
Enel Trade S.P.A (Italie)	2001	2005	2.00
Mogest	2003	2008	0.50
Edison	2006	2008	2.00
World Energy	2006	2008	0.45
Bridas	2006	2008	0.25
ENEL	2007	2008	1
Sonatrach Gas Italia	2007	2008	2

*Source :* Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international », 2007

### 2.1.2. Les exportations via le gazoduc « Pedro Duran Farrell ».

L'idée d'une liaison par gazoduc entre l'Algérie et l'Espagne, comme option stratégique de valorisation du gaz algérien, a été envisagée il y a fort longtemps. Des études avaient été initialement menées dans le cadre du projet dit « Segamo ». Elles mirent en évidence le caractère ardu de l'entreprise et le projet se heurta à deux obstacles majeurs :

- Les besoins espagnols en gaz naturel n'ont pas crû à la vitesse escomptée ;
- Les connaissances technologiques de l'époque n'étaient pas suffisamment avancées pour assurer la fiabilité technique de l'ouvrage.

Ce n'est que vers la fin de la décennie 80 qu'une nouvelle dynamique se met en place. En effet, les perspectives du bilan énergétique espagnol soulignent, à partir de la fin des années 80, un intérêt majeur pour le gaz et, dès avril 1991, un protocole d'accord commercial est signé entre l'Algérie et l'Espagne. Sonatrach et Gas Natural signent l'année suivante le contrat de réalisation du gazoduc Maghreb Europe. Les travaux de réalisation du tronçon algérien

<sup>1</sup> SONATRACH, Activité commercialisation, « *Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international* », OP cité, P 11.

démarrent en octobre 1994. La mise en service du gazoduc intervient en novembre 1996 et les volumes livrés augmentent d'année en année. Sa capacité initiale de 8,5 milliards de m<sup>3</sup>/an a été portée dès l'année 2004<sup>1</sup> à 11,5 milliards de m<sup>3</sup>. Le gazoduc alimente aujourd'hui l'Espagne et le Portugal via le Maroc. Les contrats d'exportation via ce gazoduc sont présentés dans le tableau suivant.

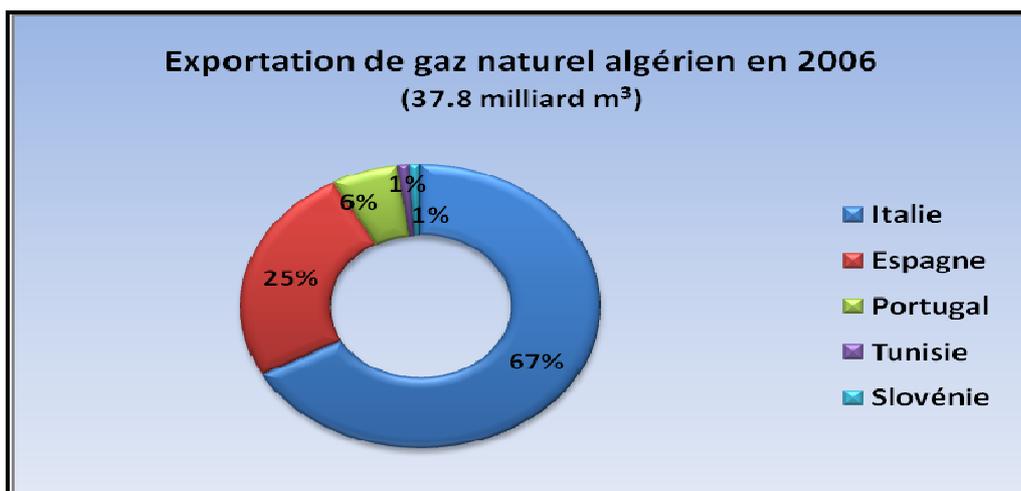
**Tableau 4.3 : Contrats d'exportations gazières via le gazoduc « Pedro Duran Farrell»**

Clients	Date de signature	Date de démarrage	Volume annuel milliards de m <sup>3</sup> /an
Gas Naturel (Espagne)	1992	1996	6.00
Transgas (Portugal)	1994	1997	2.50
Gas Natural (Espagne)	2001	2005	3.00

*Source* : Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international », 2007

Le volume des exportations de gaz naturel s'élève à 37,8 milliards de m<sup>3</sup>, en léger recul. Le chiffre d'affaires généré par les exportations de gaz naturel enregistre cependant une hausse importante liée à l'accroissement du prix moyen des contrats.

**Graphique 4.4**



*Source* : Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international », 2007

Durant l'année 2006<sup>2</sup>, l'activité commercialisation de Sonatrach a été marquée par la création de deux filiales, Sonatrach Gaz Commercializadora en Espagne, et Sonatrach Gaz Italia en Italie. Des contrats de vente/achat de gaz naturel, à travers la première phase de l'extension du TTPC, ont été signés, avec les compagnies Edison (2 GM<sup>3</sup>/an), World Energy (0,45 GM<sup>3</sup>/an). Un contrat de vente/achat de gaz naturel a également été signé avec la compagnie Sonatrading, pour la fourniture de gaz naturel à travers la deuxième phase de l'extension de TTPC. Ce contrat sera cédé ultérieurement à la filiale de Sonatrach Gas Italia.

<sup>1</sup> SONATRACH, Activité commercialisation, « *Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international* », OP cité, P 12

<sup>2</sup> SONATRACH, Rapport annuel 2006, OP cité, P 17.

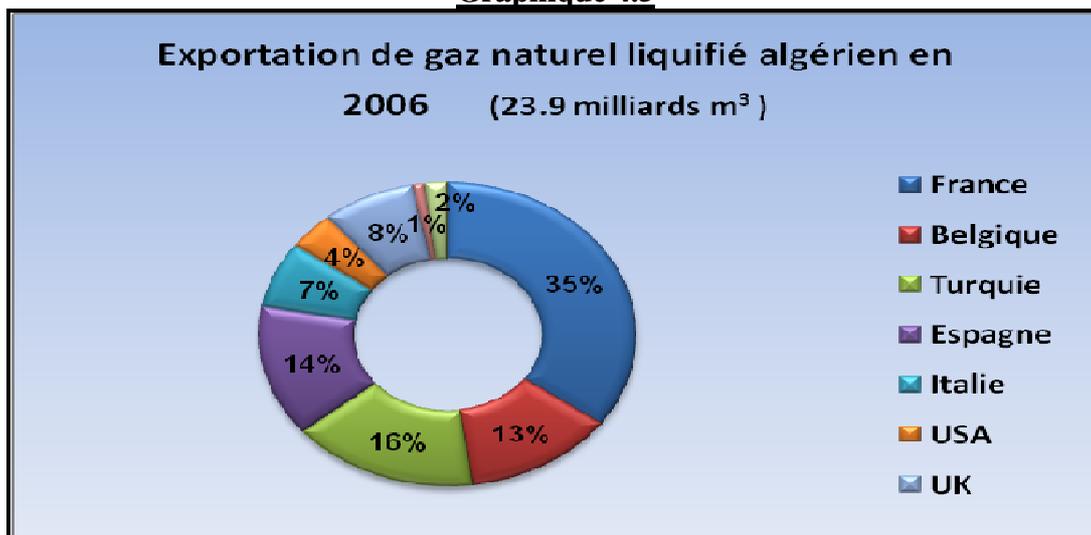
### 2.1.3. Les exportations de gaz naturel liquéfié (GNL).

Les exportations de GNL commencent dès 1964, à Arzew, à partir de la première usine de liquéfaction de gaz naturel au monde GL4Z (ex- Camel)<sup>1</sup>. Sonatrach compte, dès lors, l'Angleterre et la France comme premiers clients pour des volumes de 1,5 milliard de m<sup>3</sup>. Ainsi, la première cargaison commerciale de GNL dans le monde a été livrée au Royaume-Uni à Canvey Island.

Dès l'année 1975, la demande grandissante de gaz sur le marché européen est globalement satisfaite par les fournitures hollandaises issues du gisement de Groningue. Sonatrach signe alors, une série de contrats de fourniture de GNL avec différents clients en Europe et aux Etats-Unis. Une nouvelle impulsion est ainsi donnée aux exportations de GNL. Sonatrach, pionnière dans le GNL, dispose aujourd'hui de quatre complexes de liquéfaction de gaz naturel : 03 à Arzew 01 à Skikda, (GL1K) (GL1Z, GL2Z ET GL4Z).

Le GNL est destiné essentiellement aux marchés lointains ou inaccessibles par gazoduc, et permet une diversification des routes d'exportation et une flexibilité des contrats qui permettent à leur tour l'accession aux marchés spot de gaz naturel. Une rénovation des complexes de liquéfaction a été entreprise dès 1992. Elle a pu conduire au plein rétablissement de la capacité contractuelle installée (CCI) qui est de 30,5 milliards<sup>2</sup> de m<sup>3</sup>. Cette capacité a enregistré un recul de 3,5 milliards de m<sup>3</sup> pur atteindre aujourd'hui 27 milliards de m<sup>3</sup>, suite à l'accident survenu au complexe de Skikda.

**Graphique 4.5**



Source : Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international », 2007.

<sup>1</sup> Belaid Abdesselam, « *Le gaz algérien : stratégies et enjeux* », Bouchen, 1990, P 112.

<sup>2</sup> SONATRACH, Activité commercialisation, « *Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international* », OP cité, P 13.

Les quantités de GNL exportées en 2006<sup>1</sup> ont atteint 38,7 millions de m<sup>3</sup>. Les ventes en spot de GNL sont de l'ordre de 962 milliers de m<sup>3</sup> de GNL réalisées sur les marchés italien, espagnol et asiatique. D'importants accords ont été signés en vue de développer les ventes de gaz à destination des marchés de l'Europe et des États-Unis et le renforcement de la position de Sonatrach dans l'aval gazier à l'étranger

Parmi ceux-ci, la signature de l'accord de coopération dans le domaine gazier en Russie, en Algérie et dans des pays tiers entre Sonatrach et Gazprom ainsi que la signature d'un accord de réservation pour une durée de 10 ans, d'une capacité de regazéification de 1 GM<sup>3</sup>/an sur le terminal de Montoir en Bretagne. Sonatrach a vendu sur le marché britannique, dans le cadre du projet d'Isle of Grain, 2,9 millions m<sup>3</sup> de GNL<sup>2</sup>. Les contrats de vente de GNL algérien sont récapitulés dans le tableau ci dessous.

**Tableau 4.4: Contrats d'exportations de GNL algérien**

Clients	Date de signature	Volume (Gm <sup>3</sup> /an)
GDF (France)		
Contrat 1	1964	10.2
Contrat 2	1971	
Contrat 3	1976	
Contrat 4	1991	
Distrigaz (Belgique)	1975	4.5
Botas (Turquie)	1988	4.0
Depa (Grèce)	1988	0.7
Eni G & P (Italie)	1997	1.8
Endesa 5(Espagne)	2001	1.0
Cepsa 5(Espagne)	2002	1.5
Statoil	2003	1.0

Source : Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international », 2007.

## 2.2. L'évolution de la stratégie d'exportation gazière algérienne.

L'Europe a de tout temps constitué le marché d'exportation privilégié pour les exportations gazières algérienne. Avec près de 50 milliards de m<sup>3</sup> de gaz exportés vers l'Union européenne en 2006<sup>3</sup>, soit 11% de l'approvisionnement de cette zone, l'Algérie s'affirme comme un fournisseur important de ce marché, aux côtés de la Russie, de la Norvège et des Pays Bas. Une telle logique devrait se maintenir sur le moyen terme. L'Europe, en particulier

<sup>1</sup> SONATRACH, Rapport annuel 2006, OP cité, P 64.

<sup>2</sup> Idem, P 60.

<sup>3</sup> SONATRACH, Activité commercialisation, « Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international », OP cité, P 9

l'Union européenne, demeure au cœur de la stratégie gazière de l'Algérie et de sa société pétrolière et gazière Sonatrach. L'Algérie cherche ainsi incontestablement à demeurer un fournisseur essentiel de grands partenaires comme l'Europe et à ce titre être considérée comme un partenaire stratégique et incontournable.

Le tableau 4.5 montre la structure des exportations gazières (GN et GNL) algériennes en destination des pays européens en 2006. Ces données montrent que les exportations de gaz algérien vers l'Europe se concentrent dans la rive nord de la méditerranée, Espagne, Italie, France et Portugal, ce qui nous amène à souligner l'importance de l'approvisionnement algérien en gaz naturel pour cette zone et nous nous interrogerons sur les facteurs qui favorisent cette concentration. Nous reviendrons sur cette question dans le prochain chapitre.

**Tableau 4.5: Destination des exportations de GN et de GNL algériens en 2006**

<b>Pays importateurs de GN</b>	<b>Importations en %</b>
Italie	67%
Espagne	25%
Portugal	6%
Tunisie	1%
Slovénie	1%
	<b>100% = 37.8 milliards m<sup>3</sup></b>
<b>Pays importateurs de GNL</b>	<b>Importations en %</b>
France	35%
Belgique	13%
Turquie	16%
Espagne	14%
Italie	7%
USA	4%
UK	8%
Asie	1%
	<b>100% = 23.9 milliards m<sup>3</sup></b>

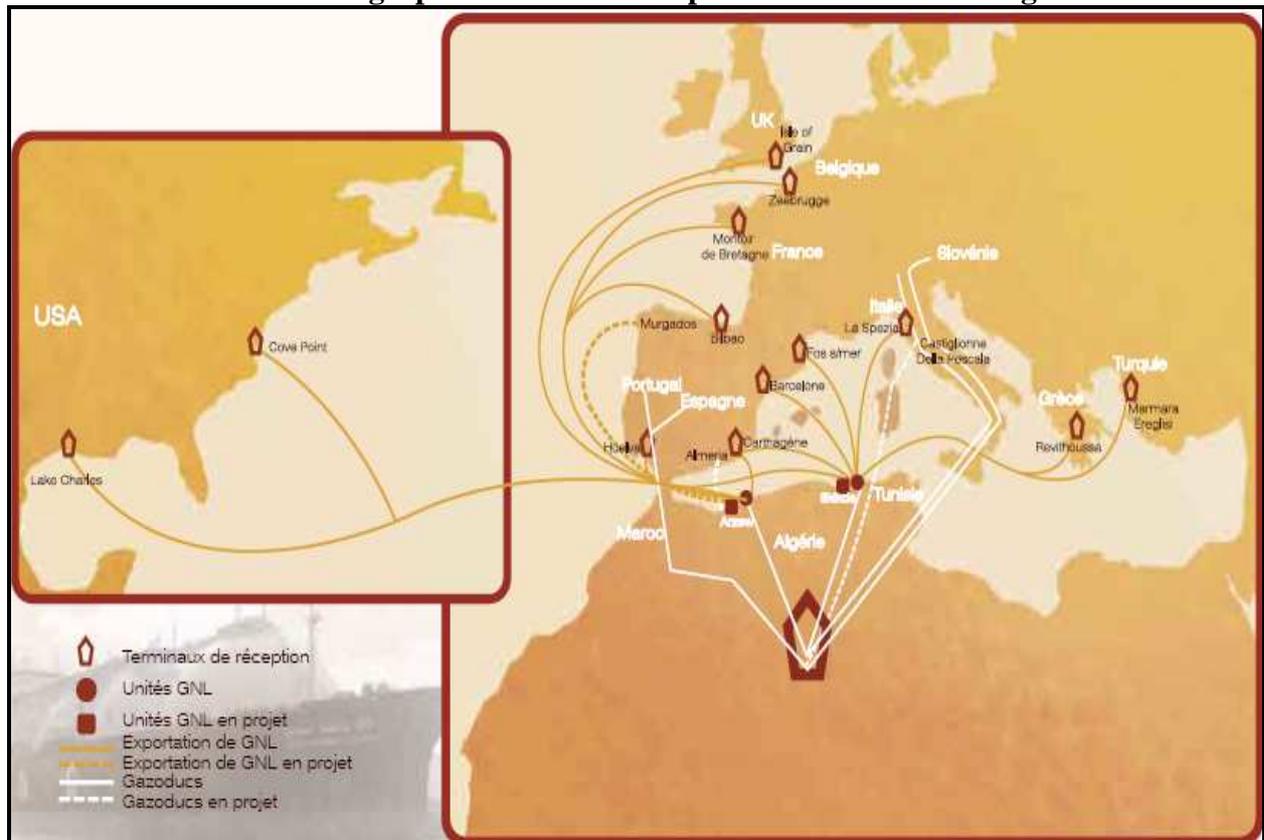
*Source :* Constitué à partir des données de SONATRACH, Activité commercialisation, « Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international », 2007.

Du point de vue stratégique deux facteurs sont à prendre en considération en ce qui concerne l'évolution de la stratégie d'exportation algérienne. D'une part, la libéralisation du marché gazier européen est un enjeu majeur porteur de contraintes mais aussi d'opportunités. Elle pourrait supposer des évolutions sensibles de l'organisation de l'industrie gazière

algérienne dès lors qu'elle met au premier plan la question de l'évolution des coûts de l'approvisionnement gazier algérien face à la concurrence qui pourrait se développer sur le marché européen. Enfin, l'Europe n'est plus « le seul objectif » pour les exportations algériennes. Sonatrach affiche ainsi très clairement sa volonté de définir une stratégie qualifiée de globale. Il s'agit donc de maintenir voire d'accroître ses parts de marché dans l'Union européenne tout en se positionnant sur le marché américain voire Asiatique. Dans une certaine mesure, l'Algérie pourrait de ce fait mettre en concurrence ces différents marchés potentiels, tout au moins pour l'Europe et les USA. Avec plus de 3% des réserves mondiales de gaz, l'Algérie a une carte à jouer sur les marchés énergétiques internationaux en particulier européen.

Une grande logique marque la stratégie gazière de l'Algérie vis-à-vis de l'UE, celle de la maximisation des exportations. Elle s'accompagne d'une volonté de multiplication mais aussi de sécurisation des réseaux d'exportation mis en place pour atteindre les marchés européens. Elle suppose dans le même temps une stratégie de maximisation de la production pour répondre aux besoins internes et à la croissance envisagée des exportations vers l'Europe.

**Carte 4.2: Cartographie des routes d'exportations GN – GNL algérien**



Source : SONATRACH, Activité commercialisation, « Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international », 2007.

### 2.2.1. Une stratégie de maximisation des exportations.

Les exportations gazières de l'Algérie à destination de l'Europe se sont chiffrées à près de 50 milliards de m<sup>3</sup> en 2006 et devraient être de plus de 80 milliards de m<sup>3</sup> en 2010. Dans l'UE, les exportations se sont centrées sur quelques pays, principalement l'Italie l'Espagne et la France (voir tableau 4.5). Le développement de l'industrie du GNL en Algérie permet d'approvisionner des pays européens autres que ceux du pourtour méditerranéen, ceci devrait renforcer le poids algérien dans l'approvisionnement de l'UE, étant donné les niveaux de dépendance de ces pays par rapport au gaz algérien.

Cette stratégie de maximisation des exportations vers l'UE devrait se maintenir sur le moyen terme dans la mesure où cette zone est celle qui permet à l'Algérie de valoriser au mieux sa production gazière. Ainsi, les exportations vers l'UE s'avèrent être une variable déterminante de la capacité de la société nationale à financer ses investissements. L'Europe restera donc une zone sur laquelle Sonatrach tentera de maximiser ses exportations. A l'horizon 2010, l'objectif affiché par les autorités algériennes est d'exporter près de 80 milliards de m<sup>3</sup> de gaz vers l'Europe.

L'Algérie tente aujourd'hui d'accroître ses parts de marché en Europe ce qui la conduit à rechercher de nouveaux marchés d'exportation. La réalisation des gazoducs « Medgaz » et « Galsi », projets considérés par l'Algérie comme prioritaires, s'inscrivent dans cette stratégie, même si l'on peut avoir des doutes sur leurs réalisations à court terme. La société des hydrocarbures algérienne entend également exporter du gaz naturel liquéfié vers les marchés américains et asiatiques qui sont inscrits dans les réalisations des nouveaux trains de GNL.

### 2.2.2. Une stratégie de maximisation de la production.

Cette stratégie de maximisation des exportations s'appuie logiquement sur une politique de maximisation de la production. En 2006<sup>1</sup>, la production gazière algérienne s'est chiffrée à 150 milliards de m<sup>3</sup> dont l'essentiel, 122 milliards de m<sup>3</sup>, a été assuré par Sonatrach. Mais on ne peut ignorer les difficultés que rencontre aujourd'hui la Sonatrach à renouveler ses capacités de production. Les réserves gazières algériennes ne sont pas en cause. Mais les niveaux de production envisagés exigeront des investissements conséquents. La société pétrolière et gazière algérienne a-t-elle la capacité de mettre en production au rythme voulu les gisements permettant d'assurer une production compatible avec des niveaux d'exportations aussi élevés que ceux envisagés ? Les hausses des prix pétroliers et leurs répercussions sur les prix gaziers

---

<sup>1</sup> SONATRACH, Rapport annuel 2006, OP cité, P 26.

ont sensiblement accru la capacité financière de la Sonatrach en 2005 et 2006. Il n'en demeure pas moins que les bas prix du gaz sur le marché intérieur sont un élément qui ne peut que restreindre sa capacité à financer des investissements. C'est donc principalement à l'exportation que Sonatrach doit rechercher les liquidités nécessaires au financement de ses investissements. Cette situation de dépendance par rapport à l'extérieur fragilise son développement dans la mesure où toute baisse des prix du gaz sur le marché européen diminuera sa capacité financière et contraindra donc sa stratégie d'investissement.

A l'avenir, l'ouverture du marché aux nouveaux producteurs de gaz, qui pourraient s'affirmer comme des acteurs importants de l'industrie gazière et en changer quelque peu sa structure est un élément clé pour le développement de cette industrie. Leur plus grande implication reste cependant largement conditionnée par une réforme d'ensemble du secteur. L'accès libre et égalitaire au réseau de transport de Sonatrach est une condition, la réforme des prix intérieurs du gaz en est une autre tout aussi importante.

### **3. L'Algérie face à la libéralisation du marché gazier européen.**

Le principal marché d'exportation pour le gaz algérien, est celui de l'UE, il connaît aujourd'hui, comme nous l'avons vu dans le deuxième chapitre, de profondes évolutions dans son organisation, ses structures, ses règles et ses institutions. Ces dernières contraignent Sonatrach à des adaptations porteuses de contraintes mais aussi d'opportunités pour la société nationale d'hydrocarbures. Sa stratégie doit s'organiser autour de deux questions essentielles. Comment accroître ses parts de marché dans un environnement qui sera de plus en plus concurrentiel ? Comment assurer et sécuriser les voies d'exportation pour atteindre ces marchés ?

#### **3.1. Contraintes et opportunités pour les pays fournisseurs de l'UE.**

La libéralisation du marché gazier de l'Union européenne accroîtra l'exposition au « risque prix » et au « risque volume » des fournisseurs traditionnels de cette zone. Elle conduira, en effet, à une modification de certaines clauses contractuelles des contrats existants concernant l'indexation des prix et les multiples aspects des formules de prix qui organisent les ventes. Elle devrait également déboucher sur la suppression de la clause de destination finale. Sur le court terme mais surtout sur le plus long terme, les adaptations des clauses contractuelles, celle de « Take or Pay », celle d'indexation des prix, celle de destination finale, sont porteuses de contraintes pour la Sonatrach dans la mesure où les contrats de long terme sont la base du financement de ces investissements en matière de production et de transport.

### **3.1.1. La modification des contractuelles.**

La clause de « Take or Pay » et celle d'indexation des prix sur celui du pétrole assurent à la Sonatrach une stabilité financière dont elle a incontestablement besoin pour s'engager dans des investissements de grande ampleur. De ce point de vue, Sonatrach est dépendante des conditions financières de ses exportations pour le financement de ses investissements et le renouvellement de ses capacités de production. En la matière, la modification des contrats de long terme induit un degré d'incertitude important et risque d'accroître les contraintes pesant sur la politique d'investissement de Sonatrach alors même que les nouveaux gisements à mettre en production exigeront des investissements considérables.

### **3.1.2. La nécessité d'accroître les opportunités des exportations algériennes face à la croissance prévisible de la concurrence.**

La libéralisation du marché gazier européen et l'accroissement de la concurrence qui devrait en résulter sur le long terme posent à chaque fournisseur la question de la compétitivité de leurs exportations. De celle-ci dépendra la capacité de l'Algérie à maintenir, voire augmenter, ses parts de marché. La compétitivité des exportations algérienne sera largement dépendante du niveau de ses coûts en comparaison avec ceux de ses concurrents. Bien que ne disposant pas d'informations très fiables en la matière, on peut émettre l'hypothèse d'une tendance à la baisse du niveau des coûts des fournitures gazières algérienne, malgré que les conditions étant nettement moins favorables que par le passé. Il s'agit aujourd'hui d'engager d'importants investissements alors que les actifs de production actuels sont déjà amortis. Le déplacement vers des zones de production aux conditions techniques plus difficiles au fur et à mesure que s'épuiseront les grands gisements jouera sur les coûts. Compte tenu de leur taille, Hassi R'mel, Alrar, Tin foyi ont incontestablement bénéficié de coûts de production à la tête de puits très bas, ce qui ne sera pas forcément le cas des gisements qui devraient être mis en production. Enfin, l'évolution de l'Algérie vers une économie de marché s'accompagnera d'une comptabilisation des coûts très différente de celle qui a prévalu au sein du système planifié. Elle intégrera une prise en compte des coûts en capital, de la fiscalité et s'appuiera sur un système de prix qui n'est plus administré, alors que les prix des inputs étaient largement sous-évalués dans l'ancien système. Tous ces éléments sont susceptibles de renforcer les coûts de production.

### 3.1.3. Les opportunités ouvertes par la libéralisation.

Dans le même temps, la libéralisation du marché gazier est susceptible de faciliter la stratégie de conquêtes de nouvelles parts de marché de la société nationale, en lui offrant de nouveaux débouchés et en lui permettant de développer des transactions de court terme (marchés spots). Toutefois, une telle stratégie de conquête de nouvelles parts de marché risque de fragiliser les contrats en tirant les prix spot à la baisse et en gênant les grands partenaires contractuels de Sonatrach. Ainsi, selon S. Boussena<sup>1</sup>, les fournisseurs devront arbitrer : « d'une part entre des stratégies de défenses de position et des stratégies de conquêtes de nouvelles parts de marché et d'autre part entre les stratégies actuelles par les quantités et celles qui viseraient à défendre les prix en restreignant les quantités en accord avec leurs concurrents ». Compte tenu des pratiques de la Sonatrach en matière de maximisation des exportations, des contraintes budgétaires de l'Etat algérien, des non-paiements internes et des bas prix du gaz en Algérie, les arbitrages entre une stratégie par les quantités et une stratégie de défense des prix risquent d'être extrêmement difficiles.

### 3.2. Les réponses de Sonatrach à la libéralisation du marché européen de gaz.

Dans ce paragraphe nous traiterons des réponses de la Sonatrach à la question de libéralisation du marché européen de gaz naturel, à savoir le maintien d'un système de contrats à long terme et la multiplication des voies d'exportation afin de maintenir et d'améliorer sa position sur ce marché qui est de plus en plus grandissant.

#### 3.2.1. Maintenir un système de contrat à long terme « aménagé ».

Pour l'heure, la Sonatrach tente avant toute autre chose de maintenir un système de contrats de long terme tout en essayant de tirer parti des nouvelles caractéristiques des marchés induites par la libéralisation. Ses dirigeants ont à maintes reprises souligné leur attachement aux contrats de long terme tout en acceptant la modification de certaines clauses contractuelles pour des contrats existants et en « jouant » à l'occasion la carte des marchés spot. Cette politique s'accompagne d'une volonté d'accéder directement aux consommateurs finaux. Cette stratégie d'intégration vers l'aval de la chaîne gazière a présidé à la constitution des jointes venture, Sonatrach Gaz Commercializadora en Espagne, et Sonatrach Gaz Italia en Italie, Sonatrach ayant négocié un accès direct à certains clients gros consommateurs de gaz (centrales

---

<sup>1</sup> S. Boussena, « *New European Gas Market : Gas Strategies of Other Present and Potential Suppliers* », The role of Russian and CIS Countries in Deregulated Energy Markets, The 1999 International Conference, Paris 6-7 Décembre 1999, The Moscow International Energy Club et le Centre de Géopolitique des Matières Premières-Université Paris Dauphine.

électriques). Elle vise à tenter de récupérer une partie de la rente gazière perdue (ou non valorisée) en amont. L'enjeu porte sur une modification du partage classique de la rente gazière entre importateur-transporteur et exportateur-producteur<sup>1</sup>.

### 3.2.2. Multiplier les voies d'exportations et limiter la concurrence « Gaz-Gaz » algérien.

La politique de conquêtes de parts de marché s'accompagne d'une stratégie d'investissements dans les réseaux d'exportation. Les projets de gazoducs, « Medgaz » vers l'Espagne, le « Galsi » vers l'Italie via la Sardaigne et le « TSGP » qui reliera le Nigeria à l'Europe via le Niger et l'Algérie sont l'illustration exemplaire de cette politique. D'une capacité qui pourrait varier entre 20 et 30 milliards de m<sup>3</sup> pour les deux premiers gazoducs, permettront de renforcer les approvisionnements en gaz Algérien pour le sud de l'Europe, à savoir, l'Espagne, le Portugal, la Sardaigne, l'Italie et la France. La priorité qu'entend donner Sonatrach à ces projets répond tout à la fois à une volonté de sécuriser les voies d'exportation tout en trouvant de nouveaux débouchés. Stratégie extrêmement coûteuse en investissements, elle suscite un certain nombre d'interrogations quant à sa pertinence. Elle doit, en effet, être mise en parallèle avec celle qui viserait à accroître les ventes sur le marché spot en utilisant l'option du GNL. Notons également la réalisation de deux nouveaux trains de GNL, un à Skikda d'une capacité de 4.5 millions de tonnes par an, et un deuxième trains à Arzew d'une capacité de 4 millions de tonnes par an<sup>2</sup> avec l'acquisition par Sonatrach de deux nouveaux méthaniers de type MedMax<sup>3</sup> d'une capacité de 75500 m<sup>3</sup> ce qui diversifiera les routes d'exportation avec plus de flexibilité.

