

**Université Paris 13 – Villetaneuse
U.F.R de Sciences Economiques
Centre d'économie de l'Université Paris-Nord (CEPN)**

N° attribué par la bibliothèque

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

THÈSE
Pour obtenir le grade de Docteur de l'Université Paris 13

Discipline: Économie

**La libéralisation du marché du gaz naturel en Europe et ses répercussions
en amont. Le cas de l'Algérie.**

Présentée et soutenue publiquement par

Yanis AINAS

Le 27 Novembre 2013

Directeur de thèse :

Saïd SOUAM, Professeur, Université Paris Ouest Nanterre La Défense

Membres du Jury

**Philippe Barbet
Fatiha Talahite (rapporteur)**

Professeur, Université Paris 13.
Chargée de recherche au CNRS,
HDR équipe GTM du Cresppa,
UMR 7217 CNRS/Université Paris 8

**Patrice Geoffron (rapporteur)
Saïd Souam (directeur de thèse)**

Professeur, Université Paris Dauphine.
Professeur, Université Paris Ouest
Nanterre La Défense.

Damien Besancenot

Professeur, Université Paris 13.

L'université Paris 13 n'entend donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans cette thèse : ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur.

REMERCIEMENTS

Mes remerciements vont d'abord à M. Saïd SOUAM, mon directeur de thèse, pour la confiance qu'il m'a accordée en acceptant de diriger ce travail doctoral, pour son aide très précieuse et pour toutes les heures qu'il a consacrées à diriger cette recherche. J'aimerais également lui dire à quel point j'ai apprécié sa bienveillance, ses multiples conseils, sa grande disponibilité et son respect sans faille des délais serrés de relecture des documents que je lui ai adressés. Enfin, j'ai été extrêmement sensible à ses qualités humaines d'écoute et de compréhension tout au long de ce travail.

Je remercie Mme Fatiha TALAHITE et M. Patrice GEOFFRON pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'être rapporteurs de ma thèse. Je remercie également MM. Philippe BARBET et Damien BESANCENOT pour avoir accepté de faire partie du jury de ma thèse.

Mes remerciements vont bien sûr à mes chers parents qui tiennent une place immense dans mon cœur. Zaher et Hania, vous avez toujours cru en moi et à aucun moment vous n'avez cessé de me motiver. Cette thèse est le témoin de mon amour et une preuve de reconnaissance envers vos efforts depuis mon jeune âge.

Mes remerciements vont aussi à mon épouse, Soussene BOUDAA, sans laquelle cette thèse n'aurait jamais vu le jour, pour sa patience, encouragements et la pertinence de ses remarques.

Je remercie mes frères, Belkacem et adel qui m'ont toujours encouragé et soutenu inconditionnellement.

Je remercie également Kader BENKADER et Ahmed HAMMADACHE qui n'ont jamais cessé de m'aider et encourager tout au long de mon parcours.

Je remercie sincèrement ceux qui m'ont aidé, de près comme de loin, dans mon travail :, Christopher LANTENOIS, Nabil AFLOUK, Vincent DUWICQUET, Djamel SAADAOUI, Ramzi HADJI,....

Enfin, j'aimerais également remercier mes collègues et amis pour leur soutien.

SOMMAIRE

SOMMAIRE

INTRODUCTION	06
CHAPITRE 1	14
LE MARCHE DU GAZ NATUREL EN EUROPE	14
1. Le gaz naturel dans le monde	16
2. La demande européenne de gaz	21
3. L’approvisionnement des marchés.....	29
4. Échanges internationaux de gaz naturel	36
5. Les fournisseurs actuels et potentiels de l’Union Européenne.....	43
Conclusion.....	47
CHAPITRE 2	48
LES DIRECTIVES GAZ DE L’UNION EUROPEENNE	48
1. La libéralisation du secteur gazier dans l’Union Européenne.....	50
2. La directive 98/30/CE et sa transposition dans les droits nationaux.....	55
3. Les autres directives gaz	69
4. La libéralisation du secteur gazier : obstacles, impacts et perspectives.....	78
Conclusion.....	90
CHAPITRE 3	92
PRIX DU GAZ NATUREL SUR UN MARCHE LIBERALISE	92
1. Coûts techniques et notion de rente de la filière gaz.....	94
2. Analyse économique des contrats à long terme et des marchés spot	98
3. Les mécanismes de formation des prix du gaz et son indexation en Europe	105
4. La modélisation des prix du gaz : une rapide revue de littérature.....	110
5. Un modèle vectoriel à correction d’erreur des prix du gaz en Europe.....	113
6. Analyse prospective	123