Dans un contexte d'instabilité croissante pour les fournisseurs traditionnels de l'UE, on peut comprendre la volonté du gouvernement algérien d'éviter que se développe une concurrence gaz algérien contre gaz algérien, justifiant ainsi le maintien du monopole d'exportation pour l'heure détenu par Sonatrach. Ainsi, les sociétés pétrolières et gazières existantes en Algérie détentrices de réserves gazières importantes, ont à plusieurs reprises manifesté leur volonté d'exporter du gaz vers l'Europe. Elles seraient susceptibles de placer sur une base spot comme sur une base contractuelle des quantités de gaz non négligeables sur le marché européen. Une telle possibilité est cependant largement dépendante d'une réforme d'ensemble de l'industrie pétrolière algérienne qui n'est pas à l'ordre du jour. Elle suppose

---

<sup>1</sup> Catherine Locatelli, Laboratoire d'Economie de la Production et de l'Intégration Internationale, Département Energie et Politiques de l'Environnement (EPE), « *Les évolutions de la stratégie d'exportation gazière de la Russie L'Europe contre l'Asie ?* », Cahier de Recherche LEPII Série EPE n° 38, Septembre 2004, P 6.

<sup>2</sup> SONATRACH, Activité commercialisation, « *Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international* », 2007, OP cité, P 7.

<sup>3</sup>Mediterranean maximum size.

d'une part la fin du monopole d'exportation accordé à Sonatrach et d'autre part un accès libre et égalitaire à son réseau de gazoducs. La première de ces deux conditions ne sera pas satisfaite à court terme.

### **Conclusion.**

A travers la mise en œuvre de sa nouvelle politique énergétique, l'Algérie a consenti, des efforts importants pour contribuer à la consolidation et au développement des échanges énergétiques régionaux. Que cela soit en direction du Maghreb ou en direction de l'Union Européenne, la stratégie de développement accorde en effet une place privilégiée à l'énergie en tant que levier fondamental de l'intégration régionale.

La mise en œuvre de cette stratégie s'appuie sur la réalisation, en partenariat, de grands projets énergétiques d'intérêt commun au niveau régional, éléments déterminants pour assurer l'intégration, une croissance économique durable et le développement socio-économique des populations de la région. Ces efforts s'appuient sur l'important potentiel gazier prospectif et largement inexploré, dont dispose l'Algérie, mais aussi sur ses infrastructures.

Le renforcement de la coopération avec les fournisseurs traditionnels a été reconnu comme une des principales priorités de la politique énergétique extérieure de l'Union européenne, l'Algérie actuellement est le troisième principal fournisseur de gaz de l'Union européenne et cette position peut se renforcer avec les deux nouveaux gazoducs qui pourront servir à cette fin: le gazoduc Medgaz, qui devrait relier l'Algérie à Almeria sur la côte sud-est de l'Espagne, et le gazoduc Galsi, qui devrait relier l'Algérie à Cagliari, en Sardaigne, ajouter aux deux anciens ouvrages, le gazoduc « Enrico Mattei » et le gazoduc « Pedro Duran Farrell » qui sont considérés comme des éléments de base de la politique gazière algérienne, sans omettre le projet de gazoduc qui reliera le Nigeria à l'Europe via le Niger et l'Algérie « TSGP » qui est inscrit dans le programme des nations unies pour le développement de l'Afrique « NEPAD ».

Nous proposons dans le chapitre V une étude approfondie des différentes canalisations reliant l'Algérie à l'Union Européenne, soit existantes ou en projet, en ressortant le rôle de ces gazoducs dans la politique énergétique algérienne en général et gazière en particulier, et la sécurisation des approvisionnements de l'UE en gaz naturel.

## CHAPITRE CINQUIEME

### LES CORRIDORS D'APPROVISIONNEMENT DE L'EUROPE EN GAZ ALGERIEN

Au cours des quatre dernières décennies, l'Algérie a participé activement à la construction des marchés gaziers européens et à la pénétration du gaz naturel dans les bilans énergétiques de certains pays membres de l'Union européenne où cette source d'énergie était souvent absente. Forte d'une position géographique privilégiée lui donnant accès aux marchés gaziers en développement et de ses qualités de fournisseur fiable et continu, Sonatrach a tissé des relations de confiance et de coopération avec les plus grands groupes européens.

A travers deux principaux ouvrages : les gazoducs Enrico Mattei, vers l'Italie, et Pedro Duran Farell, et ses installations de liquéfaction, installées à l'est et à l'ouest de l'Algérie, Sonatrach a exporté, en 2006<sup>1</sup>, près de 65 Gm<sup>3</sup> de gaz naturel, dont 61,5% par gazoduc (GEM et GPDF) et 38,5% sous forme de GNL. Ce volume a permis à Sonatrach d'occuper le 4<sup>ème</sup> rang des exportateurs de gaz naturel dans le monde, juste derrière la Russie, le Canada et la Norvège. L'Europe reste le principal marché pour le gaz naturel algérien avec plus de 94,5% des exportations algériennes en 2006, suivie par les Etats-Unis (4,4%) et la Tunisie (1%)<sup>2</sup>.

Pour maintenir la position de l'Algérie comme exportateur majeur de gaz naturel dans le monde, notamment vers les marchés d'Europe du Sud, et atteindre l'objectif d'exportation de 85 Gm<sup>3</sup>/an de gaz naturel fixé à l'horizon 2010, Sonatrach déploie une stratégie de développement adaptée à un nouvel environnement caractérisé par une croissance continue de la demande de gaz, mais également par des schémas de fonctionnement de plus en plus complexes. Des projets d'envergure, les gazoducs Medgaz (8 Gm<sup>3</sup>/an) devant relier directement l'Algérie à l'Espagne et Galsi (8 Gm<sup>3</sup>/an), ligne directe entre l'Algérie et l'Italie via la Sardaigne, devraient entrer en service en 2009 et 2010. Sonatrach devrait ainsi augmenter ses exportations à travers les extensions des gazoducs existants, notamment le

<sup>1</sup> SONATRACH, Rapport annuel 2006, P 64.

<sup>2</sup> Idem, P 68.

gazoduc Enrico Mattei, dont la capacité devrait être augmentée de 6,5 Gm<sup>3</sup>/an dès 2008. Deux nouveaux trains de liquéfaction sont en projet, l'un d'une capacité de 4,5 MT/an et l'autre dans le cadre du projet intégré de Gassi Touil.

Dans le présent chapitre, nous présenterons le réseau de gazoduc algérien, les anciennes et les nouvelles routes acheminant le gaz naturel algérien vers le marché européen, en évaluant sa capacité, sa fiabilité et son impact sur la sécurité d'approvisionnement de l'Europe du sud en gaz naturel à savoir le marché italien et espagnol.

## **1. Le réseau de transport par gazoduc existant entre l'Algérie et l'Europe.**

Le réseau de gazoducs existant entre l'Algérie et l'Europe se compose des deux principaux ouvrages ; le gazoduc Algérie-Italie via la Tunisie « Enrico Mattei » et le gazoduc Algérie-Espagne via le Maroc « Pedro Duran Farrell ».

### **1.1. Le gazoduc Algérie-Italie via Tunisie « Enrico Mattei ».**

Le gazoduc « Enrico Mattei » (Transmed) est le premier du genre lancé par Sonatrach. L'idée de construire une canalisation reliant l'Afrique du Nord à l'Italie exprimée par la société italienne ENI remonte au début des années 70. Sonatrach et ENI, après de longues discussions et pour des considérations historiques et stratégiques ont abouti le 22 octobre 1977 à un accord pour le financement et la construction de la canalisation<sup>1</sup>. ENI voulait assurer la sécurité de ses approvisionnements énergétiques qui dépendaient seulement de l'ex URSS et des Pays-Bas. La Sonatrach de son côté, voulait renforcer encore plus ses relations avec l'ENI. L'ouvrage, après un périple terrestre qui l'emmène du Sahara algérien au Cap Bon en Tunisie, émerge en Sicile de part et d'autre, parcourt toute la botte italienne avant de rejoindre par la suite la Slovénie, sur une longueur de 2 484 km. La distance que l'ouvrage parcourt sous la mer est de 170 km avec une profondeur maximale de 610 mètres.

Le coût estimé du gazoduc (Transmed I et II), en excluant la section algérienne, est de 6030 millions de dollars, dont 3715 millions de dollars alloués à travers des crédits<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Revue de l'Activité Transport par Canalisation (TRC Sonatrach), Pipe News, N° 02 de Décembre 2004, P 02.

<sup>2</sup> Centre for Administrative Innovation in the Euro-Mediterranean Région, (CAIMED), « Gouvernance, compétitivité et réseaux dans l'aire euro-méditerranéenne: transports, énergie et télécommunications, Algérie, Egypte, Jordanie Liban, Maroc, Tunisie», 2007, P 35.

Tableau 5.1 : Données techniques du GEM

Tronçon	Longueur (kilomètre)	Diamètre de pipe (pouces)	Nombre station de compression	Profondeur maximale (mètre)
Algérie	549	1x 48''	1	\
Tunisie	370	1x 48''	3	\
Canal sicilien	155	3x 20''		610
Tronçon italien				
Sicile- à terre	340	1x 48''	1	
Detroit de Messine	15	3x 20''		270
Italie-à terre	1055	1x 42'' – 48''	4	
	2484		9	

Source : Sonatrach, SNAM.

Carte 5.1 : Les Gazoducs Enrico Mattei



Source : Sonatrach, Activité TRC.

Une direction des gazoducs GO1/GO2 a été créée le 03 décembre 1996 par décision de la Direction générale Sonatrach. Elle a été baptisée suivant le décret présidentiel du 14 novembre 1999 du nom de l'industriel et homme politique italien<sup>1</sup>, Enrico Mattei.

Elle a pour missions essentielles :

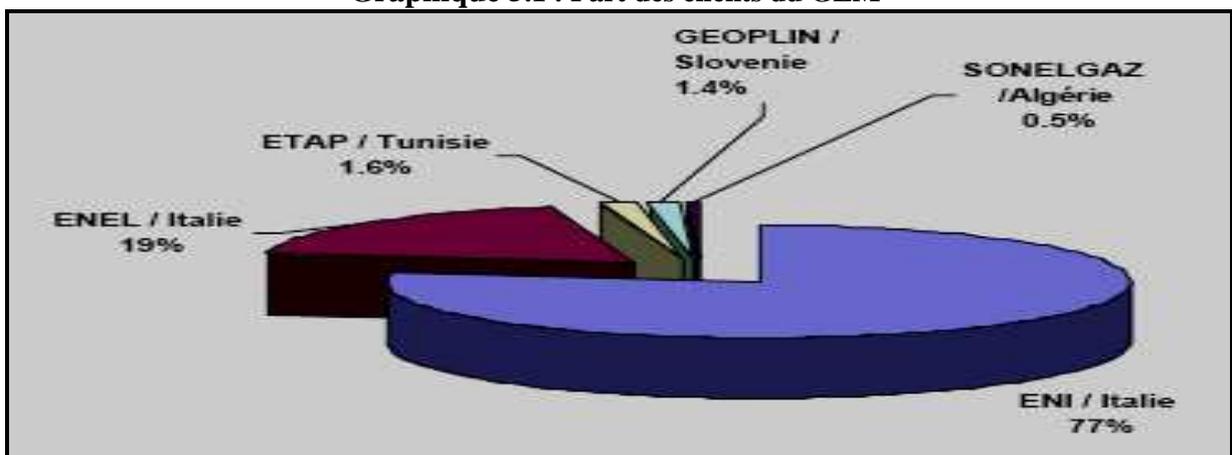
- L'exploitation du tronçon algérien des gazoducs transméditerranéen Algérie-Tunisie-Italie ;
- Exécution des opérations de livraison commerciale contractuelle de Gaz naturel aux différents clients de Sonatrach ;
- La coordination avec les centres opérationnels des gazoducs Enrico Mattei; Hassi Rmel, Cap Bon, Milan ;
- Maintenance et sécurité des installations des gazoducs GO1/GO2 et de la station de compression d'Ain Naga ;
- Développement et animation des activités de gestion administratives, financières et approvisionnement.

La commercialisation du gaz, fixe généralement des règles arrêtées par des contrats de ventes et de transport qui définissent en termes forts et précis ce qui convient de respecter en :

- Quantité de gaz, mesures et tests ;
- Qualité du gaz et les appareils de maintien ;
- Les conditions de base ;
- Le transfert des informations défini par un manuel opératoire.

L'exploitation des gazoducs GO1/GO2 constituent un maillon stratégique pour l'activité transport par canalisation. Ils contribuent à la couverture des demandes sans cesse grandissantes des clients internationaux de Sonatrach, ENI G&P (ex SNAM) /Italie, ENEL/Italie, ETAP/Tunisie et GEOPLIN/Slovénie.

**Graphique 5.1 : Part des clients du GEM**



*Source :* Sonatrach, activité TRC.

<sup>1</sup> Né en 1906 et décédé en 1962, homme politique italien et fondateur, président de l'entreprise ENI. Il a activement soutenu le peuple algérien pendant sa lutte et son indépendance, tout en encourageant le partenariat algéro-italien dans le domaine des hydrocarbures.

Le gazoduc « Enrico Mattei » a représenté la première phase d'un réseau de gazoducs qui relie l'Algérie aux principaux consommateurs européens qui deviennent toujours plus importants. Le passage successif de cette stratégie d'intégration Nord-Sud a été accompli en 1996 avec la réalisation du Maghreb Europe Pipeline (GME ou GPDF) qui traverse le territoire du Maroc et arrive en Espagne et au Portugal.

### 1.1.2. Le gazoduc Algérie-Espagne via le Maroc « Pedro Duran Farrell » (GPDF).

L'idée d'une liaison par gazoduc entre l'Algérie et l'Espagne, comme option stratégique de valorisation du gaz algérien, a été envisagée il y a fort longtemps. Mais les connaissances technologiques et la conjoncture énergétique n'étaient pas en faveur de ce projet. Ce n'est que vers la fin de la décennie 80 qu'une nouvelle dynamique se met en place. En effet, les perspectives du bilan énergétique espagnol soulignent, à partir de la fin des années 80, un intérêt majeur pour le gaz et, dès avril 1991, un protocole d'accord commercial est signé entre l'Algérie et l'Espagne. Sonatrach et Gas Natural signent l'année suivante le contrat de réalisation du gazoduc Maghreb Europe (GPDF)<sup>1</sup>. Les travaux de réalisation du tronçon algérien démarrent en octobre 1994. La mise en service du gazoduc intervient en novembre 1996 et les volumes livrés augmentent d'année en année. Sa capacité initiale de 8,5 milliards de m<sup>3</sup>/an a été portée dès l'année 2004<sup>2</sup> à 11,5 milliards de m<sup>3</sup>. Le gazoduc alimente aujourd'hui l'Espagne et le Portugal via le Maroc. Les principales dates dans la réalisation du GPDF sont :

- Juin 1992: Signature du contrat de vente de gaz Sonatrach(Algérie)/Enagas (Espagne) ;
- Juillet 1993: Signature de contrat avec Bechtel pour la réalisation du tronçon Algérien ;
- Juillet 1994: Signature de contrat de vente de gaz entre Sonatrach (Algérie)/Transgas (Portugal) ;
- Octobre 1994: Lancement des travaux par Bechtel ;
- 24 Février 1996 : Inauguration du GPDF par le Président de la république ;
- Juillet 1996: Réception provisoire ;
- Novembre 1996: Début de la commercialisation du gaz et création de la Direction GPDF ;

---

<sup>1</sup> Le gazoduc « Pedro Duran Farrell » (GPDF), appelé aussi « Gazoduc Maghreb Europe » (GME).

<sup>2</sup> SONATRACH, Activité commercialisation, « *Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international* », OP cité, P 12

- Juillet 1998: Réception définitive.

En hommage à la mémoire de Pedro Duran Farrell<sup>1</sup>, le Président de la République algérienne a décidé de baptiser le tronçon Algérien du gazoduc Maghreb-Europe du nom de « Pedro Duran Farrell », suivant le décret présidentiel du 14 novembre 1999<sup>2</sup>.

**Carte 5.2 : le Gazoduc « Pedro Duran Farrell » (GME)**



*Source :* Activité TRC, Division exploitation, Direction GPDF.

L'ouvrage GPDF est localisé entre Hassi-R'mel et la frontière Algéro-Marocaine, il traverse les wilayas de Laghouat, El Bayadh et Naâma et se compose de :

- Une conduite de diamètre de 48" sur une longueur de 521 km ;
- Cinq (05) postes de coupures destinés à recevoir des futures stations de compressions dans le cadre de l'extension ;

<sup>1</sup> Pedro Duran Farrell (1921-1999), industriel espagnol et homme de grande culture qui a joué un rôle déterminant dans la politique énergétique Algéro- Espagnol en donnant naissance à la construction du gazoduc de Hassi R'mel à l'Espagne via le Maroc.

<sup>2</sup> Données recueillies au niveau de l'Activité Transport par Canalisations, Division Exploitation, Direction Gazoduc Pedro Duran Farrell (Sonatrach).

- Un (01) terminal départ à Hassi-R'mel ;
- Un (01) terminal arrivé à la frontière Algéro-Marocaine ;
- Vingt deux (22) postes de sectionnements ;
- (06) postes de soutirage pour protection cathodique ;
- Système de télé contrôle et de télécommunications.

**Tableau 5.2 : Données techniques du GPDF**

<b>Pays</b>	<b>Longueur</b>	<b>Diamètre</b>
<b>Algérie</b>	521 km	48"
<b>Maroc</b>	540 km	48"
<b>Gibraltar</b>	2x45 km	22"
<b>Espagne</b>	542 km	48"
<b>Portugal</b>	170 km	28"

*Source :* Activité TRC, Division exploitation, Direction GPDF.

## 1.2. Les nouvelles routes vers l'Europe.

Sont considérées comme nouvelles routes pour l'acheminement du gaz algérien vers le marché européen, les trois nouveaux projets de gazoducs, à savoir, le gazoduc direct Algérie-Espagne « Medgaz », le gazoduc direct Algérie-Italie « Galsi » et le gazoduc Nigéria-Europe via le Niger et l'Algérie « TSGP ».

### 1.2.1. Le gazoduc direct Algérie-Espagne « MEDGAZ ».

Le défi de réaliser un gazoduc entre l'Algérie et l'Europe remonte aux années 70. Ce projet n'a pu se concrétiser, principalement à cause des limites technologiques de l'époque. Il a donc été ajourné, mais jamais abandonné. Deux décennies plus tard ; la réalisation du gazoduc « Blue Stream », qui relie la Russie à la Turquie à travers la mer noire et le « Mardi Gras » dans le golf du Mexique ont ravivé l'intérêt des autorités algériennes pour une connexion directe avec l'Europe. C'est ainsi qu'en août 2000, Sonatrach et Cepsa reprennent le projet en main et signent un protocole d'accord. En février 2001, Le projet Medgaz voit enfin le jour<sup>1</sup>.

Le gazoduc sous-marin « Medgaz » est un projet qui s'inscrit en droite ligne dans la politique de développement prônée par les plus hautes autorités du pays. Le « Medgaz » est une canalisation de transport de gaz naturel de 24 pouces qui traversera la mer méditerranée et unira l'Algérie à l'Europe via l'Espagne. Sa longueur sous marine est de 210 kilomètres, sur une profondeur de 2160 mètres. D'une capacité de transport de 08 milliards de mètres cubes

<sup>1</sup> Revue de l'Activité Transport par Canalisation (TRC Sonatrach), Pipe News, N° 08 de Janvier 2007, P 06.

par an, le Medgaz reliera Bénisaf sur la côte algérienne à Almería sur la côte espagnole. Il sera alimenté depuis le Centre Nationale de Dispatching Gaz (CNDG) de Hassi R'mel.

La construction du Medgaz, vise à augmenter les exportations gazières algériennes, à sécuriser l'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel et à satisfaire l'accroissement de la demande de cette énergie sur le vieux continent. La société Medgaz est un consortium initialement constitué de 07 compagnies. Ce consortium a pour objet l'étude, la construction et l'exploitation de la canalisation. La compagnie pétrolière algérienne Sonatrach et l'espagnole Cepsa, sont les principaux promoteurs et actionnaires de la société Medgaz avec une participation de 20% chacune. Le reste des actionnaires se compose de Bp, Endesa, Gaz de France, Iberdrola et Total avec 12% de participation pour chaque compagnie.

Grâce à ce projet, l'Algérie se place en pôle position en matière de sécurisation énergétique d'une partie appréciable de l'Europe. Ce gazoduc est d'une grande importance autant pour l'Espagne que pour le reste de l'Europe. Il reliera directement les clients européens à la source d'approvisionnement en gisements de gaz naturel algérien. La consommation de gaz naturel en Espagne progresse annuellement à un rythme supérieur à 17%. Les études menées par les autorités ibériques démontrent un accroissement conséquent des besoins énergétiques à l'horizon 2011. C'est principalement pour ces raisons qu'en 2005 le gouvernement espagnol accorde la classification « prioritaire » au projet Medgaz. Pour rappel, c'est en 2003 que le Medgaz a été approuvé par la commission européenne comme projet d'intérêt commun dans les réseaux transeuropéens du secteur de l'énergie<sup>1</sup>.

Des campagnes d'études très poussées ont été menées afin de choisir le meilleur tracé sous marin pour le Medgaz. Tous les rapports d'expertise réalisés ont conclu que le tracé sélectionné par la société Medgaz, depuis Bénisaf jusqu'à Almería, présente les conditions de sécurité optimales requises. Que cela soit en termes de protection de la faune et de la flore marine que celui se rapportant à la viabilité de l'ouvrage. L'obtention de toutes les autorisations administratives, que cela soit du côté algérien qu'espagnol a permis au conseil d'administration de la société Medgaz qui s'est réuni le 21 décembre 2006 à Madrid d'entériner la F.I.D<sup>2</sup> qui est en fait la décision finale d'investissement. Cette décision ferme d'investissement marque la fin de la phase contractuelle du projet et le début de la phase de construction. Les travaux de construction du gazoduc de 210 km, ainsi que de la station de compression de Bénisaf et du terminal de réception d'Almería sur la plage du Perdigal a

---

<sup>1</sup> Mark H. Hayes, « *Algerian Gas to Europe: The Transmed Pipeline and Early Spanish Gas Import Projects* », Geopolitics of Gas Working Papers Series, Institute for Public Policy Energy Forum, Rice University, May 2004, P 21.

<sup>2</sup>Final Investment Decision.

débuté en fin 2007<sup>1</sup>, pour une mise en exploitation qui est prévue pour 2009. L'investissement total est de 900 millions d'euros.

Après le retrait des compagnies britanniques BP et de la française Total, le conseil d'administration reconfigure l'actionnariat. Sonatrach devient majoritaire avec 36% de parts. Elle pourra ainsi vendre 2,88 milliards de mètres cubes de gaz directement sur les marchés espagnols et français<sup>2</sup>. Les compagnies espagnoles Cepsa et Iberdrola disposeront respectivement de 1,6 milliards de mètres cubes de gaz. Elles sont actionnaires à hauteur de 20% chacune. Les compagnies Endesa et Gaz de France disposeront, quant à elles, d'une quantité de 0,96 milliards de mètres cubes et détiennent 12% de part chacune. Les travaux d'installation de la canalisation sous marine ont été confiés à la compagnie italienne Saipem. La société japonaise Mitsui Sumitomo se chargera de la fourniture du tube de 24 pouces. La société française Amec-Spie quant à elle, se chargera de la réalisation de la station de compression de Benisaf. La fourniture des turbines est confiée à la société Rolls Roys.

**Carte 5.3: Gazoduc Medgaz**



*Source :* Sonatrach, Activité TRC.

<sup>1</sup> Revue de l'Activité Transport par Canalisation (TRC Sonatrach), Pipe News, N° 08, OP cité P 09.

<sup>2</sup> Données de Sonatrach, Activité TRC, Direction Etude et planification.

Pour transporter le gaz naturel algérien depuis Hassi R'mel jusqu'à Bénisaf, Sonatrach a investi près de 600 millions de dollars. Ce montant est consacré pour la réalisation du gazoduc GZ4, d'un diamètre de 48'' pouces et d'une longueur de 550 km. Il est réceptionné en juin 2007. Le GZ4 traverse 06 wilayas. Vu l'envergure de l'ouvrage et afin de garantir son achèvement dans les délais requis et dans les meilleures conditions, le projet a été scindé en trois phases<sup>1</sup>.

- La phase une, Hassi R'mel - Sougueur est de 302 km ;
- La deuxième phase, Sougueur- Mohammadia s'étale sur une distance de 200 km ;
- La troisième phase, Mohammadia - Bénisaf est de 122 km

✓ La première phase du GZ4/tronçon Sud-48'' Hassi R'mel – Sougueur :

Les travaux ont débuté en juillet 2005 et Le coût global est de 07 milliards de dinars. Cette première phase à nécessité la mobilisation de près de 1000 personnes. L'état d'avancement des travaux s'effectue à raison de 5% en moyenne par mois.

Le projet GZ4/Sud traverse les wilayas de Laghouat et Tiaret et longe la nappe de pipes (Hassi R'mel – Arzew) existant. Il relie Hassi R'mel (W. Laghouat) à Nador (W. Tiaret). Il a comme finalités :

- Le projet MED-GZ4 construit et mis en service véhiculera une capacité annuelle de 10.5 Milliards de m<sup>3</sup> ;
- Il alimentera la centrale électrique Hadjeret Nouss de Sonelgaz (Nador - Hadjeret Nouss), le tronçon Nord du MED-GZ4 (Nador – Arzew) et le tronçon (Moctaa Douz - Beni Saf) du MEDGAZ.

Le projet porte sur la réalisation d'une ligne composée des ouvrages et équipements suivants<sup>2</sup> :

- Une canalisation d'une longueur de 300 km environ et de diamètre de 48'' ;
- Un (01) Terminal départ à Hassi R'mel au niveau de l'actuel CNDG, comprenant un système de régulation de la pression et de comptage à orifice, une cabine GZ4 abritant les systèmes d'instrumentation, d'électricité et de télécommunication, clôture avec porte d'accès, éclairage et alimentation en énergie électrique et extension du réseau incendie et filtres ;
- Un (01) Terminal arrivé au niveau de Nador constitué d'un poste de coupure avec les attentes, éclairage et filtres ;
- Trois (03) postes de coupures équipées de filtration à cyclone et douze (12) postes de sectionnement ;

<sup>1</sup> Sonatrach, Activité TRC, Direction Etudes et Développement, Département suivi des projets.

<sup>2</sup> Idem.

- Interconnexion entre le gazoduc GZ4 et le gazoduc GZ3 existant au niveau des stations de compression existantes (SC1, SC2, SC3) ;
- Système de protection cathodique provisoire et permanent avec tous les équipements et matériels nécessaires ;
- Un système de télésurveillance permettant d'observer le terminal de départ depuis la salle de contrôle ;
- ✓ La deuxième phase du gazoduc GZ4, Med-GZ4 48" Phase II, Sougueur – Arzew :

Le coût de cette phase est estimé à 15 milliards de dinars. Les travaux de réalisation ont débuté en février 2006. La livraison provisoire de l'ouvrage est prévue pour le dernier trimestre de l'année 2008. Ce gazoduc est situé entre le poste de coupure N°4 Nador et le Terminal Arrivée d'Arzew. Il a pour finalité l'alimentation de la future usine de GNL d'Arzew, la centrale électrique de Sonelgaz et le MED/GZ4 Phase III (Mohammedia -Beni Saf) par l'augmentation de la capacité de transport de 10 Bcm. Le projet porte sur la réalisation d'une ligne composée des ouvrages et équipements suivants :

a) Une ligne de 48" composée de :

- Une canalisation d'une longueur de 218 km, pour un diamètre de 48'' entre le poste de coupure N°4 de Sougueur et le terminal arrivée d'Arzew ;
- Un poste de coupure (PC5) équipé de filtres, de chromatographes, de régulation avec interconnexion au GZ3 et GZ4 ;
- Dix neuf (19) postes de sectionnement ;
- Une vanne de 42" en attente à Mohammedia pour le GZ4 phase III ;
- Un (01) terminal arrivé à Arzew équipé de filtres, de chromatographes et d'un système de comptage ;
- Un système de protection cathodique.

b) Une ligne de 42" d'une longueur de trois (03) km reliant le Terminal Arrivée à l'usine GNL3.

- ✓ La troisième phase du gazoduc GZ4 « GZ4 48'' Phase III / Mocta Douz – Beni Saf »

Le Gazoduc GZ4 48" phase III, allant de Mocta Douz (wilaya de mascara) à Béni Saf (wilaya de Ain Témouchent), sur une longueur d'environ 122 Km a pour finalité l'alimentation de la station BSCS (Béni Saf Compresseur Station) de béni-saf qui reliera, par l'intermédiaire du gazoduc Medgaz sous marin, le réseau de transport de gaz Espagnol.

Le tronçon de canalisation de 48" Mocta Douz – Beni Saf, sera composé de :

- Une canalisation d'un diamètre de 48" et d'une longueur de 122 Km environ ;
- Un (01) terminal départ et six (06) postes de sectionnement ;

- Un (01) poste de purge (au point bas de la ligne) et un terminal arrivé à Béni Saf ;
- Un système de protection cathodique et tous les systèmes et moyens de protection mécanique de la canalisation (lestage, gabionnage etc.)

### 1.2.2. Le gazoduc direct Algérie-Italie via Sardaigne « GALSI ».

Créée le 29 janvier 2003 à Milan<sup>1</sup>, GALSI est une Société qui a pour objectif la réalisation des études de faisabilité technique et de viabilité économique d'un gazoduc de transport direct entre l'Algérie et l'Italie, via la Sardaigne. Un consortium pour l'étude de ce projet pour une quatrième route reliant l'Algérie à l'Europe se met en place entre Sonatrach (36 %) ; Edison Gas (18. %) ; Wintershall (13.5 %) ; Enelpower 13,5 %) ; Eos Energia (09%) ; Sfirs Spa (05%) et Progemisa Spa (05%).

Ce projet couvrira une distance de 1 460 Km avec une connexion directe entre le CNDG (Centre National de Dispatching de Gaz/ Hassi R'Mel) et le réseau italien via la Sardaigne.

Carte 5.4 : Gazoduc Algérie-Italie via Sardaigne « Galsi »



Source : Sonatrach, Activité TRC.

<sup>1</sup> Revue de l'Activité Transport par Canalisation (TRC Sonatrach), Pipe News, N° 04, Mars 2005, P 02

Le gazoduc « Galsi » est sectionné en trois principaux tronçons :

- Hassi R'mel-El Kala Ouest (onshore pipeline) d'un diamètre de 42 /48'' et d'une longueur de 640 km ;
- El Kala-Cagliari (offshore pipeline), d'un diamètre de 24'' et d'une longueur de 300 km avec une profondeur de 2100-2200 m ;
- Cagliari-Olbia (Sardaigne) (onshore pipeline) d'un diamètre de 42'' et d'une longueur de 300 km ;
- Olbia-C.d.Pescaia (Offshore pipeline) d'un diamètre de 22'' avec une profondeur de 900 m.

Douze partenaires européens ont signé des lettres d'intention pour bénéficier du gaz naturel algérien à travers ce gazoduc à savoir, la Région de la Sardaigne, Edison Spa, Enel, Energa, et d'autres compagnies internationales Hera Spa, Bulgas, EGL, Ellotrogas, Erogasmet Spa, Exergia Spa, Gaz de Au-delà et Worldenergy.

### **1.2.3. Le gazoduc Nigeria Europe via l'Algérie et le Niger « Le Trans Saharan Gas Pipeline » (TSGP).**

Le projet reliant le Nigeria à l'Algérie, inscrit dans le programme du NEPAD, à été concrètement initié en 2001 par un protocole d'accord signé entre Sonatrach et NNPC (Nigeria) pour la création d'une société d'études de faisabilité et de promotion du projet<sup>1</sup>. Il s'agit de la réalisation d'un gazoduc d'une longueur d'environ 4 300 km et d'une capacité de 18 à 25 milliards<sup>2</sup> de mètre cubes, reliant la région de Warri au Nigeria à Beni Saf ou El Kala en Algérie en passant par le Niger. Ce grand projet structurant est destiné à alimenter l'Europe en gaz naturel grâce à son interconnexion au réseau gazier algérien, il s'inscrit dans une optique de développement durable, de préservation de l'environnement et de sécurité énergétique de l'Europe en particulier.

Le Trans Saharan Gas Pipeline est une volonté du Nigeria et de l'Algérie qui remonte au début des années 80, consacrée et réaffirmée par les présidents des deux pays et ce suite aux différentes rencontres et accords bilatéraux. NNPC et Sonatrach sont les promoteurs chargés de la concrétisation de ce projet. Au-delà du développement du continent Africain au titre du NEPAD, ce projet permettra à l'Algérie d'assurer une autre source d'approvisionnement en gaz pour rassurer ses partenaires européens. Il permettra aussi le

<sup>1</sup> Revue de l'Activité Transport par Canalisation (TRC Sonatrach), Pipe News, N° 10, Novembre 2007, P08

<sup>2</sup> Sonatrach, Activité transport par canalisation, « Plan d'action pour la conduite de L'étude de faisabilité du Projet TSGP », Mai 2005.

développement du Nigeria et du Niger par un apport en gaz et en électricité. Par ailleurs, la puissance installée pour la production de l'énergie électrique avoisine les 8000MW, les pertes dans le transport et la distribution dépassent les 30%. La demande pour satisfaire les besoins actuels est estimée à 6900 MW.

**Carte 5.5 : Le Gazoduc « TSGP »**



*Source :* Sonatrach, Activité TRC

Pour ce qui est des caractéristiques technique du TSGP :

- Longueur : 4300 km ;
- Diamètre : 48'' a 56'' ;
- Pression : 71 a 100 bar;
- Nombre de stations : à définir ;
- Capacité : 18 a 25 bcm<sup>3</sup> ;

Il s'agit donc d'un gazoduc reliant les principaux champs gaziers du Nigeria à ceux de l'Algérie. Le tronçon Algérien est de 2450 km, le tronçon Nigérien est de 750 km, et le

tronçon Nigérien est de 1100 km avec un terminal départ à Brass (Delta du Niger) et un terminal arrivée à Beni Saf ou El Kala (Algérie)<sup>1</sup>.

Une estimation préliminaire de l'investissement a fait ressortir un montant global de l'ordre de 7 à 8 milliards de dollars<sup>2</sup> US. L'objectif stratégique de cet investissement est que le gaz en provenance du Nigeria sera :

Pour l'Afrique :

- Soit fourni à l'Europe via les lignes existantes ou en projet ;
- Soit stocké pour livraison ultérieures ;
- Soit transformé en GNL pour une destination au marché approprié.

Ce gazoduc, entièrement dédié au marché de l'Union Européenne aura des avantages certains tant pour les pays producteurs et les pays africains de transit, que pour les pays européens importateurs, dans une vision à long terme (développement durable). Pour les régions traversées ce gazoduc aura des retombées économiques et sociales importantes et favorables, notamment :

- ✓ L'alimentation en gaz du :
  - Centre et nord du Nigeria ;
  - Sud de l'Algérie ;
  - Des pays du Sahel (Niger, Burkina Faso et le Mali).
- ✓ Le développement de l'industrie notamment la production électrique.
- ✓ Une coopération étroite et un revenu substantiel pour les pays de transit (le Niger).
- ✓ Un essor économique graduel favorisant la stabilité de toute la sous région et fixant par là même une population de plus en plus encline à l'exode.
- ✓ Une éclosion de facteurs favorables à la stabilité politique des pays concernés

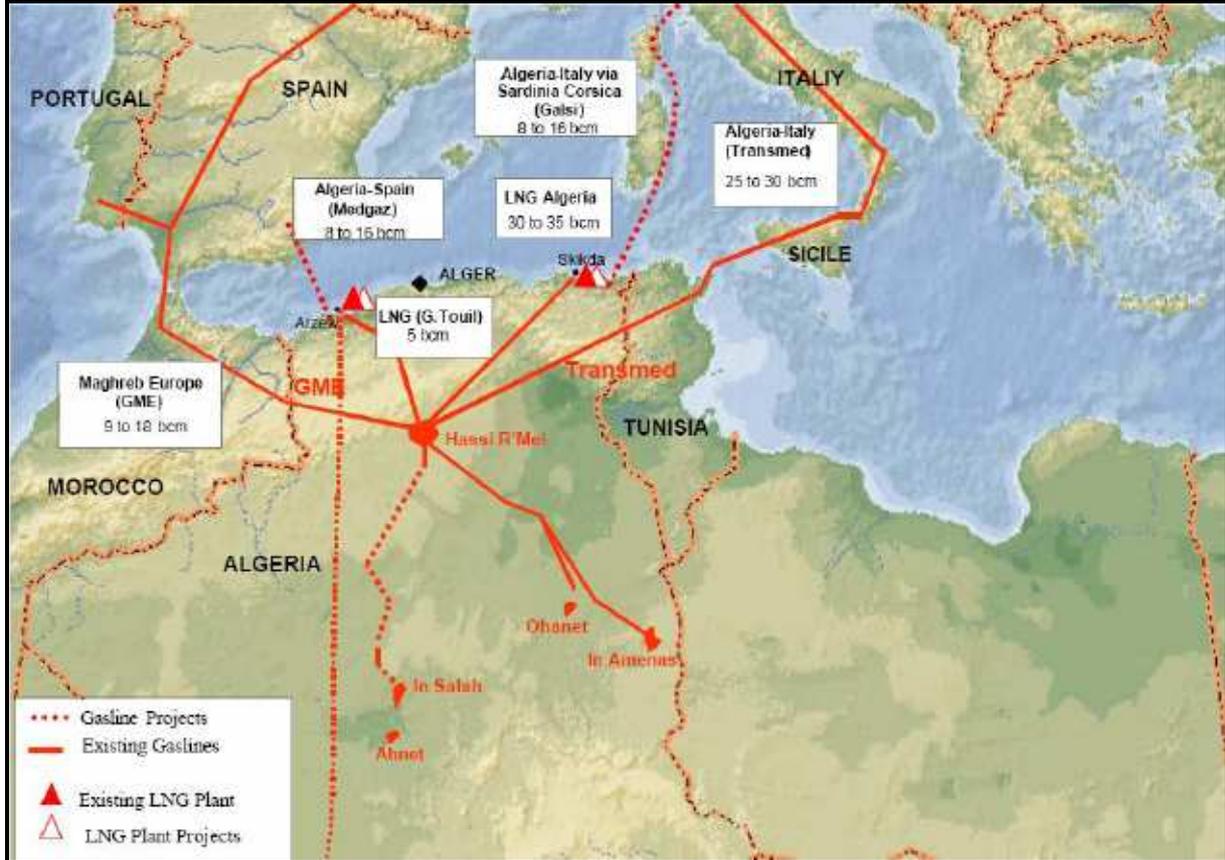
Pour l'Europe :

- ✓ La couverture partielle à terme (18-25 BCM) du déficit gazier de l'Union Européenne ;
- ✓ Le confortement du gisement de Hassi R'Mel pour en faire un stockage sécurisé ;
- ✓ Un enjeu économique et industriel important de plus de 7 milliards d'Euros ;
- ✓ Un élément déterminant de développement de la région sub-saharienne, gage de stabilité ;
- ✓ La rétention des flux migratoires des populations vers l'Europe.

<sup>1</sup> Revue de l'Activité Transport par Canalisation (TRC Sonatrach), Pipe News, N° 10, OP cité, P 09.

<sup>2</sup> Sonatrach, Activité transport par canalisation, « Plan d'action pour la conduite de L'étude de faisabilité du Projet TSGP », OP cité.

Carte 5.6: Les corridors d'approvisionnement de l'Europe en gaz algérien



Source: Rapport OME « Energy & Gas prospects in the Mediterranean Area », Mars 2006.

## 2. Evaluation du réseau algérien de gazoducs.

Cette section traitera des atouts du réseau de gazoduc algérien acheminant le gaz à l'Europe, en prenant en considération la proximité géographique, la fiabilité du réseau de gazoducs et son niveau de compétition vis-à-vis des autres réseaux. En suite traitera de la présence du gaz algérien sur les marchés italien et espagnol en analysant les coûts de la chaîne gazière.

### 2.1. Les atouts du réseau de gazoducs algérien dans l'approvisionnement de l'UE.

Quatorze clients de dix pays achètent du gaz algérien<sup>1</sup>. Ils sont principalement pour 87 % des ventes méditerranéennes. Les pays frontaliers de l'Algérie (Maroc et Tunisie), ainsi que ceux du sud de l'Europe, ont acheté pour plus de 60 milliards de m<sup>3</sup> en 2006. 59 % des volumes ont été livrés par gazoducs, le reste acheminé sous forme liquéfiée (GNL) à travers les méthaniers. Le gaz algérien a pour acquéreurs l'Italie, l'Espagne, le Portugal, la Tunisie et même la Slovénie pour une infime partie.

<sup>1</sup> Parteners Economie, « Algérie-Italie proximités multiples », N° 03 Septembre-Octobre 2006, P 34.

Les principales opportunités géostratégiques de l'Algérie tiennent à la proximité des marchés, la flexibilité et la fiabilité du réseau ainsi que le niveau de la concurrence des ouvrages algériens qui acheminent le gaz vers l'Europe.

### **2.1.1. La proximité géographique.**

L'Algérie a acquis une maîtrise reconnue sur toute la chaîne gazière. Elle a, en outre, une position exceptionnelle sur le plan géographique et en termes de marge de manœuvre grâce à sa double dotation en infrastructures par gazoducs ou sous forme de GNL.

Le gazoduc Enrico Mattei dessert l'Italie, la Tunisie et la Slovénie, il passera, à moyen terme, de 26 à 32 milliards de m<sup>3</sup>. Ce gazoduc est l'arme qui assoira la présence du gaz algérien dans la région des Balkans. Il est favorisé par la proximité géographique qui représente le maillon fort du transport par canalisation.

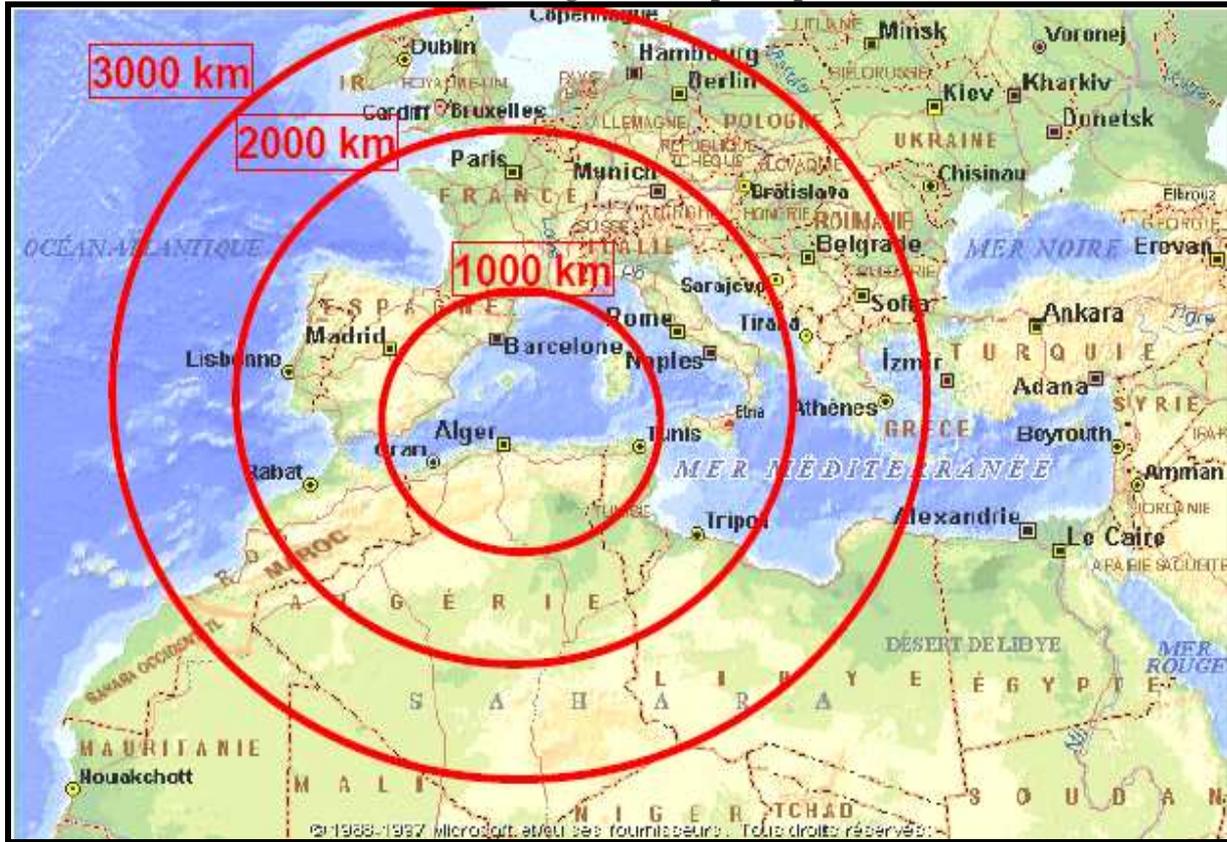
Le Gazoduc Pedro Duran Farrell, en passant par le Maroc il dessert l'Espagne et le Portugal. Le GPDF a vu sa capacité croître de 8,5 à 11,5 milliards de m<sup>3</sup> en 2004. Il est considéré comme le moyen de transport de gaz le plus favorable pour le marché espagnole et portugais vu la distance parcourue et les coûts de ce mode de transport.

Le MedGaz joindra l'Algérie au continent européen en passant par l'Espagne et vu ses opportunités, principalement son coût lié à la distance parcourue, l'UE qui s'est empressée de proposer son aide financière à la Russie pour construire son gazoduc, s'est résolue, contrainte, au lendemain de la crise du gaz ukrainien à s'impliquer dans le Medgaz.

Le gazoduc Galsi devant relier l'Algérie à l'Italie, via la Sardaigne, est long de 1470 kms en partant de Hassi R'mel et traversant El-Kala. Outre l'Italie, il alimentera le sud de la France et les pays de l'Europe du nord des Alpes. Grâce à un positionnement géographique tirant à la baisse les coûts de transport vers le marché italien, en évitant la transition de tous pays tiers, ce gazoduc est classé parmi les plus concurrentiels pour la région.

A ces gazoducs, il y a lieu d'ajouter une capacité de GNL de près de 30 Gm<sup>3</sup>/an avec quatre usines de GNL existantes en Algérie et dont la production exportée en 2006 a été de 28 Gm<sup>3</sup>. Il est prévu en Algérie de nouvelles usines pour plus de 10 Gm<sup>3</sup>/an. Le transport de ce GNL vers le marché européen représente des coûts plus élevés que ceux des gazoducs déjà cités. Mais cela n'empêche que le GNL algérien maintient toujours une position concurrentielle sur le marché européen favorisée par la proximité, les capacités de production et de transport ainsi que de regazéification.

Carte 5.6 : Proximité du réseau algérien des principaux marchés



Source : CSI5, les projets structurants de l'activité TRC.

Tableau 5.3 : Caractéristiques des gazoducs Algérie-Europe

Gazoducs	GEM	GPDF	MEDGAZ	GALSI
Terminal départ	Oued Sefsaf		Beni Saf	El Kala
Terminal arrivée	Milan		Almeria	Cagliari
Longueur (offshore)	155Km	2X45Km	200K	300k
Diamètre	3X22''	22''	24''	24''
Capacité	28Gm <sup>3</sup>	11.5Gm <sup>3</sup>	8Gm <sup>3</sup>	8Gm <sup>3</sup>

Source : Construit par l'auteur à base des données de Sonatrach TRC.

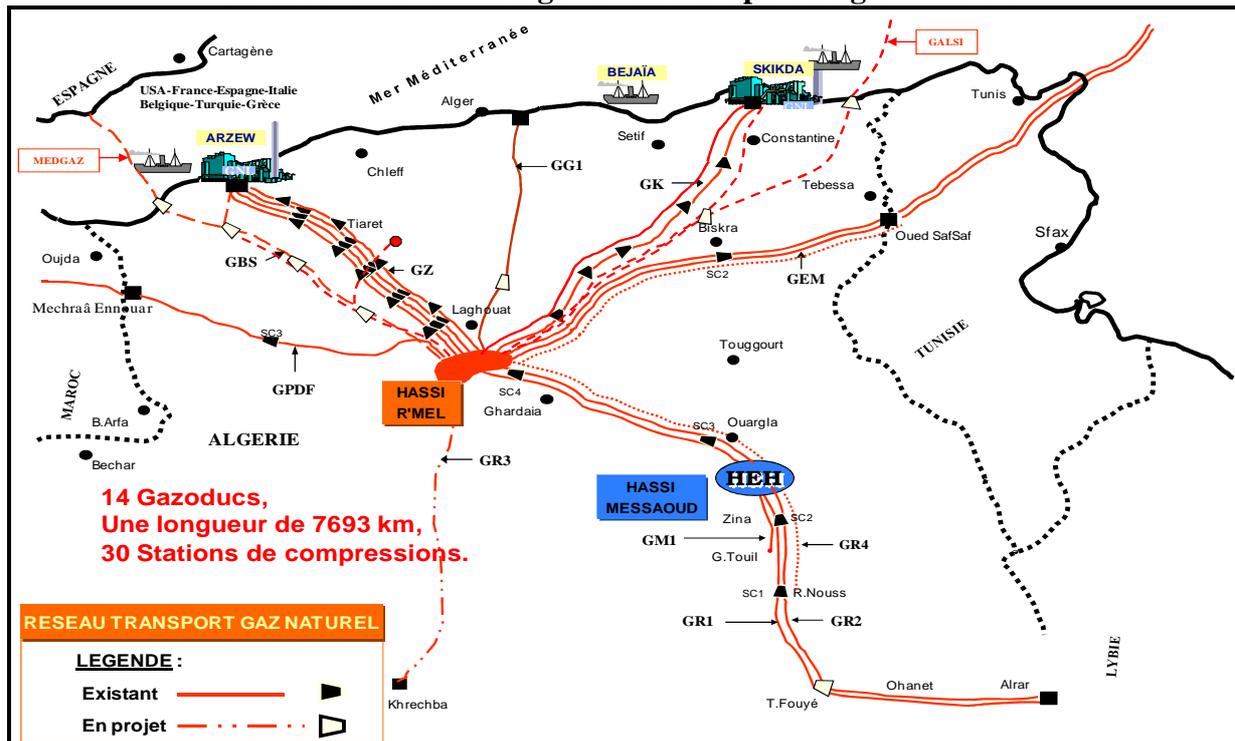
### 2.1.2. La flexibilité et la fiabilité du réseau.

Allant de paire avec le rythme de développement des réserves, le réseau de transport des hydrocarbures se développe de façon soutenue. Ainsi, la longueur globale du réseau est passée de 11 500 km en 1995 à environ 16 576 km à fin 2005<sup>1</sup>, avec essentiellement l'apport des ouvrages dans le transport du gaz naturel avec 2 056 km pour les gazoducs, GK2 42", GPDF 48"et GR2 42"/48" pour atteindre une longueur totale de 7 459 Km avec douze (12) gazoducs fonctionnels pour une capacité opérationnelle de 106 Gm<sup>3</sup>/an dont une capacité d'exportation de 39 Gm<sup>3</sup>/an à travers le GPDF : 11,5 Gm<sup>3</sup>/an, exportant à ce jour plus de 50

<sup>1</sup> Données de Sonatrach, Activité TRC.

Gm<sup>3</sup> de gaz vers l'Espagne via le Maroc et le GEM : 27,25 Gm<sup>3</sup>/an, exportant à ce jour plus de 350 Gm<sup>3</sup> de gaz vers l'Italie via la Tunisie. Le gazoduc GK3/4 48" (H. R'Mel – Skikda – El Kala), Assurera l'alimentation du GALSI et le gazoduc GZ4/5 48" (H. R'Mel – Arzew – Beni Saf), assurera l'alimentation du MEDGAZ. Ainsi qu'un nombre important de stations de compression et de pompage véhiculant, tout produit confondu, d'une capacité de 318 millions de tonnes équivalent pétrole par an.

**Carte 5.7 : Le réseau algérien de transport de gaz naturel.**



Source : Sonatrach, Activité TRC, direction études et planification.

### 2.1.3. Le niveau de la concurrence

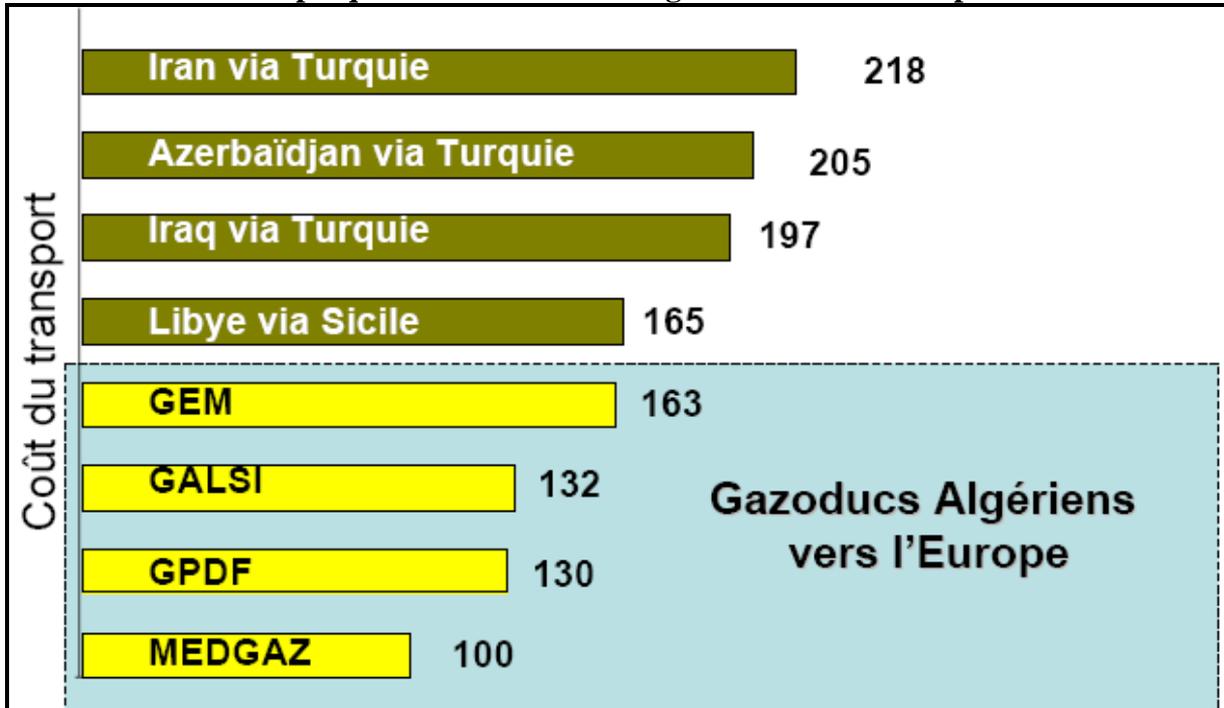
Pour les approvisionnements gaziers et leurs coûts pour l'Europe l'OME a récemment remis à jour, pour ses membres, l'étude sur «Les approvisionnements gaziers et de leurs coûts pour l'Europe» réalisée en 2001<sup>1</sup>. Dans cette étude ont été évalués d'abord les volumes de gaz potentiellement disponibles à l'exportation à partir de l'ensemble des sources existantes et futures pour les approvisionnements gaziers de l'Europe, ensuite ont été recensées toutes les routes gazières possibles pour l'acheminement de ces quantités potentielles et, enfin, ont été calculés tous les coûts d'entrée du gaz en Europe correspondant à chaque route.

De la comparaison des routes gazières à partir de différentes sources vers l'Europe, il ressort que parmi les routes étudiées plus de la moitié des routes traverserait la Méditerranée et que l'avantage est incontestable aux sources d'Afrique du Nord dû à leur proximité de

<sup>1</sup> Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (OME), 2001.

l'Europe, en particulier les routes algérienne. Le graphique 5.2 illustre certains résultats et montre le niveau de compétition des routes acheminant le gaz algérien vers l'Europe.

**Graphique 5.2 : Coût total des gazoducs vers l'Europe**



Source : OME

\*Indice, 100=MEDGAZ

Les coûts d'approvisionnement prennent en compte les coûts de production, les coûts techniques de transport et des droits de transit (lorsque applicables). Pour une chaîne GNL, ils incluent tous les coûts, y compris ceux de la regazéification. Les «royalties» des pays producteurs ne sont cependant pas prises en compte. Dans le cas des extensions d'infrastructures, les coûts concernent la totalité des volumes de gaz transportés par cette infrastructure. Ceci explique pourquoi le coût par le Medgaz apparaît moins élevé que le coût par le GME (GPDF).

Les coûts d'approvisionnement ont été évalués en utilisant une approche économique du coût marginal du long terme (CMLT)<sup>1</sup> et non pas financière. Ils ont été déterminés sur la base des coûts totaux comprenant l'investissement et les frais d'exploitation. L'infrastructure est censée être exploitée à (ou proche de) son optimum économique. Pour les infrastructures existantes, partiellement ou totalement amorties, l'approche du CMLT suppose qu'elles devront être remplacées un jour. C'est pourquoi les approvisionnements en gaz russe, par les gazoducs existants, sont parmi les plus chers, même si le gaz russe est traditionnellement

<sup>1</sup> Le coût d'approvisionnement est calculé à base du coût global en comptabilisant les coûts techniques de la production, du transport et du passage ou de transit

facturé entre les coûts marginaux à court et à long terme. Pour le long terme, l'approche du CMLT est, à coup sûr, l'approche la plus indiquée.

## **2.2. Le gaz algérien dans les marchés espagnol et italien : analyse des coûts.**

Nous traiterons ici les coûts d'approvisionnement des marchés italien et espagnol en gaz naturel, en comparant les coûts des différentes sources et routes et en ressortant l'importance des routes algérienne favorisées par les coûts les plus concurrentiels dans la région de la méditerranée.

### **2.2.1. Le marché Italien et les coûts d'approvisionnement du gaz naturel.**

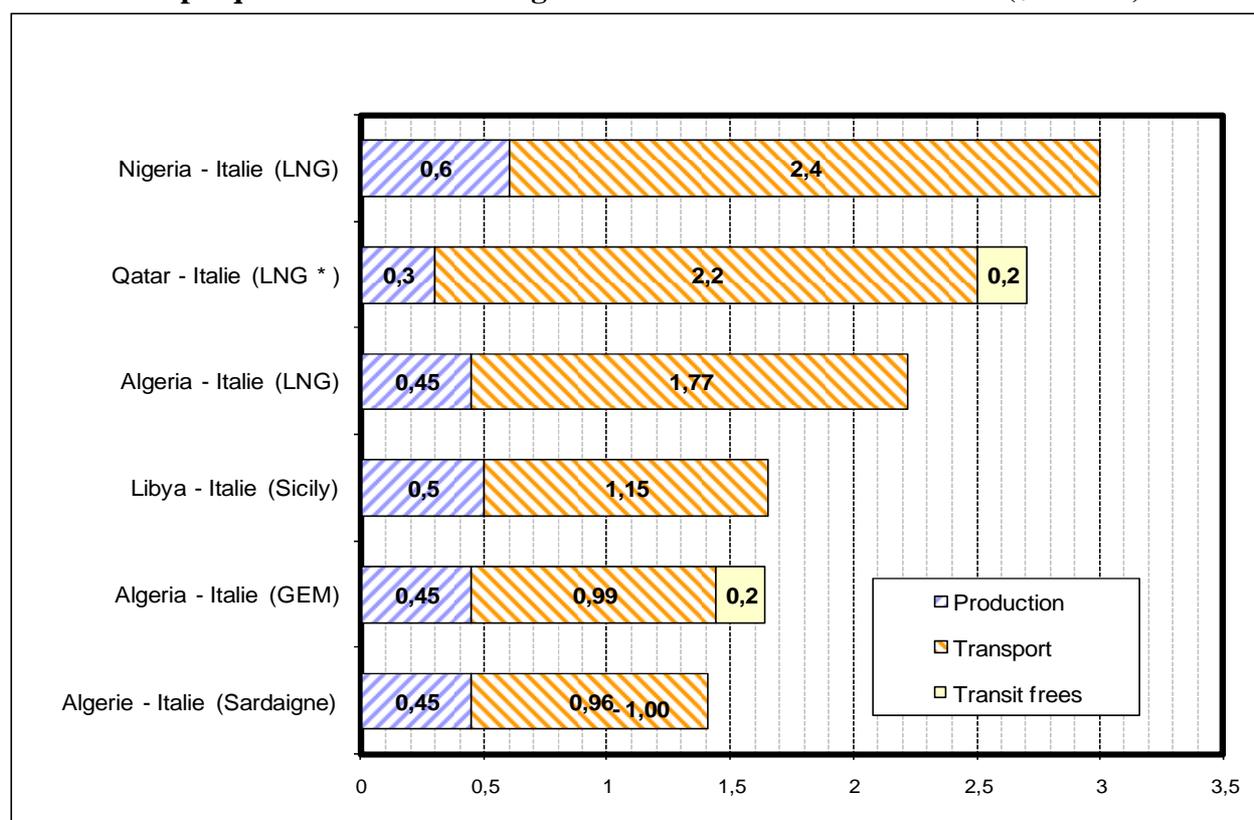
L'Italie est un pays qui n'est pas bien doté de ressources d'énergie domestique. Pendant la période d'après-guerre le pays a été dépendant des importations d'énergie, principalement le charbon, le pétrole et le gaz naturel tardivement. Dans la deuxième moitié du 20<sup>ème</sup> siècle, l'Italie a suivi le reste de l'Europe dans le changement du charbon par le pétrole, et par la suite le gaz connaît une forte pénétration, auquel on a conféré un rôle principal dans la consommation énergétique de l'Italie. Le besoin d'obtenir des approvisionnements étrangers a conduit les sociétés énergétiques italiennes telles qu'ENI à étendre leur stratégie à l'étranger.