7. Perspectives pour les exportations algériennes vers l'Europe à l'horizon 2030	126
Conclusion.....	128
CHAPITRE 4.....	131
LES STRATEGIES DES ACTEURS DU MARCHE GAZIER EUROPEEN.....	131
1. La stratégie d'entreprise	133
2. Un approvisionnement dominé par les pétroliers et les compagnies nationales des pays exportateurs	139
3. Réorganisation dans l'aval gazier et apparition de nouveaux acteurs.....	147
4. L'organisation industrielle du marché gazier de demain	151
5. Étude comparative entre Gazprom, Sonatrach et Statoil.....	153
Conclusion.....	162
CHAPITRE 5.....	163
LES PERSPECTIVES POUR L'ALGERIE DANS UN MARCHE GAZIER MONDIALISE.....	163
1. Le cadre juridique et institutionnel relatif au secteur des hydrocarbures.....	166
2. L'industrie gazière algérienne	172
3. Valorisation du gaz et partenariats	184
4. Le gaz algérien : stratégies et approches	190
Conclusion.....	200
CONCLUSION GENERALE	202
BIBLIOGRAPHIE	210
LISTE DES TABLEAUX	217
LISTE DES FIGURES.....	219
TABLE DES MATIERES	220

INTRODUCTION

INTRODUCTION

La consommation de gaz naturel des pays de l'Union Européenne (UE) n'a cessé de croître depuis ces deux dernières décennies. L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) prévoit même une croissance de 3% par an d'ici 2020. Cet engouement pour le gaz peut s'expliquer par la découverte d'importants gisements, les chocs pétroliers qui ont incité à la substitution du gaz au pétrole, sans oublier ses caractéristiques environnementales qui en font une énergie propre. Le gaz constitue également la principale alternative au nucléaire pour un nombre important de pays. Il est de ce fait considéré comme une énergie de premier plan en Europe.

Avec l'arrivée à maturité de l'industrie gazière en Europe, son organisation traditionnelle, dominée par des monopoles intégrés et des contrats de long terme, est de plus en plus critiquée. Partant du constat que la concurrence peut améliorer à la fois la sécurité des approvisionnements, la compétitivité de l'industrie européenne, la qualité des services et la réduction des coûts d'accès à l'énergie, les États membres de l'UE ont décidé de libéraliser les marchés du gaz en adoptant une série de trois directives entre 1998 et 2009. Ces directives marquent l'intégration à la politique de concurrence de secteurs d'activités qui ont longtemps relevé de la compétence des États en raison de leur caractère stratégique.

La première directive 98/30/CE s'inscrit dans la lignée du mouvement de libéralisation qui a touché la plupart des anciennes industries de réseau, le plus souvent sous monopole de l'État, et avait pour objectifs de :

- créer un marché unique du gaz naturel en Europe, un marché intégré, compétitif et régulé à l'échelle de l'UE ;
- accroître la compétitivité des entreprises européennes du secteur de l'énergie face à leurs concurrents internationaux grâce au libre fonctionnement du marché ;
- améliorer l'efficacité globale de l'organisation gazière européenne et garantir aux consommateurs individuels et industriels la liberté de choix de leur fournisseur.

À plus long terme, la mise en place d'une concurrence vise à permettre l'émergence d'un véritable prix de marché du gaz, résultant de la confrontation entre l'offre et la demande.

Néanmoins, une telle évolution nécessite le développement de hubs gaziers, sur lesquels s'échangent des volumes de gaz suffisants entre différents opérateurs de manière transparente et fluide, et sur lesquels émergent des prix de référence. Tel est le cas du Henry Hub aux États-Unis.