Dans le début des années 1970, ENI a obtenu des importations de gaz de l'Union Soviétique et de la Hollande, et a commencé à prendre des cargaisons de gaz libyen (GNL). Construit sur des relations historiquement chaudes, le lien entre ENI et Sonatrach se voit de plus en plus fort. Avec le besoin d'ENI de diversifier ses importations de gaz et le besoins de débouchés pour le gaz algérien, ENI et Sonatrach ont signé plusieurs contrats d'approvisionnements. Cependant, le défi technique de traverser la méditerranée à débouché sur des propositions différentes. Le débat entre l'utilisation des technologies du GNL ou des liaisons directes par canalisation entre l'Algérie et l'Italie, était un sujet vivement discuté. La décision de poursuivre la canalisation a été fondé sur des considérations stratégiques multiples. Le déficit technologique à été relevé par la construction du gazoduc sous marin « Enrico Mattei » qui approvisionne l'Italie en transitant par la Tunisie, et plus récemment le lancement du projet de gazoduc direct entre l'Algérie et l'Italie « Galsi » n'est qu'une preuve des avancées technologiques et du besoin grandissant de l'Italie pour le gaz algérien.

Le marché italien représente un débouché naturel pour le gaz algérien, favorisé par la proximité et la disponibilité d'un transport moins coûteux, le gaz algérien est le plus concurrentiel sur le marché italien. Le graphique 5.3 montre le coût de revient du gaz en

provenance des différentes sources à travers les différentes routes qui approvisionnent le marché italien.

**Graphique 5. 3: Les coûts du gaz rendu sur le marché italien en (\$mmbtu)**



*Source :* Construit par l'auteur à base des données de Sonatrach, Activité TRC.

**Tableau 5.4: Les coûts du gaz rendu sur le marché italien en (\$mmbtu)**

Routes d'exportation vers l'Italie	Coût de production	Coût de transport	Coût de transit	Coût global
Algérie-Sardaigne-Italie (Galsi)	0.45	0.96	/	1.41
Algérie-Italie (GEM)	0.45	0.99	0.2	1.64
Lybie-Italie (Sicile)	0.5	1.15	/	1.65
Algérie-Italie (GNL)	0.45	1.77	/	2.22
Qatar-Italie (GNL)	0.3	2.2	0.2	2.7
Nigeria-Italie (GNL)	0.6	2.4	/	3.0

*Source :* Construit par l'auteur à base des données de Sonatrach, Activité TRC.

La comparaison des coûts du gaz acheminé par les différentes routes en provenance des différentes sources au marché italien, place la source et les routes algériennes en première position sur ce marché, avec un coût de revient de 1.41\$ million par million de btu pour le gazoduc « Galsi » et un coût de 1.64\$ (mmbtu) pour le « GEM » le gaz algérien est le moins coûteux sur le marché italien occupant ainsi une part importante dans ce marché en augmentant le degré de dépendance de l'Italie vis-à-vis du gaz algérien.

### 2.2.2. Le marché espagnol et les coûts d'approvisionnement du gaz naturel.

Comme l'Italie, l'Espagne n'est pas dotée de ressources d'énergie domestiques abondantes. Au début des années 1960, la production espagnole de pétrole et de gaz était inexistante et celle du charbon insuffisante. La propulsion de l'industrie espagnole pendant une époque où le prix du pétrole était bon marché a été alimenté principalement par les importations. Ce qui a fait de l'Espagne un pays dépendant des approvisionnements énergétiques extérieurs. Entre 1960 et 1973, la demande d'énergie primaire de l'Espagne a triplé, avec un taux de croissance de 8.5%<sup>1</sup> par an. Ce qui a exposé l'économie espagnole (voir beaucoup d'autres économies européennes) au choc pétrolier de 1973-1974 en subissant la hausse des prix du pétrole au niveau mondial. La demande énergétique espagnole continue à grimper lors des années suivantes. Les importations de gaz naturel ont été mises à l'ordre du jour des compagnies qui opèrent en Espagne. C'est ainsi que l'impératif du gaz naturel devient fort et croissant.

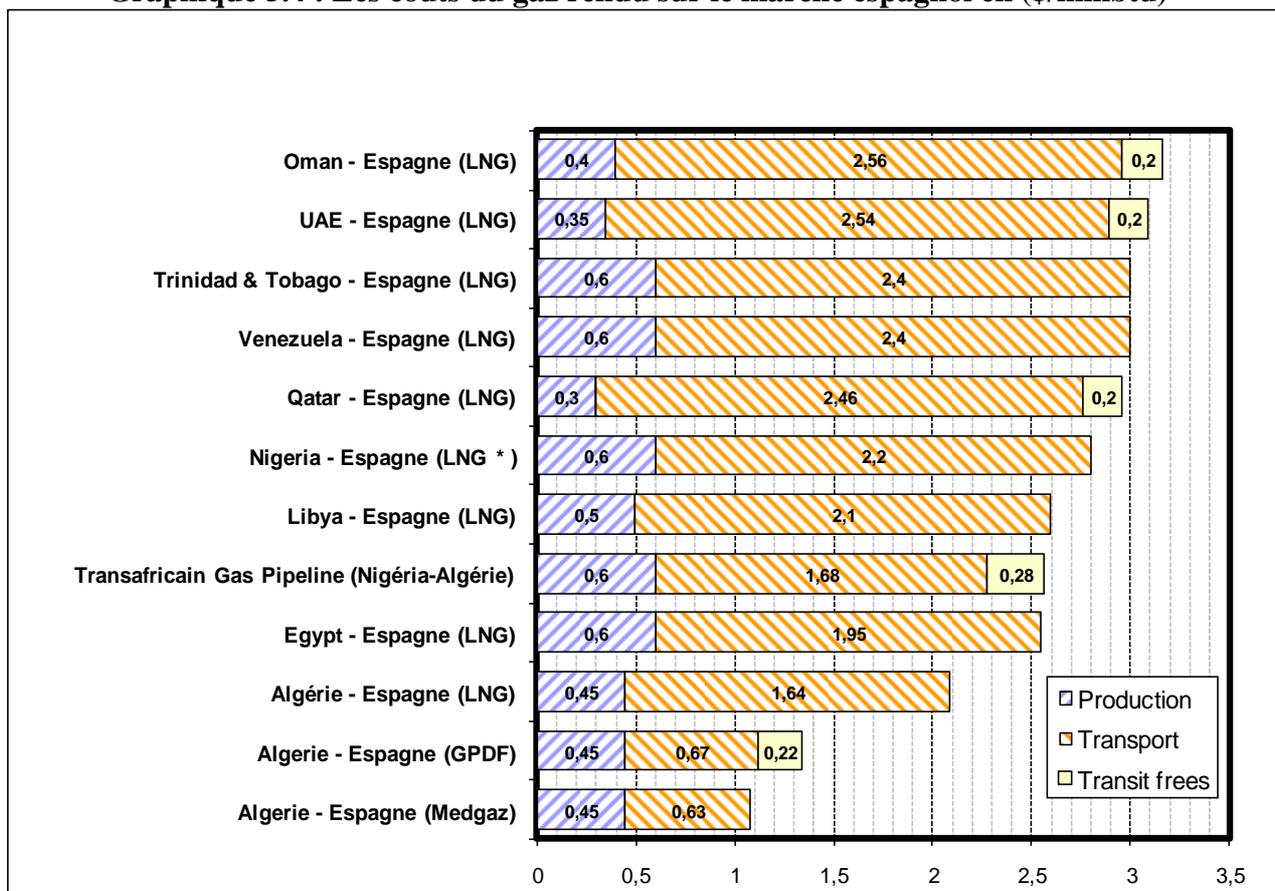
Les propositions de canalisations acheminant le gaz algérien à l'Espagne et à la France ont été proposées dès 1963 par les compagnies françaises, avec l'appui du gouvernement français. Deux itinéraires de base ont été décrits, actuellement, celui du gazoduc « Pedro Duran Farrell » en passant par le Maroc et celui du « Medgaz » pour une liaison directe entre l'Algérie et l'Espagne. Mais ces deux projets ont rencontré plusieurs difficultés liées aux connaissances technologiques et aux problèmes géopolitiques avec les pays de transit ce qui a retardé leur construction. Le GNL algérien restait, tout de même, une option pour l'approvisionnement de l'Espagne.

L'Algérie est considérée comme le principal fournisseur de gaz pour le marché espagnol vu ses potentialités et son rapprochement géographique. En analysant les différentes routes d'approvisionnement de l'Espagne en gaz naturel et en GNL, avec la comptabilisation de tous les coûts sur la chaîne gazière, à savoir les coûts de production, de transport et de transit, les résultats obtenus sont illustrés dans le graphique 5.4 représentant le prix du gaz sur le marché espagnol en provenance des différentes sources et des différentes routes.

---

<sup>1</sup> Mark H. Hayes, « *Algerian Gas to Europe: The Transmed Pipeline and Early Spanish Gas Import Projects* », Geopolitics of Gas Working Papers Series, Institute for Public Policy Energy Forum, Rice University, May 2004, P 34.

Graphique 5.4 : Les coûts du gaz rendu sur le marché espagnol en (\$/mmbtu)



Source : Construit par l'auteur à base des données de Sonatrach, Activité TRC.

Tableau 5.5: Les coûts du gaz rendu sur le marché espagnol en (\$/mmbtu)

Routes d'exportation vers l'Espagne	Coût de production	Coût de transport	Coût de transit	Coût global
Algérie-Espagne (Medgaz)	0.45	0.63	/	1.08
Algérie-Espagne (GPDF)	0.45	0.67	0.22	1.34
Algérie-Espagne (GNL)	0.45	1.64	/	2.09
Egypte-Espagne (GNL)	0.6	1.95	/	2.55
Transafricain Gas Pipeline (Nigeria-Algérie-Europe)	0.6	1.68	0.28	2.56
Libbie-Espagne (GNL)	0.5	2.1	/	2.6
Nigeria-Espagne (GNL)	0.6	2.2	/	2.8
Qatar-Espagne (GNL)	0.3	2.46	0.2	2.96
Venezuela-Espagne (GNL)	0.6	2.4	/	3.0
Trinidad et Tobago -Espagne (GNL)	0.6	2.4	/	3.0
UAE-Espagne (GNL)	0.35	2.54	0.2	3.09
Oman-Espagne (GNL)	0.4	2.56	0.2	3.16

Source : Construit par l'auteur à base des données de Sonatrach, Activité TRC.

Cette illustration montre la place qu'occupe la source algérienne de gaz naturel vis-à-vis du marché espagnol, une source qui n'est pas comparable à celle de la Russie ou du Moyen Orient en termes de réserve, mais une source qui est largement concurrentielle sur ce

marché. Favorisés par la proximité géographique et la possibilité de liaison par canalisation, le gaz algérien est considéré comme le gaz le moins coûteux sur le marché espagnol. Avec un coût de 1.08\$ million par million de btu, le Medgaz détient la première place suivi par le GPDF avec un coût de 1.34\$ million par million de btu. En troisième position le GNL algérien avec un coût de 2.09\$ (mmbtu), suivi de loin par les autres sources et routes avec un coût de 2.55\$(mmbtu) pour le GNL égyptien jusqu'à un coût de 3.16\$(mmbtu) pour le GNL Omanais.

### Conclusion

La demande en gaz naturel a augmenté rapidement dans la région méditerranéenne durant les dernières années. Entre 1971 et 2005 les consommations de gaz naturel sont passées de 27 à 288 bcm<sup>1</sup>. Dans la même période, la contribution de gaz dont le bilan énergétique méditerranéen est passée de 6 % à 26 %<sup>2</sup>. Aujourd'hui le gaz naturel est la source énergétique qui possède le plus haut potentiel de croissance en Méditerranée. La demande en gaz passera de 288 bcm actuels à 500 bcm et la part de gaz naturel dans le bilan énergétique rejoindra les 31 % en 2020<sup>3</sup>. Dans les prochaines années, nous assisterons à une augmentation des exportations de gaz de l'Afrique du Nord, en général et de l'Algérie en particulier, grâce aux infrastructures de transport réalisées et/ou en cours de réalisation, dans le contexte euro-méditerranéen qu'on peut résumer comme suit:

- Le Transmed ou gazoduc « Enrico Mattei » ;
- Le GME ou gazoduc « Pedro Durran Farrell »;
- Le « Medgaz » qui devrait relier l'Algérie à l'Espagne ;
- Le « Galsi » relierait l'Algérie et l'Italie en passant par la Sardaigne ;
- Le « TSGP » qui devrait acheminer du gaz nigérien à l'Europe ;
- Le gazoduc Green Stream entre la Lybie et l'Italie ;

Ces infrastructures permettraient à l'Algérie de détenir une position stratégique dans le domaine énergétique euro-méditerranéen, en fournissant du gaz naturel à moindre coût pour l'Europe du sud (Espagne, Italie et Portugal) et en sécurisant les approvisionnements de cette partie de l'UE, l'Algérie assurerait les débouchés pour son gaz et entretiendrait des relations d'ordre géostratégique avec l'Europe, ce qui peut lui conférer un pouvoir de négociation sur les autres secteurs hors hydrocarbures.

---

<sup>1</sup> Milliards de mètres cubes.

<sup>2</sup> Centre for Administrative Innovation in the Euro-Mediterranean Region (CAIMED), « Gouvernance, compétitivité et réseaux dans l'aire euro-méditerranéenne: transports, énergie et télécommunications : Algérie, Egypte, Jordanie Liban, Maroc, Tunisie », Mars 2007, P 3.

<sup>3</sup> OME Report "Energy & Gas Prospects in the Mediterranean Area", March 2006.

## CHAPITRE SIXIEME

---

### LES OPTIONS D'APPROVISIONNEMENT DE L'EUROPE EN GAZ NATUREL

Le marché européen de gaz regroupe désormais 27 pays qui consomment 416,5 Gm<sup>3</sup>, soit 17% du marché mondial. La production des 27 pays membres de l'UE s'élève à 227 Gm<sup>3</sup>, les importations nettes à 266 Gm<sup>3</sup>. La Russie, la Norvège et l'Algérie sont les principaux fournisseurs extérieurs ; le Nigeria, le Qatar et la Libye complètent cet approvisionnement. Avec l'épuisement des réserves britanniques de gaz, la dépendance de la région à l'égard des importations, déjà forte, se creuse encore. Mais malgré cette dépendance, malgré des prix relativement élevés, la demande européenne de gaz croît de 2,7%<sup>1</sup> par an, presque deux fois plus vite que l'ensemble de la consommation d'énergie de la région.

Dans ce chapitre nous présenterons les prévisions d'accroissement de la demande de gaz européenne et celles des besoins d'importations, en prenant en considération les différentes sources et routes gazières qui acheminent le gaz naturel au marché européen que nous présenterons en tant que options d'approvisionnement pour l'Europe. L'importance de la répartition future des options d'approvisionnement est en fonction des volumes de réserves existants et l'infrastructure exigée, en particulier l'infrastructure de transport, pour chaque option d'approvisionnement. Le coût global de fourniture de gaz à l'Europe est calculé à base de l'addition du coût de production, du coût de transport et le coût de transit. La comparaison des coûts des différentes routes nous permet de classer par ordre d'importance les fournisseurs potentiels de gaz pour l'Europe et de faire ressortir le rôle de l'Algérie sur ce marché.

---

<sup>1</sup> BP Statistical Review of World Energy, June 2001 et June 2005.

Dans notre analyse nous avons fondé notre comparaison sur l'étude élaborée par l'Observatoire Méditerranéen de l'Energie (OME) où l'UE a été étudiée sous deux configurations: l'UE des 15 membres et l'UE élargie aux 30 membres<sup>1</sup> (voire annexe 1).

## **1. Projections de la demande européenne de gaz naturel et le potentiel d'approvisionnement**

Les perspectives de croissance de la demande européenne de gaz naturel sera étudiée sur les deux horizons 2010 et 2020, et ceci en prenant en considération les chiffres avancés par l'OME. En suite nous présenterons les options d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel en évoquant le potentiel d'approvisionnement pour l'UE des 15 et pour l'UE des 30.

### **1.1. Perspectives de la demande européenne de gaz naturel**

D'après les résultats d'une étude<sup>2</sup> de l'observatoire méditerranéen de l'énergie, la demande de gaz naturelle dans les pays européens est supposée en forte augmentation dans les deux prochaines décennies. Dans l'UE à 15, la demande du gaz est projetée pour augmenter de 386 bcm en 1999 à quelques 600 bcm en 2020, à un taux moyen de 2.1% par années sur les deux décennies. La demande du gaz dans les nouveaux pays adhérents (Les quinze pays non UE des 15) est attendu croître à une plus haute allure de 4.2% par an. En 2020, la demande du gaz dans l'UE des 30 atteindra 777 bcm, de 462 bcm en 1999 qui donnent un taux de croissance annuel d'une moyenne de 2.5%. Les nouveaux pays expliqueront alors 23% de la demande de l'UE des 30.

Cette croissance de la demande peut être expliquée par la forte pénétration du gaz naturel dans les industries européennes et particulièrement dans la génération électrique. En 2020, la génération électrique expliquera 41% de la demande globale du gaz dans l'UE des 30, alors qu'en 1999 était de 26%<sup>3</sup>. Le marché d'électricité explique une grande partie de la croissance de la demande, 202 bcm/an, ce qui fait 64% de la croissance de la demande dans les pays de l'UE des 30.

---

<sup>1</sup> EU30: EU15 en incluant, l'Estonie, Lettonie, Lituanie, Pologne, la République tchèque, Slovaquie, Hongrie, Slovénie, Roumanie, Bulgarie, Turquie, Chypre, la Malte, la Suisse et la Norvège.

<sup>2</sup> Observatoire Méditerranéen de L'Energie, « Assessment of internal and external gas supply options for the UE, evaluation of the supply costs of new natural gas supply projects to the UE and an investigation of related financial requirements and tools », Mars 2006.

<sup>3</sup> OME, « The development of natural gas corridors to Europe: Long term trends, priority infrastructures and policy options », project n° 006588: Energy corridor Optimization for European Markets of Gas, Electricity and Hydrogen, October 2006, P 37.

**Tableau 6.1 : Projection de la demande de gaz pour 2010 et 2020 en (bcm)**

	1999	2010	2020
<b>UE-15</b>	386	500	597
<b>Nouveaux adhérents</b>	76	142	179
<b>UE-30</b>	462	642	777

Source : OME

**Tableau 6.2: Croissance de la demande de gaz en Europe 1999-2010-2020 (en bcm)**

	1999-2010	2010-2020	1999-2020
<b>UE 15</b>	114	97	211
<b>Nouveaux Adhérents</b>	66	37	103
<b>UE 30</b>	180	134	314

Source : OME

La production domestique de gaz de l'UE des 15, est supposée décliner de 224 bcm en l'an 2000 à 196 bcm pour 2020<sup>1</sup>. L'importance de la dépendance de l'UE des importations de gaz naturel est dramatiquement forte. Aujourd'hui 40% de la demande de l'Europe de l'ouest (UE des 15) est couverte par les importations<sup>2</sup>. Pour 2020 l'UE des 15 est supposé importer quelques 67% de ses besoins en gaz naturel. Cette proportion est inférieure dans l'UE des 30 dû à la présence de la Norvège comme un fournisseur interne.

## 1.2. Les options d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel

Les tableaux suivants (6.3 et 6.4) résument les exportations potentielles pour l'année 2010 et l'année 2020 en provenance de plusieurs sources<sup>3</sup>, pour l'UE des 15 et l'UE des 30. Les tableaux donnent aussi la croissance des volumes d'exportation par sources d'approvisionnement potentielles jusqu'à 2010 et 2020. Il est important de comparer les volumes des approvisionnements avec l'importance des besoins de l'UE en gaz naturel.

### 1.2.1. Le potentiel d'approvisionnement pour l'UE des 15

La croissance de la possibilité d'approvisionnement externe pour les pays de l'UE des 15 pour l'année 2010 correspond à quelques 167 bcm, elle peut être comparée aux besoins d'importation de l'UE des 15 pour 2010 qui est de 112 bcm. Cela représente un surplus d'approvisionnement potentiel de 49%.

<sup>1</sup> Observatoire Méditerranéen de L'Energie, « Assessment of internal and external gas supply options for the UE, evaluation of the supply costs of new natural gas supply projects to the UE and an investigation of related financial requirements and tools », OP cite, P 09.

<sup>2</sup> Terence H. Thorn & Klaus Kabelitz, « Gas Prospects, Strategies and Economics », report of IGU Working committee 9, 22<sup>nd</sup> World Gas Conference June, 2003 Tokyo, Japan, P 87

<sup>3</sup> D'après les estimations de l'OME

Pour 2020, le potentiel d'approvisionnement externe de l'UE des 15 est estimé à presque 300 bcm qui sera comparé aux besoins totaux qui sont de quelques 240 bcm. Cela représente encore un surplus d'approvisionnement potentiel de 24% par rapport aux besoins.

**Tableau 6.3**  
**Les exportations potentielles pour 2010 et 2020 en provenance de plusieurs sources pour l'UE des 15 (en bcm)**

UE des 15 (bcm)	Potentiel d'exportation vers l'UE des 15			croissance potentielle des exportations vers l'UE 15	
	2000	2010	2020	2000-2010	2000-2020
Norvège	50	90	110	40	60
Algérie	55	92	105	27	50
Lybie	1	11	35	10	34
Egypte	0	12	25	12	25
Russie	73	113	113	40	40
Azerbaïdjan	0	6	13	6	13
Turkménistan	0	0	0	0	0
Iran	0	0	16	0	16
Qatar	1	5	10	4	9
Eau	1	2	2	1	1
Oman	0	0	0	0	0
Yémen	0	2	4	2	4
Iraq	0	7	17	7	17
Nigeria	1	15	20	14	19
Trinidad & Tobago	1	5	10	4	9
<b>Approvisionnement total</b>				<b>167</b>	<b>297</b>
<b>Besoins d'importation</b>				<b>112</b>	<b>239</b>
<b>Surplus en bcm</b>				<b>55</b>	<b>58</b>
<b>Surplus en %</b>				<b>49%</b>	<b>24%</b>

Source : OME<sup>1</sup>

### 1.2.2. Le potentiel d'approvisionnement pour l'UE des 30

La croissance possible des approvisionnements externes pour l'UE des 30 pour l'année 2010 correspond à quelques 182 bcm<sup>2</sup>. Ce chiffre sera comparé aux besoins d'importations de l'UE des 30 pour l'an 2010 qui est de 130 bcm. Cela représente un surplus de potentiel d'approvisionnement de 40% par rapport aux besoins d'importations.

Pour 2020, le potentiel d'approvisionnement externe disponible pour l'UE des 30 est estimé à quelques 316 bcm, comparé aux exigences d'importations qui sont de l'ordre de 271 bcm. Ce qui représente un surplus d'approvisionnement potentiel de 24% sur les besoins de l'UE des 30.

<sup>1</sup>OME « Assessment of internal and external gas supply options for the UE, evaluation of the supply costs of new natural gas supply projects to the UE and an investigation of related financial requirements and tools », 2006.

<sup>2</sup>La Norvège est un fournisseur interne dans la configuration de UE à 30.

**Tableau 6.4**  
**Les exportations potentielles pour 2010 et 2020 en provenance de plusieurs sources**  
**pour l'UE des 15 (en bcm)**

UE des 15 (bcm)	Potentiel d'exportation vers l'UE des 30			croissance potentielle des exportations vers l'UE 30	
	2000	2010	2020	2000-2010	2000-2020
Norvège	50	100	120	50	70
Algérie	60	90	115	30	55
Lybie	1	11	35	10	34
Egypte	0	12	25	12	25
Russie	130	200	200	70	70
Azerbaïdjan	0	15	30	15	30
Turkménistan	0	0	0	0	10
Iran	0	10	30	10	30
Qatar	1	5	10	4	9
EAU	1	2	2	1	1
Oman	0	0	0	0	0
Yémen	0	2	4	2	4
Iraq	0	10	20	10	20
Nigeria	1	15	20	14	19
Trinidad & Tobago	1	5	10	4	9
<b>Approvisionnement total</b>				<b>232</b>	<b>386</b>
- Norvège				<b>-50</b>	<b>-70</b>
<b>Approvisionnement externe</b>				<b>186</b>	<b>316</b>
<b>Besoin d'importation</b>				<b>130</b>	<b>271</b>
<b>Surplus en bcm</b>				<b>52</b>	<b>45</b>
<b>Surplus en %</b>				<b>40%</b>	<b>17%</b>

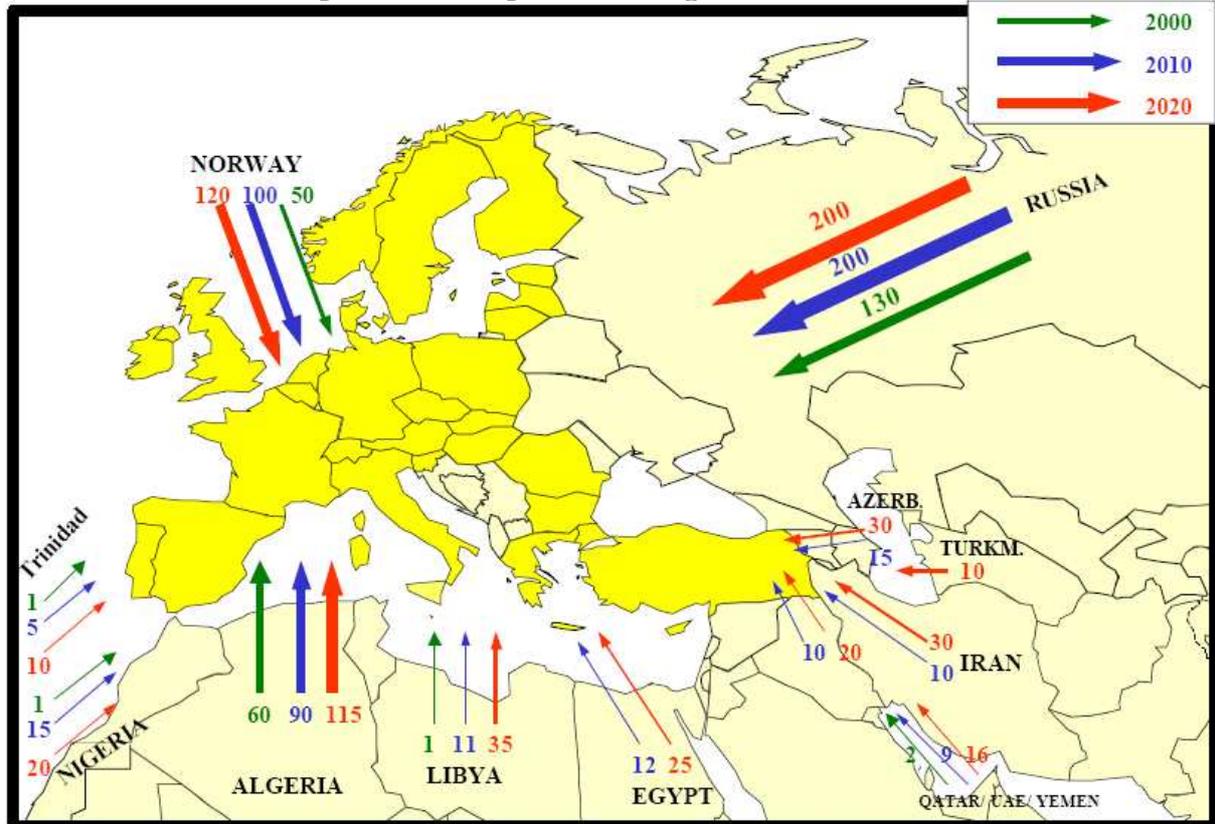
*Source: OME*

On constate qu'un surplus important d'approvisionnement existe en 2010 lequel se rétrécit quelque peu pour 2020, mais qui restes néanmoins considérable. Cependant, si pour 2020 quelques-unes des options d'approvisionnement proposées ne sera pas matérialiser afin que les volumes du gaz supplémentaires seront couvert, la Russie, l'Iran, et Algérie seraient capable de les fournir facilement.

Les trois fournisseurs principaux courants de l'Europe (l'Algérie, la Norvège et la Russie) peuvent prendre en charge 65% des approvisionnements supplémentaires potentiels pour l'année 2010 et 50% pour l'an 2020<sup>1</sup>. Les nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel en provenance du Moyen Orient et de la Caspienne seront stimulées par le grand marché potentiel de la Turquie et les pays de l'Europe centrale et de l'Est. Ces nouvelles sources auront un grand impact sur l'approvisionnement de l'UE des 30.

<sup>1</sup> D.Finon, C.Locatelli, Laboratoire d'Economie de la Production et de l'Intégration Internationale, Département Energie et Politiques de l'Environnement (EPE), « L'interdépendance gazière de la Russie et de l'Union européenne. Quel équilibre entre le marché et la géopolitique ? », CAHIER DE RECHERCHE LEPII, Série EPE N° 41, Décembre 2006, P 08. Disponible sur le site <http://www.upmf-grenoble.fr/lepii-epe/>

Carte 6.1 : Le potentiel d'exportation de gaz naturel vers l'UE des 30 (en bcm)



Source : OME, 2001.