Le 26 juin 2003, le Parlement Européen et le Conseil ont adopté la directive 2003/55/CE qui abroge la directive 98/30/CE et qui comporte de nouvelles mesures destinées à :

- accélérer les dates d'ouverture légale et complète des marchés du gaz au 1^{er} juillet 2004 pour tous les clients industriels et au 1^{er} juillet 2007 pour les ménages ;
- renforcer les obligations de séparation comptable, l'indépendance de la gestion des réseaux de transport des autres branches d'activité du secteur, et les compétences des autorités de régulation, notamment en matière de contrôle du niveau de transparence et de concurrence sur le marché ;
- donner la possibilité pour les États membres d'imposer aux entreprises opérant dans le secteur gazier des obligations de service public, transparentes et non discriminatoires, pouvant porter sur la sécurité des infrastructures, l'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement.

Toutes les entreprises qui fonctionnaient auparavant selon un schéma classique de monopole complètement intégré (production, transport et distribution), se retrouvent actuellement dans un schéma totalement dérégulé et dé-intégré. Dans ce dernier cas, la concurrence est un facteur cible pour les producteurs et les fournisseurs. Ce qui engendre un prix de marché qui pourrait changer selon les stratégies industrielles et le niveau de l'offre et la demande. Seul le transport reste encore sous monopole avec toutefois la mise en place de l'ATR (accès des tiers au réseau) à l'instar de ce qui se passe dans d'autres secteurs dérégulés (agriculture, services postaux, etc.).

Le Parlement Européen a adopté en 2009 une troisième directive 2009/C6-0021/CE qui complète et renforce la directive 2003 et qui vise à :

- durcir les obligations en matière de séparation des réseaux ;
- préciser les rôles et les responsabilités des régulateurs nationaux ;

- assurer une très grande transparence dans le fonctionnement des marchés et création d'une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

Le processus mis en œuvre est relativement complexe et ce pour plusieurs raisons. Tout d'abord, le gaz est une énergie de réseau. Il doit être acheminé jusqu'au consommateur par des canalisations sur lesquelles les rendements d'échelles sont croissants, et l'efficacité du système repose sur la qualité de la coordination des différentes activités (de la production à la commercialisation). Ensuite, la libéralisation ne doit pas fragiliser la politique énergétique européenne dont les objectifs sont de réduire sa dépendance énergétique, garantir la sécurité de ses approvisionnements, et protéger l'environnement. De plus, les États membres se sont accordés sur le principe de non-démantèlement des opérateurs historiques qui conservent la gestion des infrastructures et restent autorisés à commercialiser du gaz.

Face à ces contraintes, le but de la nouvelle réglementation consiste à promouvoir la concurrence sur les activités où les barrières à la mobilité sont les plus basses, c'est-à-dire le négoce et les services, tout en maintenant des monopoles sur la gestion des infrastructures de transport. La directive apparaît de ce fait comme un compromis qui se contente de tracer les contours de l'introduction de la concurrence. Elle fixe des règles communes tout en laissant aux États une certaine liberté. En effet, la concurrence seule peut s'avérer néfaste si elle est mal contrôlée. La tâche délicate des autorités européennes sur la voie de l'intégration a, de ce fait, consisté à faire converger les législations nationales, non seulement au niveau de l'ouverture des marchés, mais aussi au niveau de leur réglementation.

Plusieurs questions restent toutefois en suspens et n'ont reçu que des réponses partielles. Il s'agit notamment de la problématique de l'investissement dans un contexte libéralisé, de la forme optimale de réguler le secteur et de l'avenir du service public.

La problématique générale du gaz naturel dans l'UE tourne autour de sa dépendance aux importations en énergie fossile qui ne cesse de croître. Pour les trente prochaines années, cette dépendance risque ainsi de passer de 50% à 70% (DG TREN, 2002). Les problèmes d'environnement (pollution, changement climatique) et la problématique de la fluctuation amplifiée des prix du pétrole renforcent l'idée du partage des risques par la création du marché unique interconnecté en matière de gaz et d'électricité. Quel est alors l'avenir de la concurrence en Europe dans le domaine du gaz naturel ?

Actuellement, la fluidité des marchés est faible, rendant difficile la mise en œuvre de la concurrence. La problématique propre au gaz réside dans le fait que la concurrence soit relativement faible à la production, le transport contraint par les distances et les infrastructures existantes, et enfin que la consommation de gaz naturel dépend en partie de la concurrence inter-énergétique, le gaz n'ayant pas de marché captif comme le pétrole, sans oublier l'interconnexion des réseaux qui est limitée par les investissements en infrastructures, coûteux et longs à réaliser.

Pour résumer, il existe un décalage entre objectifs et résultats, et cela peut être expliqué par :

- La difficulté à mettre en place une régulation du secteur gazier car avec l'ouverture, l'organisation du secteur s'en trouve bouleversée.
- L'avenir du service public, à savoir comment préciser les règles et les moyens pour leur mise en œuvre, et organiser leur financement dans un climat caractérisé par une concurrence accrue.
- La sécurité des approvisionnements et de l'investissement : quelle instance doit veiller à atteindre cet objectif si les marchés ne fournissent pas de bons signaux ?
- Une hausse significative du prix du gaz pour les consommateurs et qui peut être justifiée aux dires de certains experts par la croissance des charges du service public et l'augmentation du prix du pétrole (Chevalier et Rapin, 2004).

Un certain nombre de modèles ont analysé la structure du marché européen du gaz naturel. L'analyse la plus complète à ce jour est sans conteste celle de Holz *et al.* (2008) à travers le modèle GASMOD. Il s'agit fondamentalement d'une analyse théorique d'économie industrielle dont le but essentiel est de proposer une représentation du marché du gaz naturel en Europe. Après avoir analysé différents scénarii, les auteurs concluent que le marché du gaz naturel est plus conforme à une concurrence de type Cournot (concurrence en quantités).

De par la place qu'elle occupe à l'échelle mondiale (5^{ème} exportateur de gaz naturel et 2^{ème} exportateur de GNL), l'Algérie est le premier pays producteur et exportateur de pétrole et de gaz naturel à l'échelle de la Méditerranée où elle détient ainsi une place privilégiée. Elle figure parmi les trois principaux fournisseurs de gaz à l'Europe, avec la Russie et la Norvège. Actuellement plus de 95% des exportations algériennes de gaz sont destinées à l'Europe.

L'Algérie joue un rôle important, par le biais de la Sonatrach, dans l'approvisionnement en gaz de l'Europe en consentant des investissements considérables, en respectant ses engagements depuis le début des exportations vers l'Europe en 1964.

Le nouvel environnement réglementaire mis en place par la Commission Européenne, tel que prévu dans les directives gaz de 1998, 2003 et 2009, risque de menacer la stabilité des transactions commerciales. En effet, ce processus de dérégulation a remis en cause les fondements sur lesquels s'étaient construits les marchés gaziers européens et leurs relations avec les pays producteurs. L'émergence d'une ère de concurrence accrue met les pays producteurs de gaz et les pays européens face à un grand nombre de défis.

Rappelons en effet que le développement des relations gazières entre par exemple l'Algérie et l'Europe n'a été rendu possible que grâce à des accords de long terme équitables, donnant des avantages équilibrés à toutes les parties intervenant tout au long de la chaîne gazière, du champ de production jusqu'au consommateur final. Les dispositions contractuelles originelles permettaient d'une part au fournisseur de se protéger contre les risques financiers associés à la rigidité de la chaîne gazière et d'autre part à l'importateur de s'assurer un approvisionnement fiable en gaz naturel sur le long terme à des prix compétitifs vis-à-vis des autres formes d'énergie.

Plusieurs questions importantes d'un point de vue pratique n'ont pas reçu, pour le moment, de réponse satisfaisante. La première a trait aux types de contrats à établir entre clients et fournisseurs. La deuxième est relative à la tarification et à l'indexation des prix du gaz sur ceux du pétrole. Des réponses apportées à ces questions découleront la stratégie que devrait adopter Sonatrach pour maintenir ses parts de marchés et les moyens qu'elle devrait mettre en œuvre dans cette optique. Par exemple, Sonatrach doit-elle se contenter d'être uniquement fournisseur pour les pays européens ou bien intervenir sur les autres maillons de la chaîne, par exemple le marché aval ? Serait-il plus avantageux, pour Sonatrach, de vendre directement aux gros consommateurs sans passer par des intermédiaires ou devrait-elle cibler à la fois les gros consommateurs et les clients finals, à travers les compagnies nationales comme GDF en France ou ENI en Italie ?