## 2. Exigences d'infrastructures et coûts d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel

Les infrastructures de transport du gaz naturel sont considérées comme une priorité fondamentale dans l'approvisionnement de l'UE en gaz. Cependant le coût d'approvisionnement est fonction de la source d'approvisionnement, des coûts de production et des routes d'acheminement du gaz.

Cette section traitera des exigences d'infrastructure de transport du gaz que nécessite l'approvisionnement de l'Europe. Ensuite les coûts d'approvisionnements, soit pour l'UE des 15, soit pour l'UE des 30.

### 2.1. Exigences d'infrastructure

Nous avons montré toute au long de notre étude l'importance des réserves disponibles à l'extérieur de l'UE qui devront couvrir l'importante demande, en continue croissance, de cette région (l'UE des 30). Cependant, le développement supplémentaire et l'expansion des infrastructures de transport du gaz entre l'Europe et ses principaux fournisseurs, à savoir, la Norvège, l'Algérie, la Russie, les pays de la mer caspienne et les pays du Golfe, s'avère d'ordre prioritaire dans l'approvisionnement future de l'UE.

L'Europe occidentale aura besoin d'être relié au réseau turc pour recevoir du gaz de la région caspienne et du Moyen-Orient. Comme le couloir turc est supposé devenir un itinéraire de passage majeur dans les décennies à venir, la construction de deux itinéraires au sud de l'Europe (par l'Autriche à l'Europe du Sud-est, et à l'Italie par la Grèce) devrait être étudié.

Le développement d'un réseau de canalisation de gaz dans la région balkanique est aussi d'une grande importance pour l'UE et les économies des pays de la région. La construction de nouvelles canalisations de gaz dans les pays balkaniques de l'ouest, Albanie, Macédoine, Serbie, Bosnie-Herzégovine, Croatie, et la Slovénie permettrait à ces pays d'avoir des approvisionnements adéquats de gaz et aussi de faciliter le transit du gaz de la Grèce et de la Turquie à l'Italie et à l'Europe centrale<sup>1</sup>.

L'importance de la demande européenne de gaz naturel exige aussi des constructions supplémentaires de terminaux de regazéification et l'extension des installations existantes, et cela pour pouvoir s'accommoder au développement des usines de liquéfaction construites en Egypte et au Golfe, aussi bien pour l'extension de la capacité de réception de GNL algérien, Nigérien, et Trinidad & Tobago.

Pour augmenter les exportations de gaz des principaux fournisseurs vers l'Europe, la construction de nouvelles canalisations et d'installations de GNL apparaît comme une exigence inévitable. Les projets d'infrastructures dont l'Europe a besoin peuvent être groupés dans deux régions principales: La région Méditerranée/Balkan et la région Europe/Baltique du Nord.

La Région Méditerranée/Balkan contient des canalisations de transport et d'installation de GNL qui ont été construites dans le passé pour importer du gaz algérien. Mais le développement future des capacités d'exportation d'Afrique du Nord et de l'Est ont exigés de nouveaux projets qu'on peut résumer dans :

- Extension, de +10bcm/an, du gazoduc « GPDF » entre l'Algérie et l'Espagne via le Maroc ;
- Extension, de +6,5bcm/an du gazoduc « GEM » entre l'Algérie et l'Italie via la Tunisie ;
- Construction d'un gazoduc direct entre l'Algérie et l'Espagne (Medgaz d'une capacité de 10 bcm/an) ;

---

<sup>1</sup> OME, « The development of natural gas corridors to Europe: Long term trends, priority infrastructures and policy options », project n° 006588: Energy corridor Optimization for European Markets of Gas, Electricity and Hydrogen, OP cite, P 43.

- Construction d'un gazoduc « Galsi » entre l'Algérie, la Sardaigne, la Corse et l'Italie, d'une capacité de 10 bcm/an ;
- Extension des capacités de GNL en Algérie<sup>1</sup> ;
- Construction d'un gazoduc entre la Libye et l'Italie d'une capacité de 10 bcm/an ;
- Extension des capacités de GNL en Libye ;
- Construction d'installations de GNL en Egypte ;
- Construction d'un gazoduc entre l'Egypte et les pays méditerranéens de l'Est et la Turquie, d'une capacité de 10 bcm/an ;
- Construction d'un gazoduc entre l'Azerbaïdjan et la Turquie via la Géorgie, d'une capacité de 16 bcm/an ;
- Extension du gazoduc existant entre l'Iran et la Turquie ;
- Achèvement · du gazoduc « Blue Stream » entre la Russie et la Turquie sous la Mer Noire d'une capacité de 16 bcm/an ;
- Construction d'un gazoduc bidirectionnel entre la Turquie et la Grèce ;
- Construction d'un gazoduc Onshore entre la Grèce et le Nord de l'Italie qui traverse les pays balkaniques de l'ouest ;
- Construction d'un gazoduc côtier entre la Grèce et l'Italie.

Pour ce qui est des infrastructures de la région Europe/Baltique du Nord nous avons les projets suivants<sup>2</sup> :

- Extension de la capacité du gazoduc entre la Norvège et le Royaume-Uni et l'Europe continentale ;
- Construction d'un gazoduc entre la Norvège, l'Allemagne, la Pologne et autres Etats Baltique via le Danemark ;
- Revêtement des canalisations d'exportation existantes entre la Russie et l'Europe ;
- Extension du gazoduc entre la Russie et l'Allemagne via la Biélorussie et la Pologne ;
- Construction d'un gazoduc entre la Russie et Allemagne sous la mer Baltique<sup>3</sup>.

Il est important aussi pour l'Europe de renforcer la coopération avec les pays qui ont un potentiel important de GNL tel que le Qatar, l'Iran, le Nigeria, le Trinidad et le Tobago qui est destiné principalement au marché européen du sud.

---

<sup>1</sup> Données fournies par Sonatrach, Activité TRC.

<sup>2</sup> OME « Assessment of internal and external gas supply options for the UE, evaluation of the supply costs of new natural gas supply projects to the UE and an investigation of related financial requirements and tools », OP cite, P12.

<sup>3</sup> Idem P 16.

## 2.2. Les coûts d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel

Les coûts des approvisionnements futurs de gaz naturel pour l'Europe (2010-2020) pour des volumes d'approvisionnement croissants sont estimés par l'OME en utilisant l'approche économique du Coût Marginal du Long Terme (CMLT). Le coût d'approvisionnement est calculé à base du coût global en incluant les coûts techniques de production, les coûts technique de transport et le coût du transit s'il est applicable. Le progrès technologique attendu a été pris en considération, ce qui fait que le coût de transport des nouvelles canalisations peut être réduit considérablement.

En illustrant les coûts d'approvisionnement par les graphiques (en annexes) et les tableaux 6.5 et 6.6 qui représentent les coûts d'approvisionnement à la frontière des pays de l'UE des 15 ensuite à ceux de l'UE des 30 avec la prise en compte de la distance la plus courte aux fournisseurs<sup>1</sup>.

### 2.2.1. Les coûts d'approvisionnement pour les pays de l'UE des 15

Les différentes options d'approvisionnement peuvent être réparties en quatre groupes:

- l'Afrique du Nord et en particulier l'Algérie, favorisée par sa proximité géographique, continuera à être le fournisseur de gaz le moins coûteux pour l'UE des 15. De toutes les infrastructures d'approvisionnement étudiées, les quatre meilleurs marchés de gaz sont en provenance des canalisations d'Algérie, suivie par le gaz de la canalisation Libyenne. Tous ces projets d'approvisionnement permettent à l'UE des 15 de s'approvisionner à un coût au-dessous de 1.7 \$/ MBTU. Le gazoduc Medgaz peut porter son coût technique d'approvisionnement en gaz algérien pour Madrid ou Barcelone à 1.1 \$/ MBTU ;
- L'approvisionnement en provenance de la Norvège (Mer du Nord et Mer norvégienne), et les approvisionnements éloignés du Moyen-Orient et de la région caspienne (Azerbaïdjan, Turkménistan, Iran) coûtent entre 2.0 et 2.2 \$/ MBTU;
- Le nouveau gazoduc de la région Nadym-Pur-Taz de la Russie en Sibérie de l'ouest à l'Allemagne coûte au moins 2.3\$/ MBTU (à travers la Biélorussie) et 2.5 \$/ MBTU à travers

---

<sup>1</sup> Points d'entrée pour l'UE des 15: Norvège (frontalière d'Allemagne); Russie (frontalière d'Allemagne); Asie & Moyen Orient par la Turquie (frontalière d'Autriche); Afrique du Nord (Madrid ou Barcelone pour l'Espagne, Rome pour l'Italie); GNL d'Afrique du Nord et du Golfe (terminaux méditerranéens de l'ouest); GNL Atlantique (terminaux Atlantiques ibériques)

Point d'entrée pour EU30: Norvège (frontalière d'Allemagne); Russie par Baltique (frontalière Allemagne); Russie par Blue stream (Ankara pour la Turquie); autre Russie (frontalière Biélorussie ou Ukraine); Asie & Moyen Orient (Ankara pour la Turquie); Afrique du Nord (Madrid ou Barcelone pour l'Espagne, Rome pour l'Italie); GNL d'Afrique du Nord (Terminaux méditerranéens de l'ouest) et le Golfe (terminaux méditerranéens de l'est); GNL Atlantique (terminaux ibérique de l'Atlantique)

l'itinéraire Baltique. Le gaz de la Mer de Barents coûterait 2.7 \$/ MBTU et celui du Yamal quelques 2.8 \$/ MBTU.

- Le coût des approvisionnements en GNL en provenance des nouvelles installations déjà citées est de 2.4 \$/ MBTU, commençant par le GNL de l'Afrique du Nord (entre 2.4 et 2.6 \$/ MBTU), suivi par celui du Golfe, du Nigeria et Trinidad qui coûteront autour de 3 \$/ MBTU.

**Tableau 6.5 : Coûts des routes d'approvisionnement en gaz de l'Europe des 15**

Routes d'exportation	Coût de production	Coût de transport	Coût de transit	Coût global
Algérie via Medgaz	0.45	0.63	/	1.08
Algérie via GPDF	0.45	0.67	0.22	1.34
Algérie via Galsi	0.45	0.90	/	1.35
Algérie via GEM	0.45	0.99	0.20	1.64
Lybie via Sicile	0.50	1.18	/	1.68
Royaume uni	1.70	0.20	/	1.90
Russie-Volga/Oural via Ukraine	0.50	1.14	0.28	1.92
Irak via Turquie	0.50	1.47	/	1.97
Norvège-Mer du Nord par satellite pipe	1.30	0.70	/	2.0
Azerbaïdjan via Turquie	0.50	1.49	0.06	2.05
Turkménistan via mer Caspienne	0.40	1.46	0.26	2.12
Iran via Turquie	0.30	1.87	/	2.17
Norvège mer du nord par pipe	1.20	1.00	/	2.20
Russie via Belarus	0.40	1.72	0.16	2.28
Algérie GNL	0.45	1.97	/	2.42
Russie via Baltique	0.40	2.13	/	2.53
Egypte GNL	0.60	1.95	/	2.55
Russie via Blue Stream	0.50	2.05	/	2.55
Lybie GNL	0.50	2.10	/	2.60
Russie via Baltique Nord	0.80	1.93	/	2.73
Russie-Nadymportaz via Ukraine	0.40	2.11	0.28	2.79
Russie-Yamal via Belarus	0.80	1.88	0.16	2.84
Turkménistan via Russie/Ukraine	0.40	1.77	0.78	2.95
Qatar GNL	0.30	2.46	0.20	2.96
Nigeria GNL	0.60	2.40	/	3.0
Venezuela GNL	0.60	2.40	/	3.0
Trinidad & Tobago GNL	0.60	2.40	/	3.0
Yémen GNL	0.50	2.36	0.20	3.06
Iran GNL	0.30	2.56	0.20	3.06
Turkménistan vi Iran	0.40	2.00	0.69	3.09
EAU GNL	0.35	2.54	0.20	3.09
Russie-Yamal via Baltique	0.80	2.30	/	3.10
Oman GNL	0.40	2.56	0.20	3.16
Norvège-Mer de Barrent GNL	1.20	2.24	/	3.44

Source : construit par l'auteur à base des données de l'OME.

### 2.2.2. Les coûts d'approvisionnement pour les pays de l'UE des 30

Dû au fait que la Turquie est proche des fournisseurs potentiel majeurs du Moyen Orient et de la Caspienne, la configuration des coûts dans l'approvisionnement de l'UE des 30 en gaz naturel, soit beaucoup plus diversifiée.

Sept producteurs ont le coût d'approvisionnement au-dessous de 1.7 \$/ MBTU: Algérie à l'Espagne et l'Italie; la Libye à l'Italie; l'Irak, l'Iran, l'Egypte et la Russie à la Turquie. Le rang des autres fournisseurs est semblable à celui décrit dans l'analyse pour les pays de l'Europe des 15.

**Tableau 6.6 : Coûts des routes d'approvisionnement en gaz de l'Europe des 30**

Routes d'exportation	Coût de production	Coût de transport	Coût de transit	Coût global
Algérie via Medgaz	0.45	0.63	/	1.08
Iraq à la Turquie	0.50	0.64	/	1.14
Azerbaïdjan à la Turquie	0.50	0.66	0.06	1.22
Algérie via GPDF	0.45	0.67	0.22	1.34
Iran à la Turquie	0.30	1.04	/	1.34
Algérie via Galsi	0.45	0.90	/	1.35
Egypte via pipe à la Turquie	0.60	0.90	/	1.50
Russie-Volga/ural via Blue stream	0.50	1.08	/	1.58
Russie-Volga/ural via Ukraine	0.50	0.84	0.28	1.62
Algérie via GEM	0.45	0.99	0.20	1.64
Lybie-Sicile via pipe	0.50	1.18	/	1.68
Turkménistan via mer Caspienne	0.40	1.16	0.26	1.82
Royaume Uni	1.70	0.20	/	1.90
Norvège mer du nord par pipe satellite	1.30	0.70	/	2.0
Russie-Nadymputaz via Belarus	0.40	1.45	0.16	2.01
Norvège- mer de Norvège pipe	1.20	1.00	/	2.20
Turkménistan via Iran	0.40	1.17	0.69	2.26
Algérie GNL	0.45	1.97	/	2.42
Russie-Nadymputaz via Ukraine	0.40	1.81	0.28	2.49
Russie-Nadymputaz via Baltique	0.40	2.13	/	2.53
Egypte GNL	0.60	1.95	/	2.55
Russie-Yamal via Belarus	0.80	1.63	0.16	2.59
Turkménistan via Russie/Ukraine	0.50	2.10	/	2.60
Lybie GNL	0.40	1.47	0.78	2.65
Russie-Baltique Nord	0.80	1.93	/	2.73
Qatar GNL	0.30	2.33	0.20	2.83
Yémen GNL	0.50	2.23	0.20	2.93
Iran GNL	0.30	2.43	0.20	2.93
EAU	0.35	2.41	0.20	2.96
Nigéria GNL	0.60	2.40	/	3.0
Venezuela GNL	0.60	2.40	/	3.0
Trinidad & Tobago GNL	0.60	2.40	/	3.0
Oman GNL	0.40	2.42	0.20	3.02
Russie-Yamal via Baltique	0.80	2.30	/	3.10
Norvège-Mer de Barrent GNL	1.20	2.24	/	3.44

Source : construit par l'auteur à base des données de l'OME

### 3. Disponibilité et coût du gaz pour l’Europe à l’Horizon 2010 et 2020

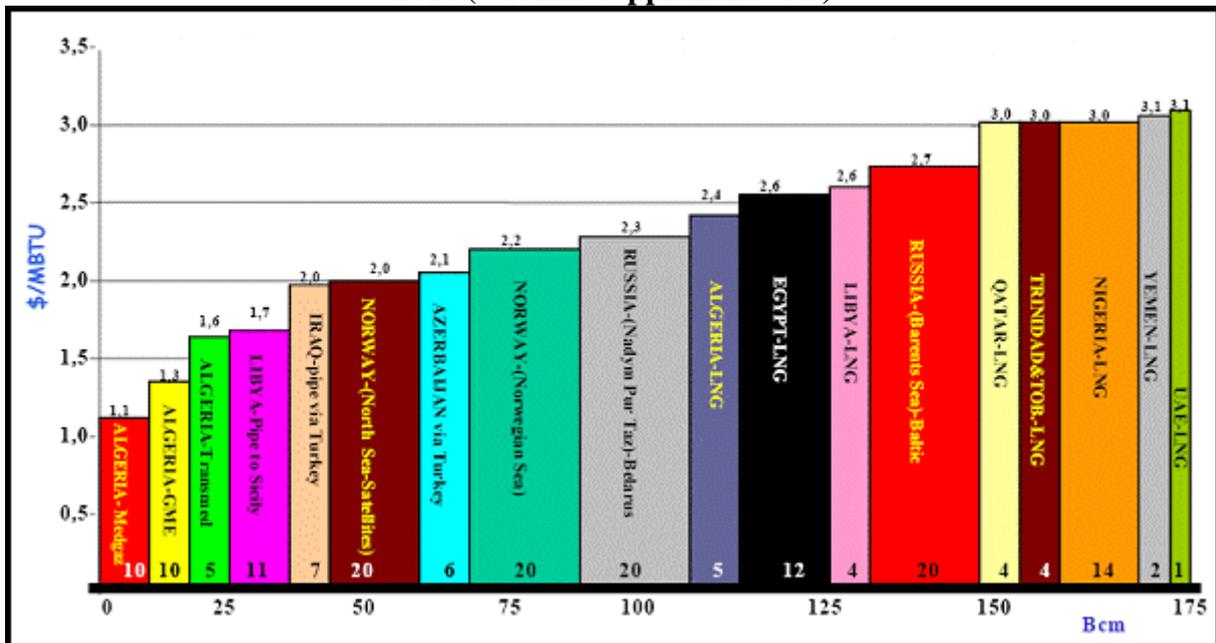
Après avoir traité les coûts d’approvisionnement de l’UE en gaz naturel en provenance des différentes sources et routes nous évoquerons dans ce qui suit la disponibilité et le coût du gaz à l’Horizon 2010 et 2020 pour l’UE des 15 et l’UE des 30, avec la classification des fournisseurs en ordre d’importance.

#### 3.1. Pour l’UE des 15

Le graphique 6.1 et 6.2 montrent que :

- ✓ Quelques 75 bcm sont potentiellement disponibles pour 2020 (36 bcm pour 2010) pour l’UE des 15 en provenance d’Afrique du Nord principalement de l’Algérie pour un coût d’approvisionnement au-dessous de 1.7 \$/ MBTU;
- ✓ Quelques 120 bcm supplémentaires sont potentiellement disponibles pour 2020 (73 bcm pour 2010) pour un coût d’approvisionnement au-dessous de 2.3 \$/ MBTU en provenance de la Norvège, de la Russie, d’Irak et de l’Azerbaïdjan;
- ✓ Quelques 110 bcm supplémentaires sont potentiellement disponibles pour 2020 (66 bcm pour 2010) pour un coût d’approvisionnement entre 2.4 et 3.1 \$/ MBTU. Ceux-ci consistent en approvisionnements de GNL et de gaz de la canalisation du champ Stockmanovskoye dans la Mer de Barents russe.

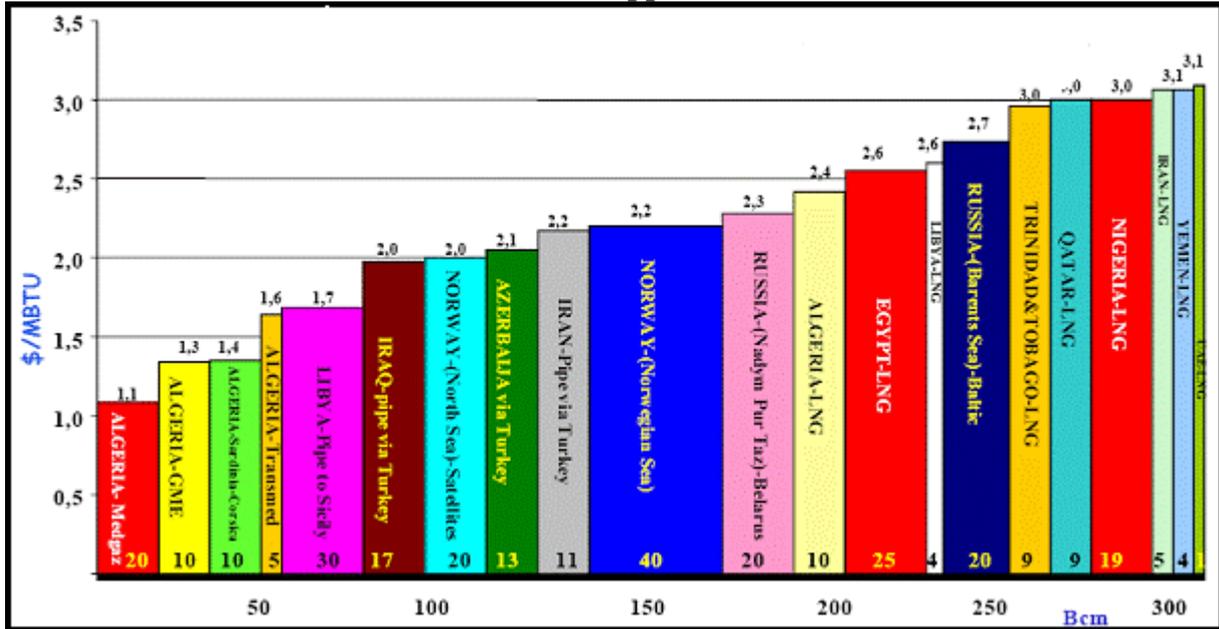
**Graphique 6.1: Le coût d’approvisionnement en gaz pour l’UE des 15 pour l’horizon 2010 (volumes supplémentaires)**



Source : OME

Pour 2010 (graphique 6.1), quelques 36 bcm sont potentiellement disponibles pour un coût d’approvisionnement total au-dessous de 1.7 \$/ MBTU, quelques 110 bcm pour un coût au-dessous de 2.3 \$/ MBTU, et quelques 175 bcm pour un coût au-dessous de 3.1\$/MBTU. Cela peut être comparé aux besoins d’importations de l’UE des 15 à l’horizon 2010 qui sont de l’ordre de 112 bcm pour une valeur netback moyenne de gaz à la frontière de l’UE des 15 de 3.55 \$/ MBTU.

**Graphique 6.2: Le coût d’approvisionnement en gaz pour l’UE des 15 pour l’horizon 2020 (volumes supplémentaires)**



Source : OME

Pour 2020 (graphique 6.2), quelques 75 bcm sont potentiellement disponibles à un coût d’approvisionnement totale de 1.7 \$/ MBTU, et environ 200 bcm pour un coût au-dessous de 2.3 \$/ MBTU, et quelques 300 bcm pour un coût au-dessous de 3.1 \$/ MBTU. Cela est comparé aux besoins d’importations de l’UE des 15 à l’horizon 2020 qui sont de l’ordre de 230 bcm pour une valeur netback moyenne à la frontière de l’UE 15 pour 2020 de 3.8 \$/ MBTU.

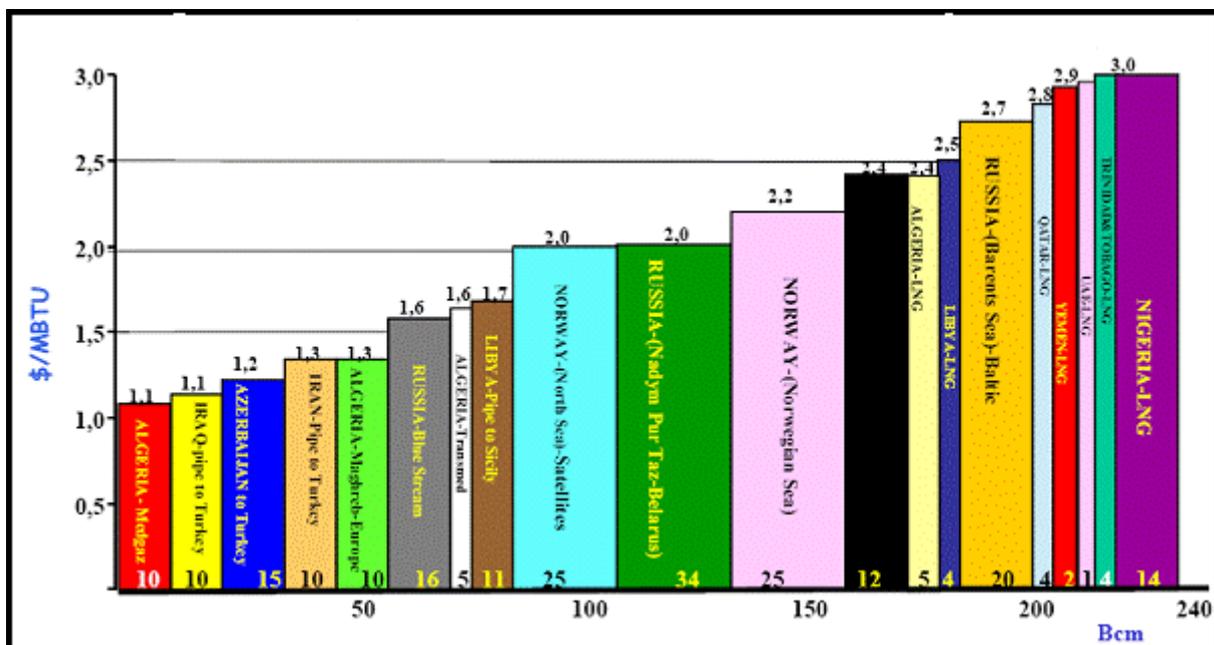
### 3.2. Pour l’UE des 30

Les graphiques 6.3 et 6.4 représentent le potentiel et le coût d’approvisionnement en gaz pour l’Europe des 30 à l’Horizon 2010 et 2020.

✓ Quelques 166 bcm sont potentiellement disponibles pour 2020 (87 bcm pour 2010) pour l’UE des 30 en provenance de l’Afrique du Nord, de l’Irak, d’Azerbaïdjan, de la Russie et de la Libye pour un coût d’approvisionnement au-dessous de 1.7 \$/ MBTU;

- ✓ Quelques 100 bcm supplémentaires sont potentiellement disponibles pour 2020 (84 bcm pour 2010) pour un coût d'approvisionnement entre 2.0 et 2.2 \$/ MBTU en provenance de la Norvège, de la Russie, d'Irak et de l'Azerbaïdjan;
- ✓ Et quelques 125 bcm supplémentaires sont potentiellement disponibles pour 2020 (66 bcm pour 2010) pour un coût d'approvisionnement estimé entre 2.4 et 3.0 \$/ MBTU. Ceux-ci consistent en approvisionnements de GNL et de gaz de la canalisation du Turkménistan et du champ Shtockmanovskoye dans la Mer de Barents russe.

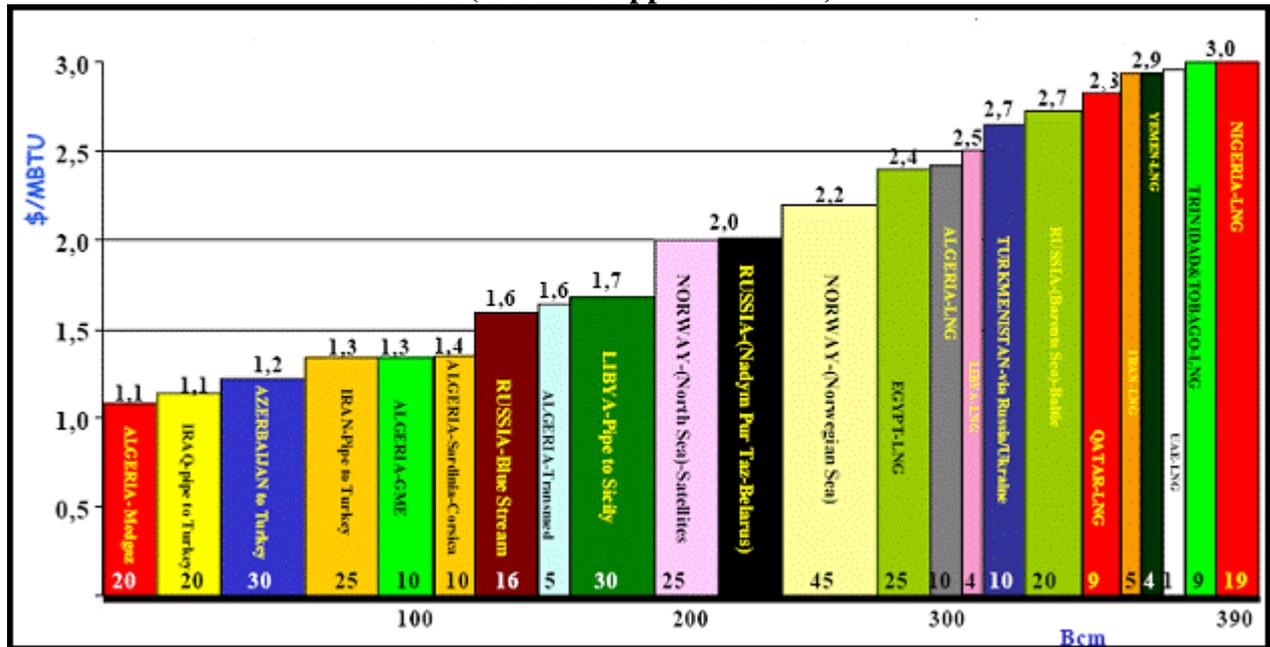
**Graphique 6.3 : Le coût d'approvisionnement en gaz pour l'UE des 30 pour l'horizon 2010 (volumes supplémentaires)**



Source : OME

Pour 2010, quelques 87 bcm sont potentiellement disponibles pour un coût d'approvisionnement total au-dessous de 1.7 \$/ MBTU, quelques 170 bcm pour un coût au-dessous de 2.3 \$/ MBTU, et quelques 237 bcm pour un coût au-dessous de 3.1 \$/ MBTU. Cela peut être comparé avec les besoins d'importations pour l'UE des 30 qui sont de l'ordre de 180 bcm pour l'horizon 2010 (en excluant la Norvège qui est un fournisseur interne pour l'UE des 30) et pour un prix netback moyen de gaz à la frontière de l'UE des 30 pour 2010 évalué à 3.39 \$/ MBTU.