L'assouplissement des clauses dans les contrats de long terme permet certes une meilleure adéquation au marché mais il peut également être à l'origine d'incertitudes qui pourraient peser sur la sécurité d'approvisionnement en gaz tant en matière de quantités que de prix. En effet, cette ouverture s'est faite avec l'instauration de marchés spot dont la volatilité des prix

est plus élevée que celle des contrats à long terme. Ce qui oblige les opérateurs à se couvrir avec des produits financiers dérivés (forwards, swaps, futures, options,...). Notons toutefois que l'ouverture du marché à la concurrence peut être tout à fait compatible avec les contrats de long terme si le régulateur impose du *gas release* (rétrocession d'une partie du gaz importé et vendu aux enchères sur le marché). Cependant, l'UE lie fermement la sécurité des approvisionnements avec un marché fortement concurrentiel. Elle considère que les contrats de long terme constituent des barrières pour les nouveaux entrants face à l'opérateur historique en empêchant ainsi le développement du marché spot. Le maillage croissant du réseau européen en gazoducs vise à réduire l'intérêt des contrats de long terme. De plus, le maintien de l'indexation des prix du gaz sur ceux du pétrole favorise le renchérissement des deux énergies (gaz et pétrole) et empêche le développement du marché spot. Du point de vue européen, il n'y a aucune raison de lier le prix du gaz à l'épuisement plus rapide du brut, du moment que le prix du pétrole est plus sensible aux aléas géopolitiques que le prix du gaz.

Un autre aspect de la donne qui pourrait amoindrir la marge de manœuvre de la Sonatrach réside dans le fait que l'approfondissement de la réforme libérale en Europe ne permettra plus à une entreprise unique, privée ou publique, d'être à la fois propriétaire du réseau de transport et mener des activités de production ou de distribution d'énergie. Ceci constitue une sérieuse barrière pour Sonatrach si elle souhaite investir directement dans le marché européen, à l'instar de Gazprom.

Enfin, un dernier point est en défaveur des pays fournisseurs de gaz. L'Algérie permet l'arrivée du produit européen directement au consommateur, sans restriction ni obligation de passage par un intermédiaire, alors que l'Europe n'applique aucune réciprocité à l'égard des exportations algériennes. Il n'y a donc aucune réciprocité dans le principe car cette situation, n'est en fin de compte qu'au seul avantage de l'UE. Toutefois, l'Algérie pourrait avoir un pouvoir de négociation plus important si une volonté politique et surtout si une véritable réflexion est menée sur le long terme. La crise récurrente entre la Russie et l'Ukraine montre en effet que la position de l'UE n'est pas toujours facile et la Russie a jusqu'à maintenant toujours réussi à imposer ses conditions.

Notre thèse se structure autour de cinq chapitres.

Le chapitre 1 de la thèse introduit les principales caractéristiques du marché européen du gaz naturel et met plus particulièrement l'accent sur sa dépendance énergétique. Plus précisément,

il analyse la structure du marché européen du gaz tant du côté de la demande (déterminants, évolution actuelle et perspectives de développement) que de l'offre (réserves, fournisseurs traditionnels et potentiels de l'UE tels que : l'Algérie, la Russie, la Norvège et le Qatar). Il s'agit d'analyser l'organisation en place en termes d'acteurs, de fournisseurs, d'infrastructures de production et de transport existantes et futures. Ce chapitre descriptif vise aussi à identifier les déterminants fondamentaux d'évolution du marché gazier européen. Enfin, nous tentons de dresser un portrait aussi fidèle que possible de la scène gazière européenne à la veille de la dérégulation de ce secteur stratégique.

Le chapitre 2 de la thèse traite en profondeur les directives gaz de la Commission Européenne. Il s'agit plus particulièrement dans un premier temps d'analyser les motivations de ces directives ainsi que les caractéristiques du système de l'acheteur unique et de l'accès des tiers au réseau. Dans un second temps, nous décrivons et discutons les différentes étapes de la libéralisation en Europe (1998, 2003 et 2009), leur mise en œuvre, leurs principaux traits et enfin la nouvelle organisation du marché qui en découle. Par la suite, nous analysons les expériences pratiques (incluant les contraintes initiales et les résultats obtenus) de libéralisation des marchés gaziers aux États-Unis et en Angleterre, ainsi que leurs impacts sur les pays importateurs et exportateurs. Nous mettons l'accent essentiellement sur les implications de cette libéralisation sur les pays exportateurs et ses dangers. De même, nous tentons d'analyser plusieurs points importants : coûts de la dérégulation, remise en cause des subventions croisées, stratégie d'approvisionnement futur, etc.

Dans le chapitre 3, une analyse des déterminants du prix du gaz sur un marché ouvert permet de mieux cerner les variables qui affectent les évolutions du prix du gaz. Ainsi, nous analysons de manière détaillée les différents types de contrats ainsi que leurs caractéristiques. Ce chapitre est organisé comme suit. Une première section présente les différents coûts intermédiaires formant le coût du gaz. La section 2 s'intéresse plus particulièrement aux différents types de contrats d'échange du gaz naturel. Dans la section 3, nous analysons les mécanismes de formation des prix du gaz et son indexation en Europe. La section 4 propose une brève revue de littérature relative à la modélisation des prix du gaz. La section 5 présente notre contribution qui a trait à la modélisation des prix du gaz en Europe à l'aide de Modèles Vectoriels à Correction d'Erreur (VECM), grâce à cette méthode, nous avons pu analyser comment sont formés les prix du gaz, et quelles sont les variables qui les déterminent. La

section 6 est consacrée à la détermination, grâce à une analyse prospective, de l'évolution du prix du gaz en Europe et sa dépendance gazière. Enfin, la dernière section traite des perspectives algériennes en matière d'exportations de gaz naturel vers l'Europe à l'horizon 2030.

Le chapitre 4 est consacré à la stratégie des différents acteurs du marché, à la réorganisation dans l'aval gazier et à l'apparition de nouveaux acteurs. Nous définissons, dans un premier temps, la stratégie d'entreprise et ses différentes orientations stratégiques. Dans un deuxième temps, nous décrivons les différents acteurs présents sur le marché européen du gaz, leurs objectifs et contraintes, l'organisation de la chaîne gazière avant la libéralisation et son évolution future. Nous élaborons, dans un dernier temps, une étude comparative, en utilisant la méthode des paramètres de création de la valeur économique, entre les principaux fournisseurs historiques du gaz naturel en Europe (Gazprom, Sonatrach et Statoil).

Le cinquième et dernier chapitre est consacré à l'Algérie. Nous examinons l'évolution du cadre institutionnel régissant le secteur des hydrocarbures en Algérie, l'évolution de son potentiel gazier ainsi que la valorisation de cette ressource. Nous discutons de manière détaillée comment ce pays, à travers sa compagnie pétrolière nationale la Sonatrach, est affecté par la libéralisation du marché gazier en Europe. De même, nous analysons la stratégie que la Sonatrach a mis en œuvre pour contrecarrer les effets négatifs d'une telle évolution (mise en place de partenariats commerciaux, accord stratégique avec Gazprom, négociation du prix du gaz exporté à travers le gazoduc Maghreb-Europe (GME)). Nous terminons par l'examen des problématiques actuelles et futures de la valorisation du gaz algérien.

CHAPITRE 1

LE MARCHÉ DU GAZ

NATUREL EN EUROPE

CHAPITRE 1

LE MARCHE DU GAZ NATUREL EN EUROPE

Le gaz naturel s'est imposé comme une grande source d'énergie primaire. Il est devenu une source d'énergie polyvalente qui a pénétré pratiquement tous les secteurs économiques (industrie, génération de l'électricité et résidentiel). De plus, les dernières décennies ont connu une croissance très soutenue de la consommation de gaz. Il représente environ un quart de la consommation mondiale d'énergie commercialisée, avec la perspective d'une consommation future de plus en plus importante (AIE, 2008).