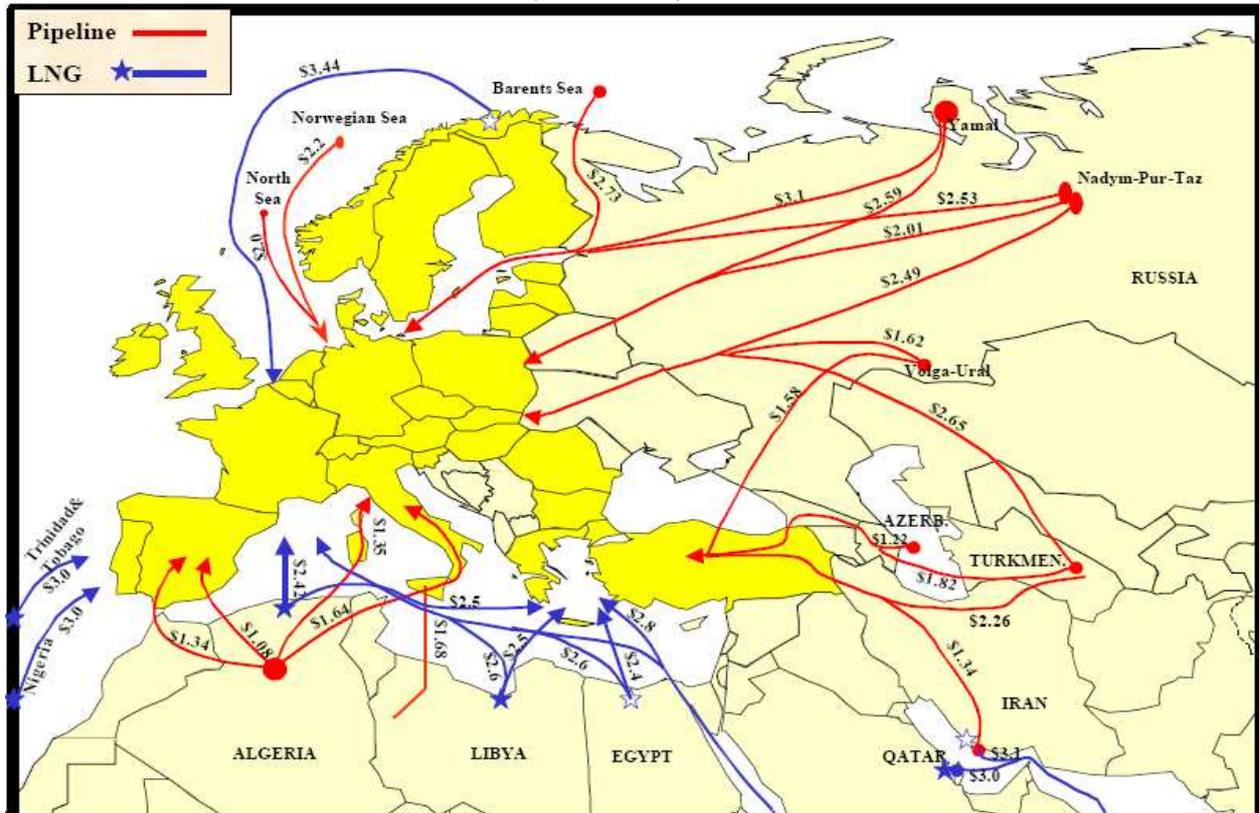
**Graphique 6.4 : Le coût d’approvisionnement en gaz pour l’UE des 30 pour l’horizon 2020 (volumes supplémentaires)**



Source : OME

Pour 2020, quelques 166 bcm sont potentiellement disponibles à un coût d’approvisionnement total au-dessous de 1.7 \$/ MBTU, quelques 266 bcm pour un coût au-dessous de 2.3 \$/ MBTU, et quelques 390 bcm pour un coût au-dessous de 3.1 \$/ MBTU. On peut comparer ces disponibilités de gaz aux besoins d’importation de l’UE des 30 qui sont estimés à quelques 320 bcm pour l’horizon 2020 (en excluant la Norvège). Le prix netback moyens de gaz à la frontière de l’UE des 30 pour 2020 est estimé à 3.73 \$/ MBTU.

**Carte 6.2 : Le coût d'approvisionnement pour les nouvelles livraisons du Gaz à l'UE des 30 (2010-2020) en \$/ MBTU**



Source : OME

### Conclusion

La Russie, l'Algérie et la Norvège continueront à couvrir les approvisionnements de gaz, en continuelle croissance, de l'Union Européenne. L'Afrique du Nord, en particulier l'Algérie continuera à être le fournisseur de gaz au coût le plus concurrentiel pour l'UE, qui est dû à sa proximité géographique et au bas coût de production. La plupart des nouveaux pays adhérents à l'UE continueront à être très dépendants des approvisionnements de gaz en provenance de la Russie. Les nouvelles sources de gaz naturel développées, en particulier, dans le Moyen Orient et dans la région de la Caspienne, sont stimulées par le marché Turc qui est d'un grand potentiel. Le couloir de transport turc est supposé devenir un itinéraire de passage majeur pour le gaz de la Caspienne et de l'Asie centrale à l'UE. Le déficit futur du Royaume-Uni en gaz naturel pourrait être satisfait partiellement par les importations de la Russie, de la Caspienne et de l'Afrique du Nord.

## CONCLUSION GENERALE

---

---

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant. L'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan de l'environnement favorisent son utilisation, notamment dans des secteurs à forte valeur ajoutée : industrie de précision, production d'électricité. Les coûts techniques de production, de traitement et surtout de transport du gaz naturel reste toute fois élevés et représentent un handicap. Cette difficulté est d'autant plus réelle que la part des réserves de gaz situées en mer ou dans des zones difficiles tend à augmenter. Dans ces conditions, les progrès techniques permettant de réduire ces coûts devraient jouer dans l'avenir un rôle majeur dans le développement du commerce international de gaz naturel.

La question à laquelle nous nous sommes attachés de répondre était de savoir quelles est la position des gazoducs algériens dans l'approvisionnement de l'UE en gaz naturel et à quel point l'UE est dépendante du gaz algérien face à la forte concurrence de la Russie, de la Norvège et du Moyen Orient, dans un paysage gazier connu par son originalité.

L'offre et la demande de gaz sont évidemment, comme pour beaucoup d'autres produits, très liés par l'intermédiaire des coûts (production, transport, distribution) et des prix (concurrence entre producteurs, organisation du marché de distribution, concurrence avec les autres énergies). Le gaz comme le pétrole, se trouve là où la nature a bien voulu le mettre, pas forcément près des endroits où on a besoin ce qui a donné une position géostratégique pour le gaz naturel en impliquant des enjeux non négligeables liés à la sécurisation des approvisionnements en gaz naturel.

La filière gazière présente une forte originalité par rapport aux filières pétrolière et électrique, puisqu'elle conjugue à la fois le caractère global de la première, depuis le puits d'extraction jusqu'au consommateur final, et la nature d'économie de réseau de la seconde. Le processus d'ouverture du secteur gazier concentre par conséquent de nombreux enjeux de régulation au sens large : conciliation de la mise en concurrence et de la préservation des

équilibres géopolitiques du long terme. Les mutations que connaît aujourd'hui le secteur gazier sont l'occasion de renouveler la réflexion sur l'approvisionnement énergétique des consommateurs dans les meilleures conditions économiques et sociales.

Pour l'Union Européenne, la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel représente des enjeux au niveau externe comme au niveau interne. Au niveau externe, l'UE doit engager des investissements suffisants dans l'amont de la chaîne gazière, en prenant les précautions nécessaire relatives, au risque politique dans les pays producteurs et de transit, au risque de détournement de l'offre vers d'autres marchés, et elle doit diversifier les sources et les voies de ses approvisionnements. La sécurité interne, nécessite, un développement sur le territoire européen de réseaux de transport maillés et interconnectés, un développement d'infrastructures de stockage suffisantes, un développement de bourses de gaz, et en assurant la fiabilité des systèmes de transport et de distribution et garantissant la stabilité et la compétitivité des prix avec un encadrement des risques de défaillance des fournisseurs.

Le commerce international du gaz naturel devrait donc continuer à être soumis à des contraintes extérieures qui s'ajoutent à ses contraintes propres, en particulier l'importance des investissements nécessaires à la réalisation des chaînes de transport terrestres ou maritimes. Les développements à venir restent donc liés à une bonne entente réciproque entre producteurs et consommateurs afin de satisfaire au mieux les intérêts à long terme des uns comme des autres.

Notre analyse nous a permis d'apporter quelques éléments de réponse à notre question :

A travers la mise en œuvre de sa nouvelle politique énergétique, l'Algérie a consenti, des efforts importants pour contribuer à la consolidation et au développement des échanges énergétiques régionaux. Que cela soit en direction du Maghreb ou en direction de l'Union Européenne, la stratégie de développement accorde en effet une place privilégiée à l'énergie en tant que levier fondamental de l'intégration régionale. La mise en œuvre de cette stratégie s'appuie sur la réalisation, en partenariat, de grands projets énergétiques d'intérêt commun au niveau régional, éléments déterminants pour assurer l'intégration, une croissance économique durable et le développement socio-économique des populations de la région. Ces efforts s'appuient sur l'important potentiel gazier prospectif et largement inexploré, dont dispose l'Algérie, mais aussi sur ses infrastructures.

Le renforcement de la coopération avec les fournisseurs traditionnels a été reconnu comme une des principales priorités de la politique énergétique extérieure de l'Union européenne, l'Algérie actuellement est le troisième principal fournisseur de gaz de l'Union

européenne et cette position peut se renforcée avec les nouveaux gazoducs qui pourront servir à cette fin.

La demande en gaz naturel a augmenté rapidement dans la région méditerranéenne durant les dernières années. Entre 1971 et 2005 les consommations de gaz naturel sont passées de 27 à 288 bcm. Dans les prochaines années, nous assisterons à une augmentation des exportations de gaz de l'Afrique du Nord, en général et de l'Algérie en particulier, grâce aux infrastructures de transport réalisées et/ou en cours de réalisation, dans le contexte euro-méditerranéen qu'on peut résumer dans :

- Le Transmed ou gazoduc « Enrico Mattei » ;
- Le GME ou gazoduc « Pedro Durran Farrell »;
- Le « Medgaz » qui devrait relier l'Algérie à l'Espagne ;
- Le « Galsi » relierait l'Algérie et l'Italie en passant par la Sardaigne ;
- Le « TSGP » qui devrait acheminer du gaz nigérien à l'Europe ;

Ces infrastructures permettraient à l'Algérie de détenir une position stratégique dans le domaine énergétique euro-méditerranéen, en fournissant de gaz naturel à moindre coût pour l'Europe du sud (Espagne, Italie et Portugal) et en sécurisant les approvisionnements de cette partie de l'UE, l'Algérie assurerait les débouchés pour son gaz et entretiendrait des relations d'ordre géostratégique avec l'Europe, ce qui peut lui conférer un pouvoir de négociation sur les autres secteurs hors hydrocarbures.

Au terme de cette étude, nous avons conclu que la Russie, l'Algérie et la Norvège continueront à couvrir les approvisionnements de gaz, en continuelle croissance, de l'Union Européenne. L'Afrique du Nord, en particulier l'Algérie continuera à être le fournisseur de gaz au coût le plus concurrentiel pour l'UE, qui est dû à sa proximité géographique et le bas coût de production. La plupart des nouveaux pays adhérents à l'UE continueront à être très dépendants des approvisionnements de gaz en provenance de la Russie. Les nouvelles sources de gaz naturel développées, en particulier, dans le Moyen Orient et dans la région de la Caspienne, sont stimulées par le marché Turc qui est d'un grand potentiel et le couloir de transport turc est supposé devenir un itinéraire de passage majeur pour le gaz de la Caspienne et de l'Asie centrale à l'UE.

En fin il importe de s'interroger sur l'intégration des sociétés exportatrices de gaz naturel en aval de la chaîne gazière (distribution aux clients finals) et de déterminer les gains à attendre d'une telle intégration soit par la sécurisation d'approvisionnement des clients par un gaz compétitif, soit par l'amélioration de la rente gazière pour les sociétés exportatrices.

## ***BIBLIOGRAPHIE***

---

### **Ouvrages :**

1. **Abdellatif Benachenou**, « le prix de l'avenir : le développement durable en Algérie », 2005.
2. **André Giraud, Xavier Boy de la Tour**, « géopolitique du pétrole et du gaz », édition Technip, 1987.
3. **ATG**, « *le gaz naturel dans le monde, perspectives 2000* », édition Technip.
4. **BEAUD, M.**, « L'Art de la thèse », Ed. Casbah, Alger, 1999.
5. **Belaid Abdesselam**, « *Le gaz algérien : stratégies et enjeux* », Bouchen, 1990.
6. **Bouzana B**, « Le contentieux des hydrocarbures entre l'Algérie et les sociétés étrangères », OPU Alger, Pubisud Paris, 1985.
7. **Centre international de formation en politique énergétique (CIFOPE)**, « *le gaz naturel* », Séminaire international, Rio de Janeiro, 30/05-02/06 1988, Tome II.
8. **GUIBERT, J. et GUY, J.** « Méthodologie des pratiques de terrain en sciences humaines et sociales », Ed. Armand Colin, Paris, 1997.
9. **Khelif A**, « le marché pétrolier face aux nouvelles stratégies de domination », CREAD Alger, 1989.
10. **LECOINTE, M.**, « Les enjeux de l'évaluation », Ed. L'Harmattan, Paris, 1997.
11. **M.Hafner**, « Transport de gaz naturel : Aspect technologiques et économiques », OME Paris 1993.
12. **Mékideche M**, « le secteur des hydrocarbures », OPU Alger, 1983.
13. **Pierre TERZIAN**, « Le gaz naturel, perspectives pour 2010-2020 (disponibilité, contraintes et dépendances), Commissariat Général du Plan, Edition Economica, 1998.
14. **Pierre-Rene BAQUIS – Emmanuelle BAQUIS**, « Comprendre l'avenir, Pétrole & Gaz naturel », Edition Hirle, 2005.
15. **Sidi Ahmed A**, « l'OPEP, passé, présent et perspectives », OPU Alger et Economica, Paris, 1980.
16. **Terence H. Thorn & Klaus Kabelitz**, « Gas Prospects, Strategies and Economics », report of IGU Working committee 9, 22<sup>nd</sup> World Gas Conference June , 2003 Tokyo, Japan.

17. **WACHEUX, F.**, « Méthodes qualitatives et recherche en gestion », Ed. Economica, Paris, 1996.

**Rapports et documents :**

1. BP Statistical Review of World Energy 2007, Natural pages 22 to 31 of the printed Review.
2. **Catherine Locatelli**, Laboratoire d'Economie de la Production et de l'Intégration Internationale, Département Energie et Politiques de l'Environnement (EPE), « *Les évolutions de la stratégie d'exportation gazière de la Russie L'Europe contre l'Asie ?* », Cahier de Recherche LEPII Série EPE n° 38, Septembre 2004.
3. **Centre d'analyse stratégique**, Commission "Energie", « *enseignements du passé* », Annexe au rapport d'étape, Groupe 1, novembre 2006.
4. **Centre for Administrative Innovation in the Euro-Mediterranean Region (CAIMED)**, « Gouvernance, compétitivité et réseaux dans l'aire euro-méditerranéenne: transports, énergie et télécommunications *Algérie, Egypte, Jordanie Liban, Maroc, Tunisie* », Mars 2007.
5. **Centre for Administrative Innovation in the Euro-Mediterranean Région, (CAIMED)**, « Gouvernance, compétitivité et réseaux dans l'aire euro-méditerranéenne: transports, énergie et télécommunications, Algérie, Egypte, Jordanie Liban, Maroc, Tunisie », 2007.
6. **Cinquième conférence stratégique internationale** sur les opportunités d'investissement dans le secteur des hydrocarbures en Algérie (csi5), « *les projets structurant de l'activité transport par canalisation, MEDGAZ-GALSI-TSGP* », Oran les 26 & 27 novembre 2006
7. **Commission de régulation de l'électricité**, « rapport d'étape sur l'ouverture du marché gazier français », Janvier 2002.
8. **Commission de régulation de l'énergie**, « La régulation du marché du gaz naturel », Rapport d'activité juin 2006
9. **Commission ENERGIE**, rapport d'étape - Groupe 2, « Les Perspective de l'offre et de la demande mondiales », 30 novembre 2006
10. **Commission Énergie-environnement**, « la problématique du gaz naturel au XXI<sup>ème</sup> siècle », Novembre 2002.
11. **Commission Européenne**, LIVRE VERT « *vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique* », Novembre 2000
12. **D. FINON & C. LOCATELLI**, « L'interdépendance gazière de la Russie et de l'Union européenne. Quel équilibre entre le marché et la géopolitique ? », Cahier de recherche CIRED Série Policy Papers, Novembre 2006.

13. **D.Finon, C.Locatelli**, Laboratoire d'Economie de la Production et de l'Intégration Internationale, Département Energie et Politiques de l'Environnement (EPE), « L'interdépendance gazière de la Russie et de l'Union européenne. Quel équilibre entre le marché et la géopolitique ? », CAHIER DE RECHERCHE LEPII, Série EPE N° 41, Décembre 2006, disponible sur le site <http://www.upmf-grenoble.fr/lepii-epe/>
14. **Direction Production Transport GAZ de France**, « généralités sur le transport international du gaz », Cours rédigé par M.CAROUGE, TRAN.95.4.CARO.
15. **Dr Chakib Khelil**, 10ème Conférence méditerranéenne sur le Gaz « *Le gaz naturel dans la politique énergétique algérienne* » septembre 2003, Alger.
16. **Dr Mourad PREURE**, *Conseiller du Président de Sonatrach « les évolutions structurelles de l'industrie gazière, incertitudes et opportunités pour les producteurs »*, Communication présentée à l'IEA Regulatory Forum Paris, 7 et 8 Février 2002.
17. **Ecole nationale d'administration** Promotion Copernic Séminaire Energie et société Groupe 5, « Aspects économiques et géopolitiques liés au développement prévu du gaz naturel dans un marché ouvert », Décembre 2001.
18. **Euro-Gas**, EU25: Natural Gas Trends 2004-2005 Statistical Data & Taxes, statistics 2005.
19. **European Commission**, « Energy corridors : European Union and Neighboring countries : », bay Domenico Rossetti di Valdalbero & Maria Rosa Viridis, project report : Eur 22581,
20. **Gaz de France, Direction de la communication, Service Presse**, « *Le Gaz Naturel Liquéfié : La technologie au service du transport maritime de gaz naturel* », Mai 2006.
21. **Géraud Magrin**, « Compétition pétrolière et développement en Afrique : quels enjeux pour l'Europe et les Etats-Unis ? », CIRAD (Centre de coopération internationale en recherche agronomique pour le développement), Juin 2006.
22. **Jacques Percebois**, « Les enjeux de la restructuration des marchés gaziers Dans les pays voisins de l'Union Européenne : fondements théoriques, objectifs et principes des reformes en cours », colloque CGEMP – OME, paris dauphine, Paris juin 2004, CREDEN.
23. **Jean Laherrere**, « Future of natural gas supply », ASPO Berlin May 2004.
24. **Jean Marie Devos**, Université Paris Dauphine, centre de géopolitique de l'énergie et de matières premières CGEMP, « *Security for Natural Gas Supply in Europe. The European gas industry facing security of supply* », 22 mai 2007.
25. **Jean Masseron**, « l'économie de hydrocarbures », édition Technip, 1982.

26. **Jean-Marie Chevalier**, « Enjeux énergétiques en Méditerranée », Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matières Premières Université Paris IX Dauphine, Cahier de Recherche 02/2001, Octobre 2001.
27. **Jean-Pierre Angelier**, « L'évolution récente des marchés internationaux du gaz naturel », *Revue de l'Energie*, Paris, novembre-décembre 2005.
28. **Jean-Pierre Boisivon**, Institut de l'entreprise, « *les réformes des industries électrique et gazière en Europe* », 2004.
29. **Karim Faïd et Jean-Pierre Favennec**, « prix du gaz et prix du pétrole : vers le découplage ».
30. **M.Antoine Eyl-Mazzega**, Centre d'Etudes et de Recherches Internationales (CERI), « La transformation des équilibres sur le marché gazier eurasiatique et la stabilité de l'UE quels risques et menaces émanent de la Russie ? », Janvier 2008.
31. **M.F. Chabrelie**, Secrétaire Générale de CEDIGAZ, « Quel avenir pour le gaz en Europe ? », Colloque Panorama 2006, Paris, février 2006.
32. **Mark H. Hayes**, « *Algerian Gas to Europe: The Transmed Pipeline and Early Spanish Gas Import Projects* », Geopolitics of Gas Working Papers Series, Institute for Public Policy Energy Forum, Rice University, May 2004. Disponible sur le site <http://pesd.stanford.edu>
33. **Observatoire Méditerranéen de l'Energie**, « Assessment of internal and external gas supply options for the UE, evaluation of the supply costs of new natural gas supply projects to the UE and an investigation of related financial requirements and tools », Mars 2006.
34. **OME**, « The developemnt of naturel gas corridors to Europe: Long term trends, priority infrastructures and policy options » , project n° 006588: Energy corridor Optimization for European Markets of Gas, Electricity and Hydrogen, October 2006.
35. **Parteners Economie**, « Algérie-Italie proximités multiples », N° 03 Septembre-Octobre 2006.
36. **Pierre Bocquillon**, « géopolitique des nouvelles menaces: Les risques géopolitiques associes aux Tensions sur le marche de l'énergie », Séminaire de géopolitique, ENS 1° semestre 2006-2007.
37. **Rapport du groupe d'expert présidé par Jean Bergougnoux**, dit « Commission Bergougnoux » sur la tarification de l'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz, avril 2001.
38. **S. Boussena**, « *New European Gas Market : Gas Strategies of Other Present and Potential Suppliers* », The role of Russian and CIS Countries in Deregulated Energy Markets, The 1999 International Conference, Paris 6-7 Décembre 1999, The Moscow

International Energy Club et le Centre de Géopolitique des Matières Premières-Université Paris Dauphine.

39. **SATTY, T.**, « The hierarchy process », Mc Graw Hill, New York, USA, 1980.
40. **SONATRACH**, Rapports annuel : 2003, 2004, 2005 et 2006.
41. **V.Girault**, Centre de Recherche En Economie et Droit de L'Energie (CREDEN), équipe du LASER, « *structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel : le marché européen* », Cahier n° 05.01.55, Janvier 2005.
42. **V.Girault**, Centre de Recherche En Economie et Droit de L'Energie (CREDEN), équipe du LASER, « *l'approvisionnement gazier sur un marché oligopolistique : une analyse par la théorie économique* », Cahier n° 05.04.56, Avril 2005.

### **Revues :**

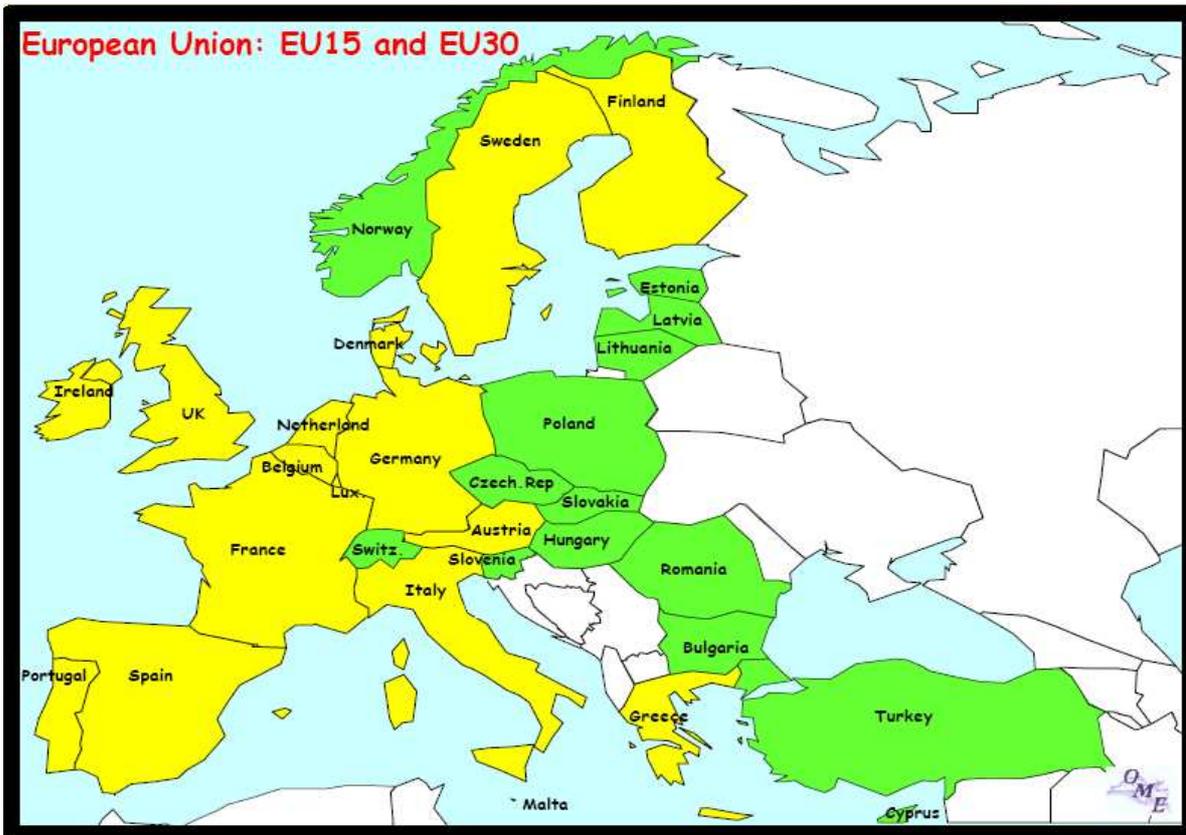
1. **Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG)**, « *gaz naturel faits et chiffres* », 2005.
2. **Darryl Biggar**, Revue de l'OCDE sur le droit et la politique de la concurrence, « *promouvoir la concurrence dans le secteur du gaz naturel* », 2002.
3. **Energie & Mines**, Revue périodique, N° 01 au N° 07.
4. **GEM Info**, Bulletin d'information de la Direction des Gazoducs Enrico Mattei - Oued Safsaf de Sonatrach TRC EXL, N° 01,02 et 03.
5. **Market News**, Bulletin d'information de l'activité commercialisation de Sonatrach , N° 01 au N° 47.
6. **République Algérienne, Ministère de l'énergie et des mines**, « *Guide de l'énergie et des mines* », conception et réalisation », Symbiose-Communication-Environnement, 2002.
7. **Revue de l'Activité Transport par Canalisation (TRC Sonatrach)**, Pipe News, N° 08 de Janvier 2007.
8. **Revue de l'Activité Transport par Canalisation (TRC Sonatrach)**, Pipe News, N° 02 de Décembre 2004.
9. **Revue de l'Activité Transport par Canalisation (TRC Sonatrach)**, Pipe News, N° 04 de Mars 2005.
10. **Revue de l'Activité Transport par Canalisation (TRC Sonatrach)**, Pipe News, N° 10 de Novembre 2007.
11. **Revue périodique de l'ADEM**, « le secteur des hydrocarbures face aux enjeux de la mondialisation », Numéro du 01 Mars 2003, Editions Dar El Gharb.
12. **Revue périodique du secteur de l'énergie et des mine**, N° 3 Novembre 2004, Algérie.
13. **SONATRACH**, Activité commercialisation, « *Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international* », 5<sup>ème</sup> édition 2007.

14. **SONATRACH**, Activité commercialisation, « *Sonatrach commercialisation Gaz et développement à l'international* », 4<sup>ème</sup> Edition 2004.
15. **Sonatrach**, bulletin d'information Elmoumayaa N° 139 au N° 156.
16. **A. Benghanem**, Président-Directeur Général de Sonelgaz, « le développement de l'utilisation du gaz naturel : l'expérience algérienne, Genève, 8-9 décembre 2003.
17. **A. Bouam, S. Aïssani and R. Kadi1**, « Gas Turbine Performances Improvement using
18. **A. Saniere, I. Hénaut and J.F. Argillier**, « Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge », *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 59 (2004), No. 5, pp. 455-466.
19. **A. Smati, K. Younsi, N. Zeraibi et N. Zemmour**, « Modélisation de la disponibilité d'une chaîne de GNL sur la base d'une approche bayésienne d'estimation des indices de fiabilité », *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 58 (2003), No. 5, pp. 531-549.
20. **A. Smati, N. Zeraibi et M.C. Touabti**, « Optimisation du réseau algérien de transport de brut et de condensat », *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 55 (2000), No. 5, pp. 543-562.
21. **J.G. Durup, F. Vidal and C. Rolin**, « Pilot Abandonment Test of a Very Deep Gas Storage Salt Cavern », *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 62 (2007), No. 3, pp. 287-296.
22. **J.M. Patroni**, « Lifetime of a Natural Gas Storage Well Assessment of Well-Field Maintenance Cost », *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 62 (2007), No 3, pp. 297-309.
23. **M.-F. Chabrelie**, « World Gas Prospects: Which Role for the Middle East », *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 54 (1999), No. 3, pp. 393-402.

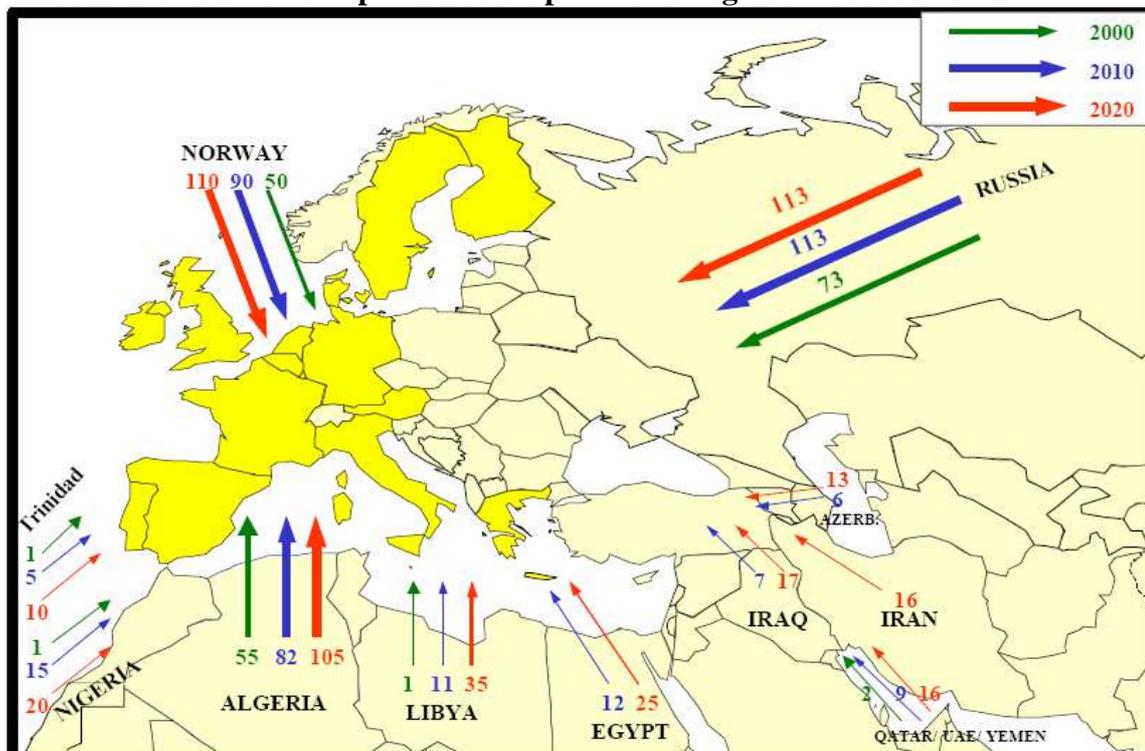
**Memoires et theses:**

1. **M.Belattaf et Haroun Nacer**, « *Le marché mondial du gaz naturel : caractéristiques et tendances* » Université de Constantine, Institut des sciences économiques, Département planification, juin 1982.
2. **A.Mouhoubi**, « *Analyse de l'apport du secteur des hydrocarbures au développement économique de l'Algérie : aspects macroéconomiques* », Université de Bejaïa, Faculté des sciences économiques et de droit, Département des sciences économiques, 2005.
3. **C.CHESNY**, « *Le gaz naturel en Algérie : le rôle privilégié des engrais au sein de la future pétrochimie algérienne* », Université de Grenoble, Faculté de droit et des sciences économiques, Juin 1969.

Annexe 01: Carte de l'UE des 15 et l'UE des 30

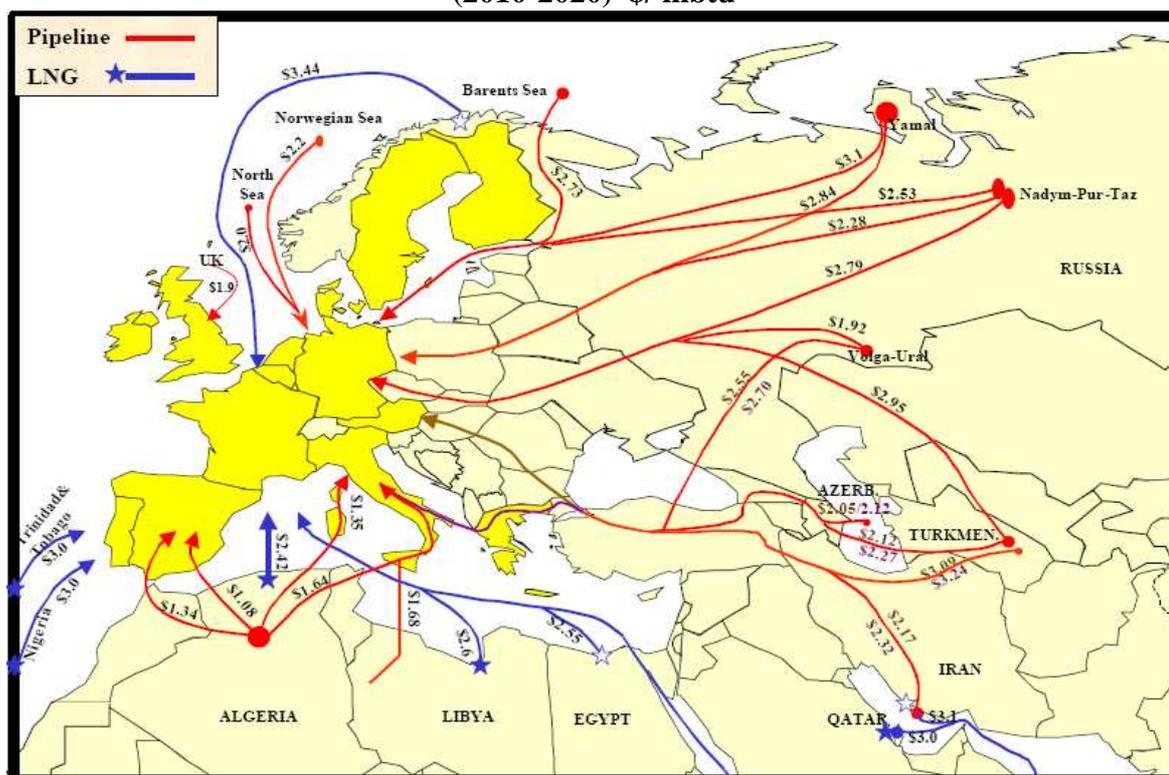


Annexe 02 : Carte du potentiel d'exportation de gaz naturel vers l'UE des 15



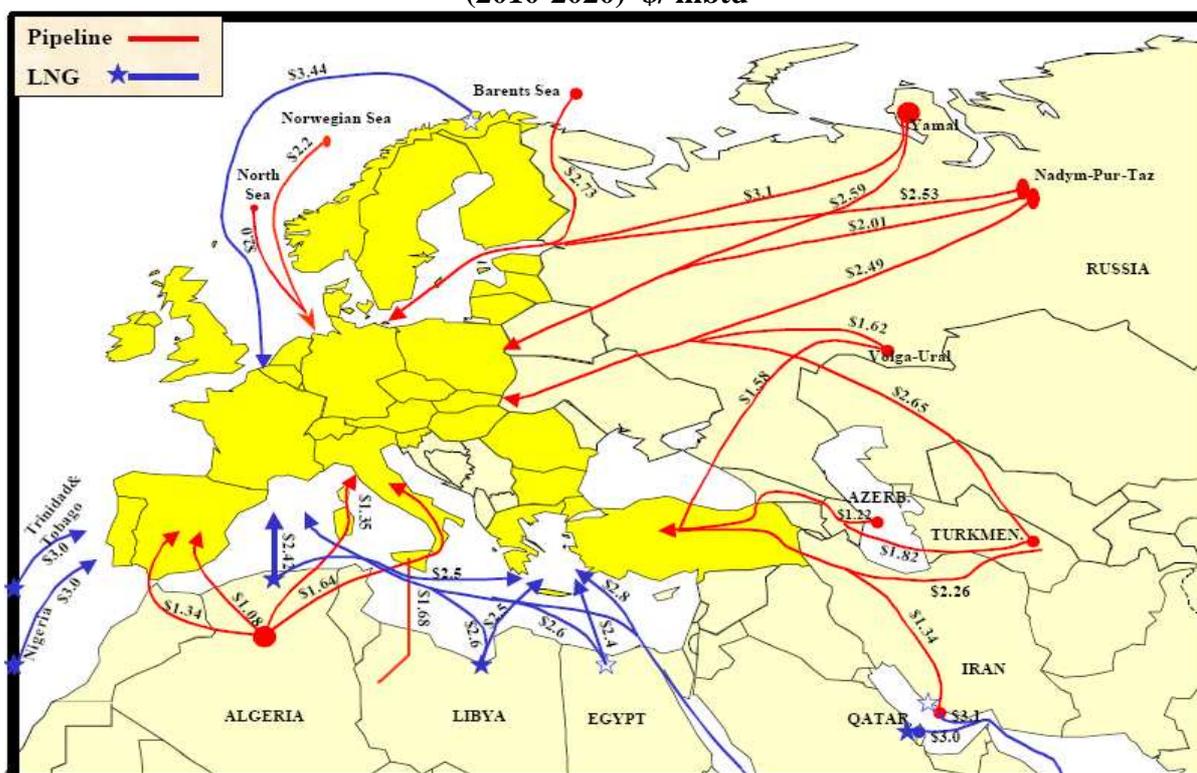
Source : OME, 2001.

**Annexe 03 : Carte du coût d'approvisionnement en gaz naturel de l'UE des 15 à l'horizon (2010-2020) \$/ mbtu**



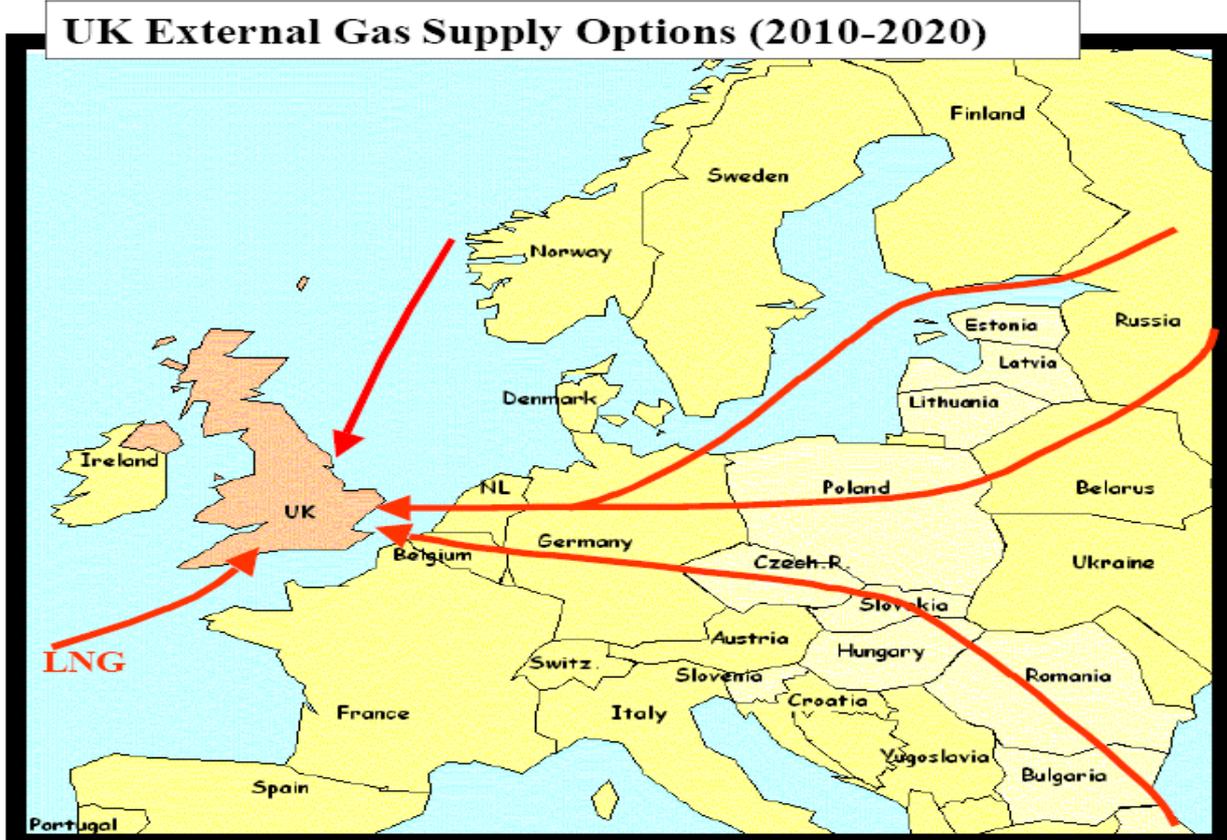
Source : OME

**Annexe 04 : Carte du coût d'approvisionnement en gaz naturel de l'UE des 30 à l'horizon (2010-2020) \$/ mbtu**



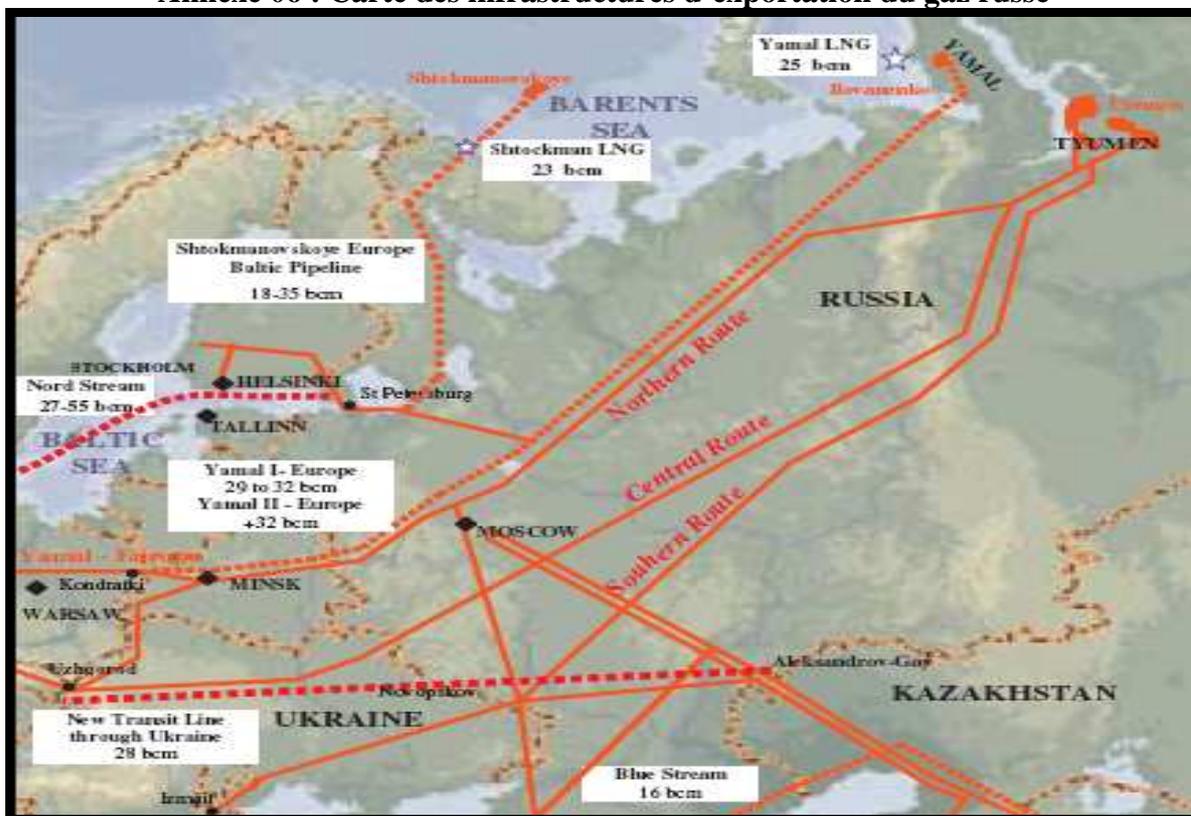
Source : OME

Annexe 05 : Carte des options externe d’approvisionnement du Royaume Uni en gaz naturel



Source: OME

Annexe 06 : Carte des infrastructures d’exportation du gaz russe



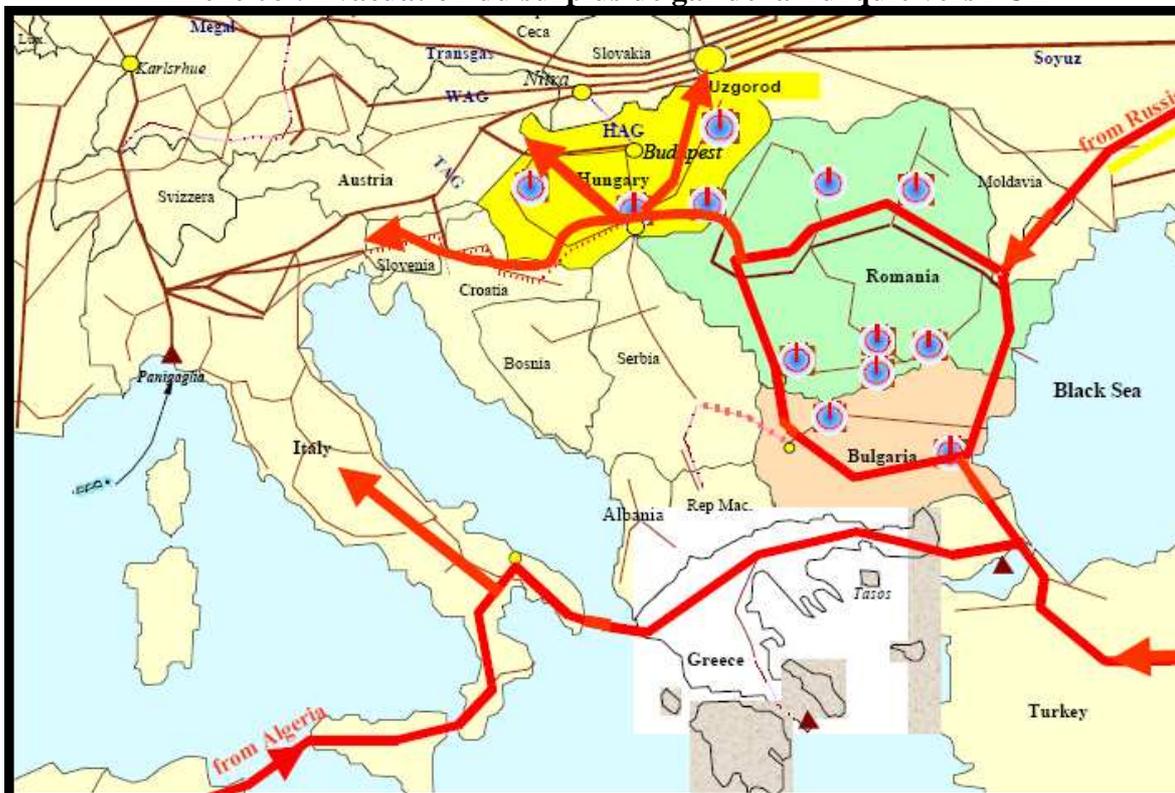
Source: ECDG TREN and OME

## Annexe 07 : Développements des couloirs d'évacuation de gaz vers l'UE

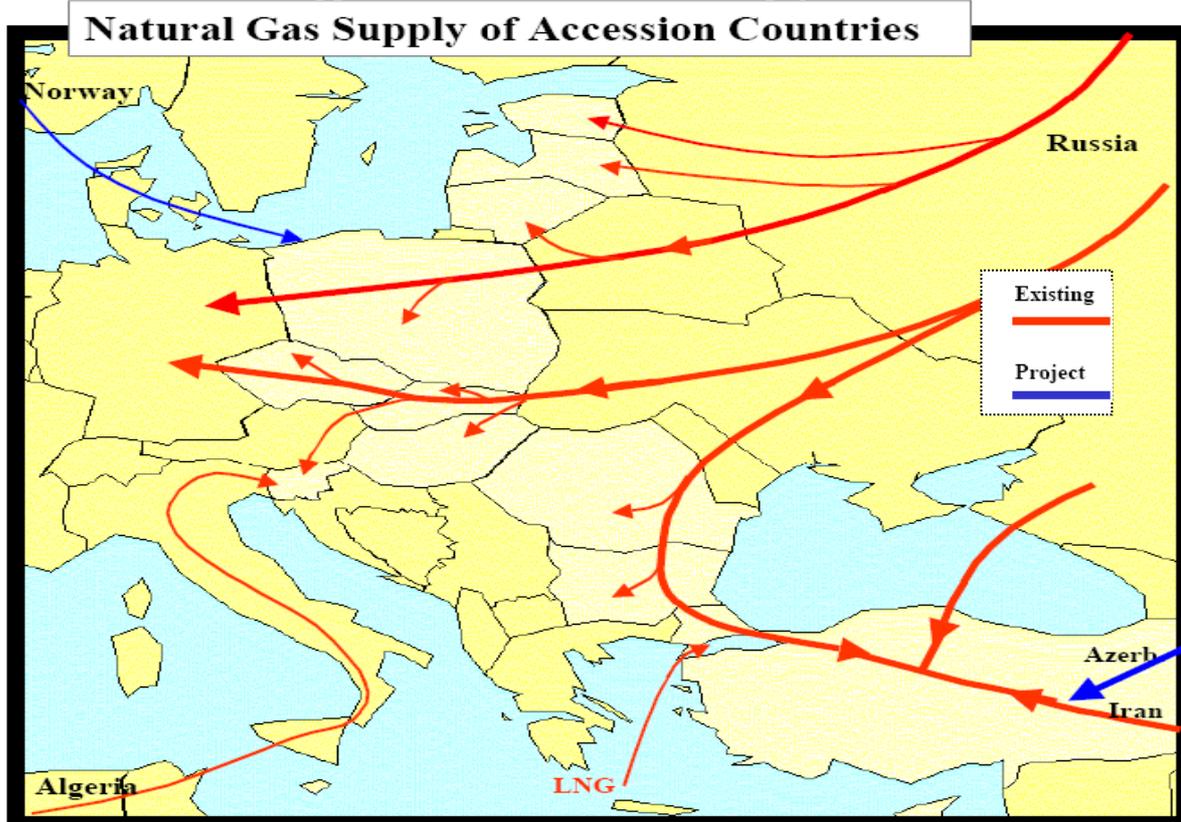


Source: ECDG TREN and OME

## Annexe 08 : Evacuation du surplus de gaz de la Turquie vers l'UE

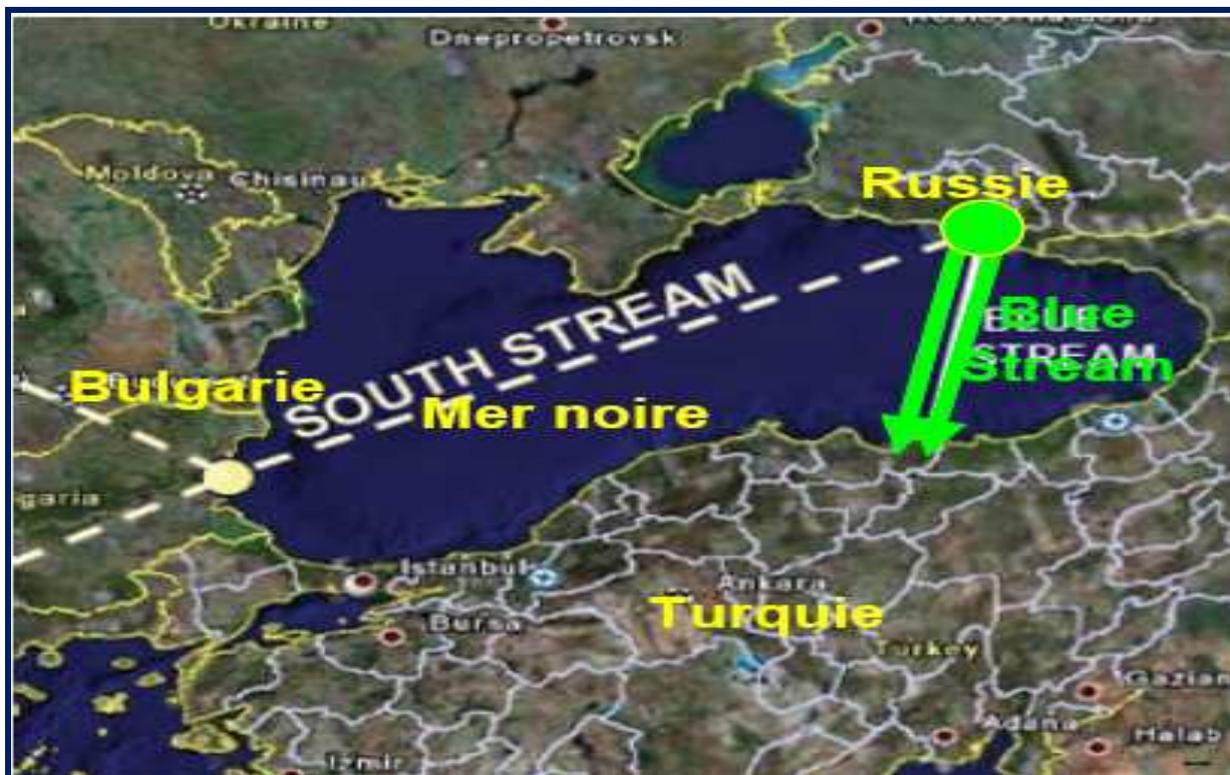


## Annexe 09 : Approvisionnement des nouveaux pays membres de l'UE

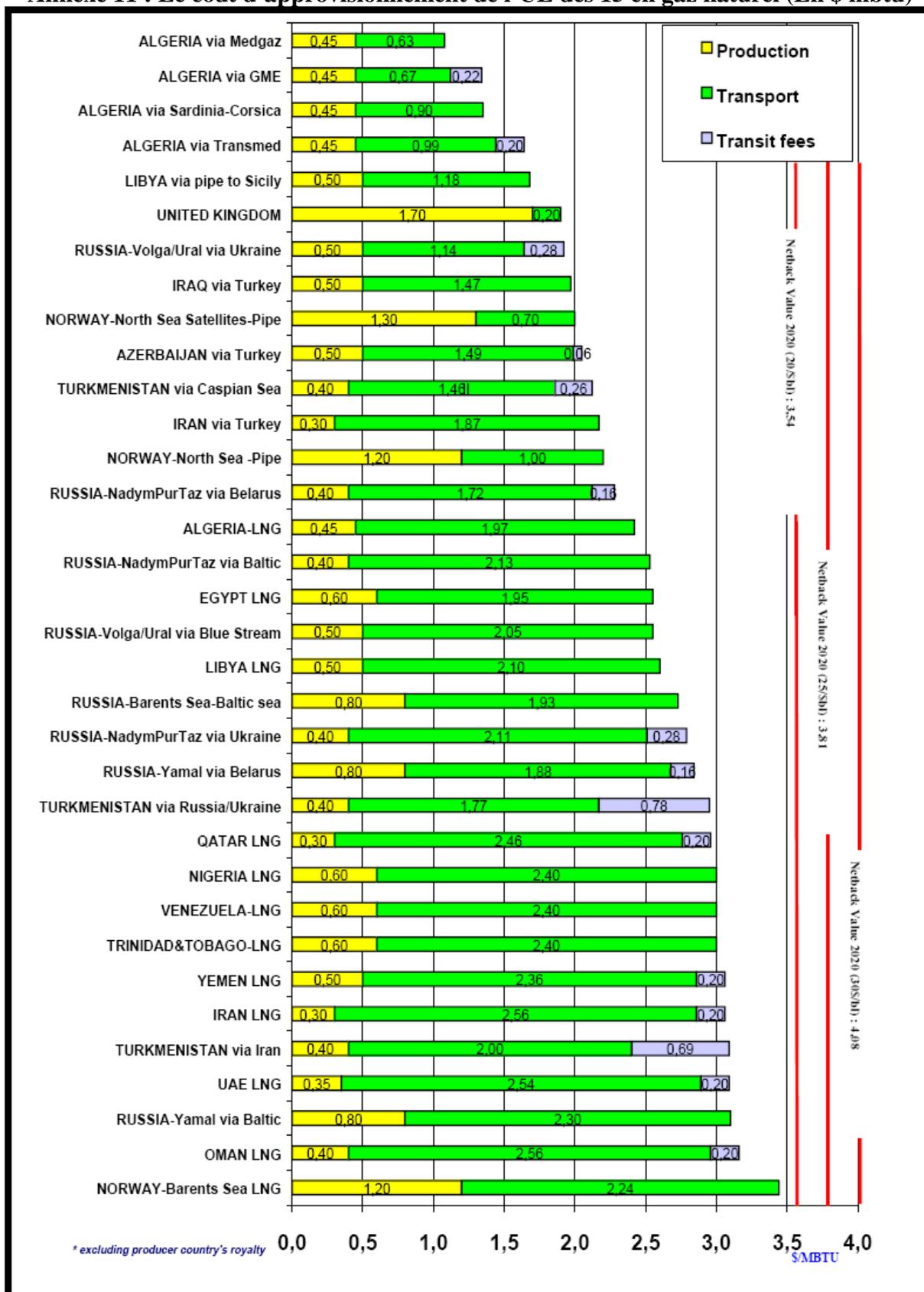


Source: OME

## Annexe 10 : Le Gazoduc Blue Stream

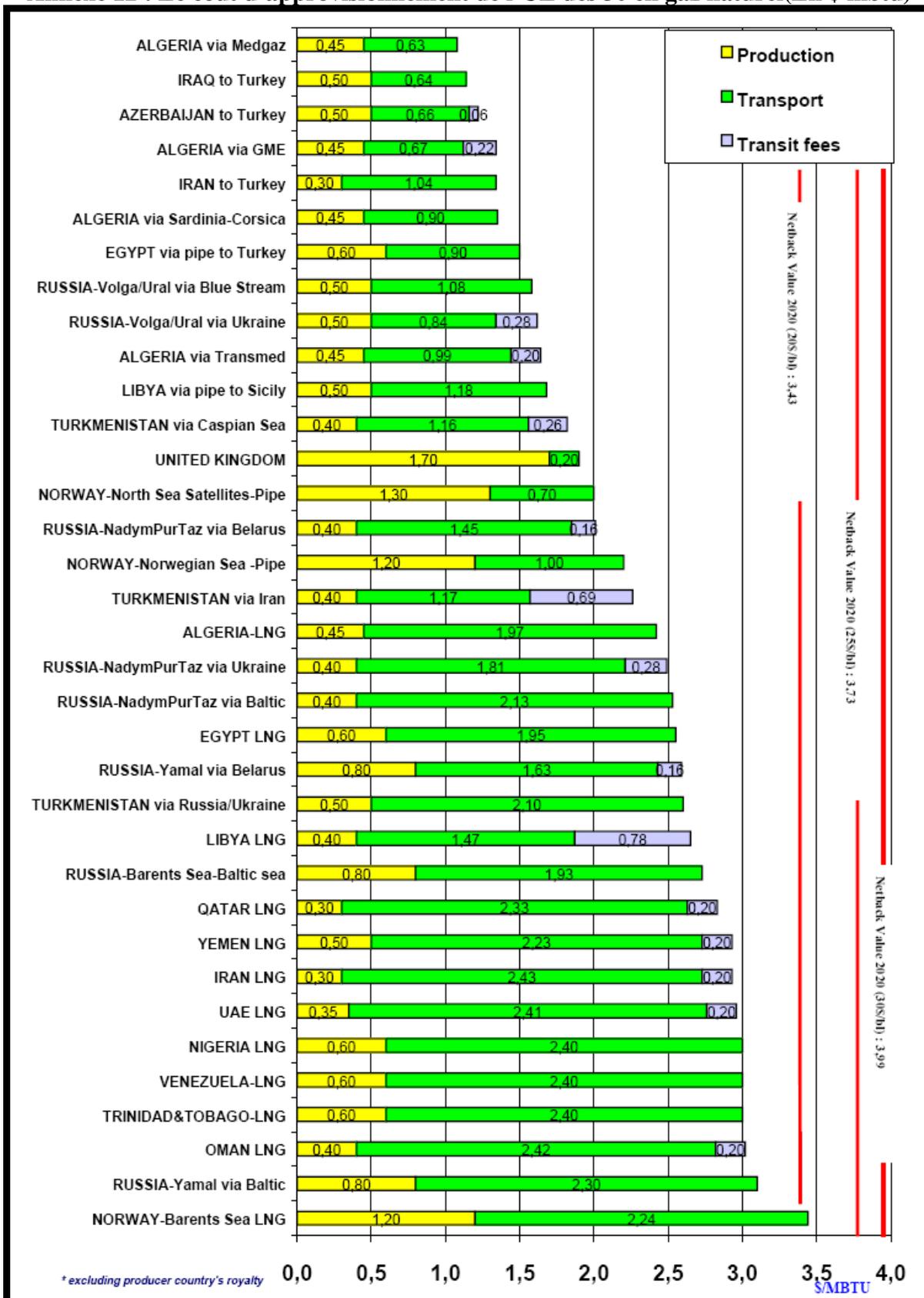


## Annexe 11 : Le coût d'approvisionnement de l'UE des 15 en gaz naturel (En \$ mbtu)



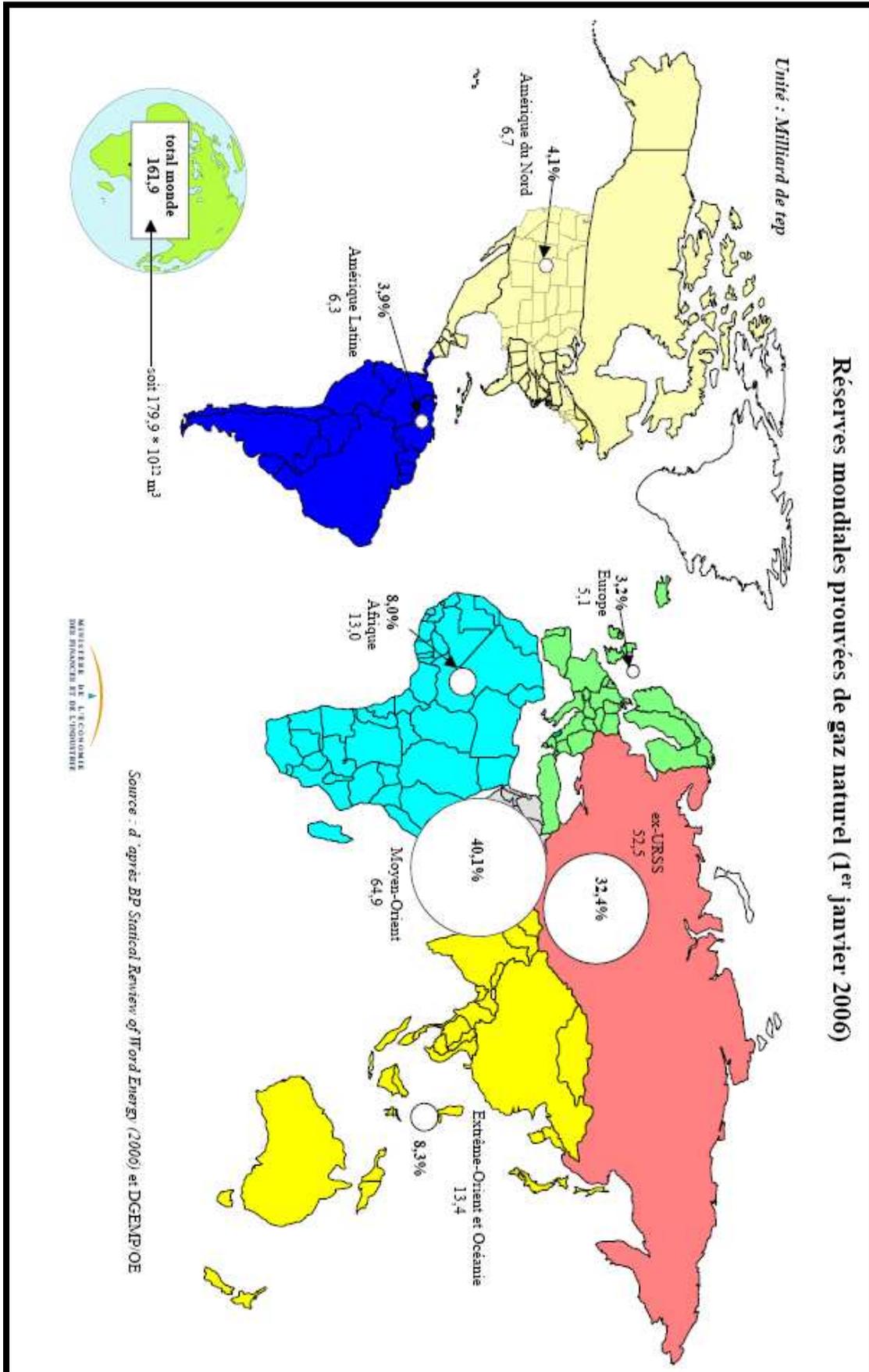
Source : OME

## Annexe 12 : Le coût d'approvisionnement de l'UE des 30 en gaz naturel (En \$ mbtu)



Source : OME

## Annexe 13



Annexe 14 : Le Gazoduc Nabucco



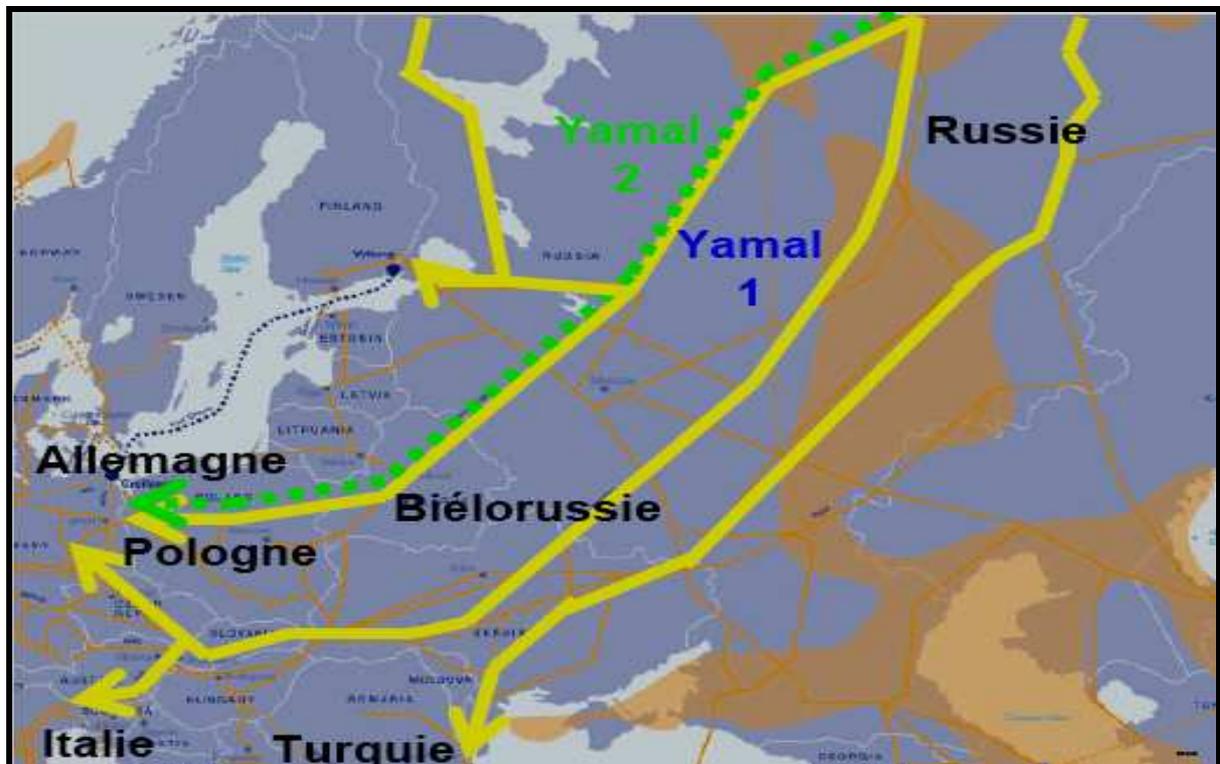
Annexe 15 : Le Gazoduc Nord Stream



Annexe 16 : Le Gazoduc South Stream



Annexe 17 : Le Gazoduc Yamal 2



## TABLE DES ILLUSTRATIONS

---

---

### *LISTE DES GRAPHIQUES*

<b>Graphique 1.1</b>	Les réserves prouvées de gaz naturel par région.....	16
<b>Graphique 1.2</b>	Prix du gaz naturel sur les marchés régionaux 1985-2000 (\$ BMbtu).....	29
<b>Graphique 2.1</b>	Consommation de gaz naturel de l'UE par pays en 2000 (Gm <sup>3</sup> ).....	39
<b>Graphique 2.2</b>	Répartition de la consommation réelle de gaz en Europe.....	41
<b>Graphique 2.3</b>	Répartition des approvisionnements de l'UE en 2000.....	43
<b>Graphique 3.1</b>	Croissance continue des échanges internationaux de gaz naturel (En Gm <sup>3</sup> )...74	
<b>Graphique 4.1</b>	Structure de la production primaire de Sonatrach en 2006.....	104
<b>Graphique 4.2</b>	Évolution de la structure de la production de gaz naturel.....	105
<b>Graphique 4.3</b>	Evolution de la production de gaz naturel liquéfié par complexe.....	105
<b>Graphique 4.4</b>	Exportation de gaz naturel en 2006.....	117
<b>Graphique 4.5</b>	Exportation de gaz naturel liquéfié algérien en 2006.....	118
<b>Graphique 5.1</b>	Part des clients du GEM.....	131
<b>Graphique 5.2</b>	Coût total des gazoducs vers l'Europe.....	147
<b>Graphique 5.3</b>	Les coûts du gaz rendu sur le marché italien en (\$mmbtu).....	149
<b>Graphique 5.4</b>	Les couts du gaz rendu sur le marché espagnol en (\$/mmbtu).....	151
<b>Graphique 6.1</b>	Le coût d'approvisionnement en gaz pour l'UE des 15 pour l'horizon 2010 (volumes supplémentaires).....	164
<b>Graphique 6.2</b>	Le coût d'approvisionnement en gaz pour l'UE des 15 pour l'horizon 2020 (volumes supplémentaires).....	165
<b>Graphique 6.3</b>	Le coût d'approvisionnement en gaz pour l'UE des 30 pour l'horizon 2010 (volumes supplémentaires).....	166
<b>Graphique 6.4</b>	Le coût d'approvisionnement en gaz pour l'UE des 30 pour l'horizon 2020 (volumes supplémentaires).....	167

### *LISTE DES CARTES*

<b>Carte 1.1</b>	Les réserves mondiales de gaz naturel (ressources ultimes).....	18
<b>Carte 2.1</b>	Le Réseau Européen de transport du Gaz Naturel.....	60
<b>Carte 3.1</b>	Les flux mondiaux de gaz naturel.....	72
<b>Carte 4.1</b>	Situation géographique des réserves gazières algérienne.....	102
<b>Carte 4.2</b>	Cartographie des routes d'exportations GN – GNL.....	121
<b>Carte 5.1</b>	Les Gazoducs Enrico Matte.....	130
<b>Carte 5.2</b>	Le Gazoduc « Pedro Duran Farrell » (GME).....	133
<b>Carte 5.3</b>	Le Gazoduc « Medgaz ».....	136
<b>Carte 5.4</b>	Le Gazoduc Algérie-Italie via Sardaigne « Galsi ».....	139
<b>Carte 5.5</b>	Le Gazoduc « TSGP ».....	141
<b>Carte 5.6</b>	Les corridors d'approvisionnement de l'Europe en gaz algérien.....	143
<b>Carte 5.7</b>	Proximité du réseau algérien des principaux marchés.....	145
<b>Carte 5.8</b>	Le réseau algérien de transport de gaz naturel.....	146

<b>Carte 6.1</b>	Le potentiel d'exportation de gaz naturel vers l'UE des 30 (en bcm).....	158
<b>Carte 6.2</b>	Le coût d'approvisionnement pour les nouvelles livraisons du Gaz à l'UE des 30 (2010-2020) en \$/ MBTU.....	168

### ***LISTE DES TABLEAUX***

<b>Tableau 2.1</b>	Consommation d'énergie primaire par énergie dans l'Union Européenne (en Mtep).....	40
<b>Tableau 2.2</b>	Part de capital des sociétés européennes de transport-distribution détenue par des pétrogaziers.....	48
<b>Tableau 4.1</b>	Consommation de la Clientèle en Gm <sup>3</sup> .....	114
<b>Tableau 4.2</b>	Contrats d'exportations gazières via le gazoduc « Enrico Mattei ».....	116
<b>Tableau 4.3</b>	Contrats d'exportations gazières via le gazoduc « Pedro Duran Farrell».....	117
<b>Tableau 4.4</b>	Contrats d'exportations de GNL algérien.....	119
<b>Tableau 4.5</b>	Destination des exportations de GN et de GNL algériens en 2006.....	120
<b>Tableau 5.1</b>	Données techniques du GEM.....	130
<b>Tableau 5.2</b>	Données techniques du GPDF.....	134
<b>Tableau 5.3</b>	Caractéristiques des gazoducs Algérie-Europe.....	145
<b>Tableau 5.4</b>	Les coûts du gaz rendu sur le marché italien en (\$mmbtu).....	149
<b>Tableau 5.5</b>	Les coûts du gaz rendu sur le marché espagnol en (\$/mmbtu).....	151
<b>Tableau 6.1</b>	Projection de la demande de gaz pour 2010 et 2020 en (bcm).....	155
<b>Tableau 6.2</b>	Croissance de la demande de gaz en Europe 1999-2010-2020 (en bcm).....	155
<b>Tableau 6.3</b>	Les exportations potentielles pour 2010 et 2020 en provenance de plusieurs sources pour l'UE des 15 (en bcm).....	156
<b>Tableau 6.4</b>	Les exportations potentielles pour 2010 et 2020 en provenance de plusieurs sources pour l'UE des 15 (en bcm).....	157
<b>Tableau 6.5</b>	Coûts des routes d'approvisionnement en gaz de l'Europe des 15.....	162
<b>Tableau 6.6</b>	Coûts des routes d'approvisionnement en gaz de l'Europe des 30.....	163

### ***LISTE DES FIGURES***

<b>Figure 3.1</b>	Le coût d'une chaîne GNL.....	71
<b>Figure 3.2</b>	Rôle de la distribution géographique dans la détermination du niveau de concurrence entre gazoducs.....	87
<b>Figure 3.3</b>	Schéma de la chaîne GNL.....	92
<b>Figure 4.1</b>	La consommation énergétique domestique.....	111
<b>Figure 4.2</b>	Évolution de la consommation du Gaz naturel.....	114

## TABLE DES MATIERES

---

---

<b>Introduction générale</b> .....	01
<b><u>CHAPITRE I</u> : Le gaz naturel dans le monde : caractéristiques physiques, économiques et géopolitiques</b> .....	06
Introduction.....	06
<b>1. les caractéristiques physiques du gaz naturel</b> .....	07
1.1 D'où vient le gaz naturel ?.....	07
1.1.1. La formation du gaz naturel.....	07
1.1.2. Prospection et extraction du gaz naturel.....	08
1.2. Propriétés du gaz naturel.....	09
1.2.1. Produit naturel avec un rendement élevé.....	09
1.2.2. Économique et facile d'emploi.....	10
1.3. Les réserves mondiales et leur répartition.....	11
1.3.1. Classification et terminologie des réserves gazières.....	11
1.3.2. Réserves prouvées : répartition et évolution géographique.....	12
1.3.3. Les ressources ultimes.....	16
1.3.4. Les ressources de gaz non conventionnel.....	18
<b>2. Les caractéristiques économiques du gaz naturel</b> .....	20
2.1. La demande mondiale de gaz naturel.....	20
2.1.1. Volume et répartition géographique des consommations.....	21
2.2. La régionalisation des marchés du gaz naturel versus marché mondial.....	22
2.2.1. Le marché Nord Américain.....	22
2.2.2. Le marché Asiatique.....	23
2.2.3. Le marché Européen.....	24
2.2.4. Vers un marché mondial.....	25
2.3. Les prix du gaz naturel.....	26
2.3.1. Indexation du prix du gaz sur celui du pétrole.....	26
2.3.2. Le principe du net-back.....	27
2.3.3. Absence d'un prix mondial de gaz naturel.....	28
<b>3. Les caractéristiques géopolitiques du gaz naturel</b> .....	29
3.1. Principes de géopolitique de l'énergie.....	30
3.2. La mécanique de l'approvisionnement gazier : rigide et régionalisée.....	31
3.3. La sécurité d'approvisionnement, et les particularités du secteur gazier.....	32
3.4. Géopolitique de la demande de gaz naturel.....	34
3.4.1. La politique américaine.....	34
3.4.2. Les politiques des pays asiatiques.....	35
3.4.3. La politique de l'Union Européenne.....	35

Conclusion du chapitre.....	36
-----------------------------	----

**CHAPITRE II : L'union européenne et le gaz naturel : les enjeux de la sécurité**

<b>d'approvisionnement.....</b>	<b>37</b>
Introduction.....	37
<b>1. Les spécificités de la zone européenne.....</b>	<b>38</b>
1.1. Un marché inégalement développé avec une croissance importante.....	38
1.1.1. Un marché inégalement développé.....	38
1.1.2. Une demande en continuelle croissance.....	39
1.2. Ressources internes abondantes et dépendance croissante aux importations.....	40
1.2.1. Des ressources accessibles abondantes.....	40
1.2.2. Une forte dépendance aux importations.....	41
<b>2. Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel du marché européen.....</b>	<b>44</b>
2.1. Caractéristiques du marché européen du gaz naturel.....	44
2.1.1. La concentration des acteurs.....	45
2.1.2. Une concurrence en quantités.....	45
2.2. La demande et l'offre de gaz naturel en Europe.....	46
2.2.1. La demande européenne de gaz naturel.....	46
2.2.2. L'offre européenne de gaz naturel.....	46
<b>3. Les modes d'approvisionnements du marché européen.....</b>	<b>48</b>
3.1. Les contrats de long terme.....	48
3.1.1. Caractéristiques des contrats de long terme.....	48
3.1.2. Importance du coût d'approvisionnement.....	49
3.2. Les marchés de court terme.....	50
3.2.1. Les Hubs européens.....	50
3.2.2. Le gas release.....	51
3.3. L'intégration au sein du marché du gaz européen et ses effets sur l'approvisionnement.....	52
3.3.1. L'intégration horizontale.....	52
3.3.2. L'intégration verticale.....	53
3.3.3. Effets de l'intégration sur l'approvisionnement.....	53
<b>4. L'ouverture du marché européen du gaz naturel.....</b>	<b>54</b>
4.1. La nouvelle organisation gazière européenne.....	55
4.1.1. Les gains à attendre de l'ouverture à la concurrence du marché communautaire du gaz naturel.....	55
4.1.2. Le dispositif de la directive 98/30/CE du 22 juin 1998.....	57
4.2. Le financement des infrastructures.....	58
4.2.1. Le développement du gaz naturel en Europe nécessite d'importants investissements.....	58
4.2.2. Vers un nouvel équilibre entre contrats de long terme et marché spot.....	59
4.2.3. Préserver la rentabilité des infrastructures de transport et de distribution.....	60

4.3. La garantie d'un accès non discriminatoire aux infrastructures.....	61
4.3.1. Définir une tarification non discriminatoire.....	62
4.3.2. Les nouveaux enjeux de l'accès au stockage.....	63
Conclusion du chapitre.....	64

### **CHAPITRE III : Les modes de transport du gaz naturel : gazoduc et méthanier**

(GNL).....	65
Introduction.....	65
<b>1. L'économie du gaz naturel est dominée par les coûts de transport.....</b>	<b>66</b>
1.1. Des coûts de transport élevés, des modes d'acheminement rigides et rendements d'échelle croissants.....	66
1.1.1. Des coûts de transport élevés, pour quoi ?.....	67
1.1.2. Des modes d'acheminement déterminés par les caractéristiques physiques du gaz naturel.....	68
1.1.3. Des coûts de transport élevés mais des rendements d'échelle croissants.....	69
1.2. Les échanges internationaux de gaz naturel et les coûts de transport.....	70
1.2.1. Développement et contraintes du commerce international du gaz naturel.....	72
1.2.2. Les échanges par gazoduc.....	74
1.2.3. Le commerce international du GNL.....	75
<b>2. Le transport de gaz naturel par gazoduc.....</b>	<b>77</b>
2.1. Les chaînes de transport par gazoduc : conception et constitution.....	77
2.1.1. Conception générale.....	77
2.1.2. Choix des matériaux.....	80
2.1.3. Stations de compression.....	81
2.2. Le transport par gazoduc : coûts, réseaux et concurrence.....	81
2.2.1. Le coût du transport par gazoduc.....	81
2.2.2. Les réseaux de gazoducs dans le monde.....	82
2.2.3. La concurrence entre gazoducs.....	84
<b>3. Le transport de gaz sous forme liquide (GNL) : coûts et contraintes.....</b>	<b>87</b>
3.1. Les chaînes de transport de GNL.....	87
3.1.1. La liquéfaction du gaz naturel.....	87
3.1.2. Les navires méthaniers.....	88
3.1.1.1. Les cuves auto porteuses.....	89
3.1.1.2. Les cuves intégrées à la coque du navire.....	89
3.1.3. Les réservoirs terrestres.....	90
3.1.4. Les installations de regazéification.....	90
3.2. Le gaz naturel liquéfié : un marché international en fort développement.....	92
3.2.1. Un marché en croissance.....	92
3.2.2. Trois marchés principaux.....	92
3.2.3. De nombreuses installations en service dans le monde.....	93

<b>4. Le financement d'un projet de transport de gaz naturel.....</b>	<b>93</b>
4.1. Les différents partenaires et le financement.....	94
4.2. Les montages financiers.....	95
4.3. La sensibilité des projets au mode de financement.....	97
Conclusion du chapitre.....	98

**CHAPITRE IV : Le secteur du gaz naturel en Algérie : caractéristiques et tendance....**99

Introduction .....	99
<b>1. Evaluation du secteur du gaz naturel en Algérie.....</b>	<b>100</b>
1.1. Caractéristiques de l'industrie du gaz naturel en Algérie.....	100
1.1.1. Présentation général et évaluation des réserves de gaz naturel en Algérie.....	100
1.1.2. La production et la demande de gaz naturel en Algérie.....	103
1.1.2.1. La production de gaz naturel.....	103
1.1.2.2. Une demande en continuelle croissance.....	105
1.2. Politique énergétique et modèle de consommation nationale.....	106
1.2.1. L'introduction du gaz naturel en Algérie.....	106
1.2.2. Politique énergétique algérienne et stratégie de développement de l'industrie gazière.....	107
1.2.3. Model national de consommation et bilan énergétique.....	109
1.2.4. Place du gaz naturel dans la consommation nationale.....	112
<b>2. Exportations de gaz naturel et tendances de la stratégie gazière algérienne.....</b>	<b>114</b>
2.1. Les exportations de gaz naturel algérien.....	114
2.1.1. Les exportations via le Gazoduc « Enrico Matte ».....	114
2.1.2. Les exportations via le Gazoduc « Pedro Duran Farrell ».....	115
2.1.3. Les exportations de gaz naturel liquéfié (GNL).....	117
2.2. L'évolution de la stratégie d'exportation gazière algérienne.....	118
2.2.1. Une stratégie de maximisation des exportations.....	121
2.2.2. Une stratégie de maximisation de la production.....	121
<b>3. L'Algérie face à la libéralisation du marché gazier européen.....</b>	<b>122</b>
3.1. Contraintes et opportunités pour les pays fournisseurs de l'UE.....	122
3.1.1. La modification des contractuelles.....	123
3.1.2. La nécessité d'accroître les opportunités des exportations algériennes face à la croissance prévisible de la concurrence.....	123
3.1.3. Les opportunités ouvertes par la libéralisation.....	124
3.2. Les réponses de Sonatrach à la libéralisation du marché européen de gaz.....	124
3.2.1. Maintenir un système de contrat à long terme « aménagé ».....	124
3.2.2. Multiplier les voies d'exportations et limiter la concurrence « Gaz-Gaz » algérien.....	125
Conclusion du chapitre.....	126

**CHAPITRE V : Les corridors d'approvisionnement de l'Europe en gaz algérien.....**127

Introduction.....	127
-------------------	-----

<b>1. Le marché européen de gaz et les routes d'exportation algériennes</b> .....	128
1.1. Le réseau de transport par gazoduc existant entre l'Algérie et l'Europe.....	128
1.1.1. Les gazoduc Algérie-Italie via la Tunisie « Enrico Mattei » (GEM).....	128
1.1.2. Le gazoduc Algérie-Espagne via le Maroc « Pedro Duran Farrell » (GPDF).....	131
1.2. Les nouvelles routes vers l'Europe.....	133
1.2.1. Le gazoduc direct Algérie-Espagne (MEDGAZ).....	133
1.2.2. Le gazoduc direct Algérie- Italie via Scissile (GALSI).....	138
1.2.3. Le gazoduc Nigeria Europe via l'Algérie et le Niger (TSGP).....	139
<b>2. Evaluation du réseau algérien de gazoducs</b> .....	142
2.1. Les atouts du réseau de gazoducs algérien dans l'approvisionnement de l'UE.....	142
2.1.1. La proximité géographique.....	143
2.1.2. La flexibilité et la fiabilité du réseau.....	144
2.1.3. Le niveau de la concurrence.....	145
2.2. Le gaz algérien dans les marchés espagnol et italien : analyse des coûts.....	147
2.2.1. Le marché Italien et les coûts d'approvisionnement du gaz naturel.....	147
2.2.2. Le marché espagnol et les coûts d'approvisionnement du gaz naturel.....	149
Conclusion du chapitre.....	151
<b><u>CHAPITRE VI</u> : Les options d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel</b> .....	152
Introduction.....	152
<b>1. Projections de la demande européenne de gaz naturel et exigences d'approvisionnement</b> .....	153
1.1. Perspectives de la demande européenne de gaz naturel .....	153
1.2. Les options d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel.....	154
1.2.1. Le potentiel d'approvisionnement pour l'UE des 15.....	154
1.2.2. Le potentiel d'approvisionnement pour l'UE des 30.....	155
<b>2. Exigences d'infrastructures et coûts d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel</b> .....	157
2.1. Exigences d'infrastructures.....	157
2.2. Les coûts d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel.....	160
2.2.1. Les coûts d'approvisionnement pour les pays de l'UE des 15.....	160
2.2.2. Les coûts d'approvisionnement pour les pays de l'UE des 30.....	162
<b>3. Disponibilité et coût du gaz pour l'Europe à l'Horizon 2010 et 2020</b> .....	163
3.1. Pour l'UE des 15 .....	164
3.2. Pour l'UE des 30.....	165
Conclusion du chapitre.....	168
<b>Conclusion Générale</b> .....	169
<b>Annexes</b> .....	172
<b>Bibliographie</b> .....	182
<b>Table des illustrations</b> .....	188
<b>Table des matières</b> .....	190

## Résumé

La problématique gazière internationale est la plus distinguée des questions de sécurisation des approvisionnements en énergie. Elle se caractérise par la rigidité des chaînes d'approvisionnement. L'UE subit le stress de la sécurité d'approvisionnement, elle est prisonnière des gazoducs russe, norvégiens et algériens. Cependant les pays producteurs subissent le stress de débouché, pour un gaz condamné par ses lourds investissements et sa localisation géographique. Dans ce paysage gazier international nous avons étudié l'importance des modes de transport du gaz dans l'approvisionnement des pays consommateurs, en général, et européens en particulier, en soulignant la position du réseau algérien dans l'approvisionnement de l'UE en gaz naturel.

**Mot clés :** gaz naturel, gazoducs, coût d'approvisionnement, sécurité d'approvisionnement, UE et Algérie.

## ملخص

تعتبر إشكالية الغاز الطبيعي العالمية من أهم قضايا تأمين التموين بالطاقة، و هذا نظرا لما تمثله من صعوبات في إنشاء سلاسل التموين و عدم توفر سوق عالمية للغاز الطبيعي. تمس أزمة تأمين التموين بالغاز بشدة الإتحاد الأوروبي الذي يبقى حبيس أنابيب نقل الغاز الروسية، الجزائرية والنرويجية. ولكن في نفس الوقت هذه الدول المنتجة للغاز تعيش قلق توفر مشتري للغاز تتحكم فيه تكاليف استخراج، تخزينه ونقله لمسافات مرطونية نظرا لبعدها للمستهلكين. في ظل هذه المعطيات العالمية حاولنا من خلال هذا البحث دراسة وسائل نقل الغاز الطبيعي إلى الدول المستهلكة عامة و إلى الإتحاد الأوروبي خاصة و حاولنا أيضا تحديد وضعية شبكة النقل بالأنابيب الجزائرية من ضمن كل الشبكات التي تمون الإتحاد الأوروبي بالغاز الطبيعي.

**مصطلحات أساسية :** غاز طبيعي، تكلفة التموين، تأمين التموين، الإتحاد الأوروبي، الجزائر.

## Abstract

The gas issue is the most international issue distinguished security of energy supplies. It's characterized by the rigidity of supply chain. The EU is exposed to stress security of supply; it is trapped Russian, Norwegian and Algerian pipelines. However, producing countries are affected by the stress outlet for a gas condemned by its heavy investment and its geographical location.

In this landscape international gas, we studied the importance of modes of transport gas supply to consumer countries in general and Europeans in particular, underlining the position of the Algerian network in the supply of the EU gas natural.

**Key words:** Natural gas, supply chain, security of supply, EU, Algerian pipelines, costs supply.