Cette évolution est principalement due à l'élargissement de son utilisation pour la production de l'électricité, mais aussi à l'action des grandes compagnies pétrolières à la recherche de diversification post pétrole. Cette expansion spectaculaire dans les bilans énergétiques s'est faite aux dépens du pétrole et du nucléaire (dans les centrales électriques) et du charbon (dans la production de chaleur). Compte tenu de l'épuisement des ressources pétrolières facilement accessibles, le gaz naturel joue un rôle de plus en plus important sur la scène énergétique mondiale.

Toutefois, les gisements de gaz naturel ont eux-mêmes une durée de vie limitée et leur épuisement progressif sera générateur de tensions sur les marchés. En outre, le commerce international du gaz naturel, qui se fait par des liens fixes (les gazoducs) ou à haute intensité capitalistique (liquéfaction – regazéification), est créateur de fortes dépendances mutuelles entre les producteurs et les consommateurs. L'exemple typique de cette situation est celui de l'Europe, en tant que grand consommateur, vis-à-vis de quelques exportateurs vers son marché tels que la Russie et l'Algérie.

Dans ce premier chapitre de la thèse, nous décrivons les principales caractéristiques du marché européen du gaz naturel et sa dépendance énergétique. Plus précisément, nous analysons la structure du marché européen du gaz tant du côté de la demande (déterminants, évolution actuelle et perspectives de développement) que de celui de l'offre (réserves, fournisseurs traditionnels et potentiels de l'UE, types de contrat,...). Il s'agit plus particulièrement d'analyser l'organisation en place en termes d'acteurs, de fournisseurs, d'infrastructures de production et de transport existantes et futures. Ce chapitre descriptif vise

aussi à identifier les déterminants fondamentaux de l'évolution du marché gazier européen. Enfin, nous tentons de dresser un portrait fidèle de la scène gazière européenne à la veille de la dérégulation de ce secteur stratégique.

1 Le gaz naturel dans le monde

Le gaz naturel est considéré comme le combustible fossile du 21^{ème} siècle, comme l'était le pétrole au siècle précédent, ou le charbon il y a deux siècles. Il représente près du quart de la consommation énergétique mondiale. Avec un taux de croissance annuel moyen d'environ 2,5 à 3 % (AIE, 2008), la consommation de gaz naturel est, de toutes les sources primaires d'énergie, celle dont la progression attendue au cours des vingt prochaines années est la plus forte.

1.1 Les réserves gazières dans le monde

La notion de réserve est difficile à cerner. Il s'agit en effet d'une notion technico-économique dans laquelle les progrès technologiques et les prix interfèrent et qui est caractérisée par une forte incertitude et des données contradictoires. Les incertitudes sur les réserves fossiles proviennent de l'incertitude sur les volumes à cause d'une connaissance imparfaite des caractéristiques géologiques, physiques et économiques des gisements. De plus, la publication des données sur les réserves est un acte stratégique, voire politique, et dépend de l'image que l'on souhaite donner de la compagnie ou du pays en question.

Il n'existe pas de définition universelle des réserves. Les experts retiennent généralement quatre catégories (Revue de l'IFP, 2006).

Les réserves prouvées

Elles correspondent aux quantités d'hydrocarbures récupérables avec une quasi-certitude, à partir de réservoirs connus, forés aux conditions économiques et technologiques du moment.

Les réserves probables et les réserves possibles

Les réserves probables sont les quantités additionnelles aux réserves prouvées d'hydrocarbures liquides ou gazeux que les informations géologiques permettent d'estimer avec une probabilité moyenne à bonne comme étant susceptibles d'être produites à partir des hydrocarbures en place. Ces quantités sont estimées à l'aide d'un calcul volumétrique.

Les réserves possibles sont les quantités additionnelles aux quantités prouvées et probables d'hydrocarbures que les informations géologiques permettent d'estimer avec une probabilité faible à moyenne comme étant susceptibles d'être produites à partir des hydrocarbures en place.

Les réserves ultimes

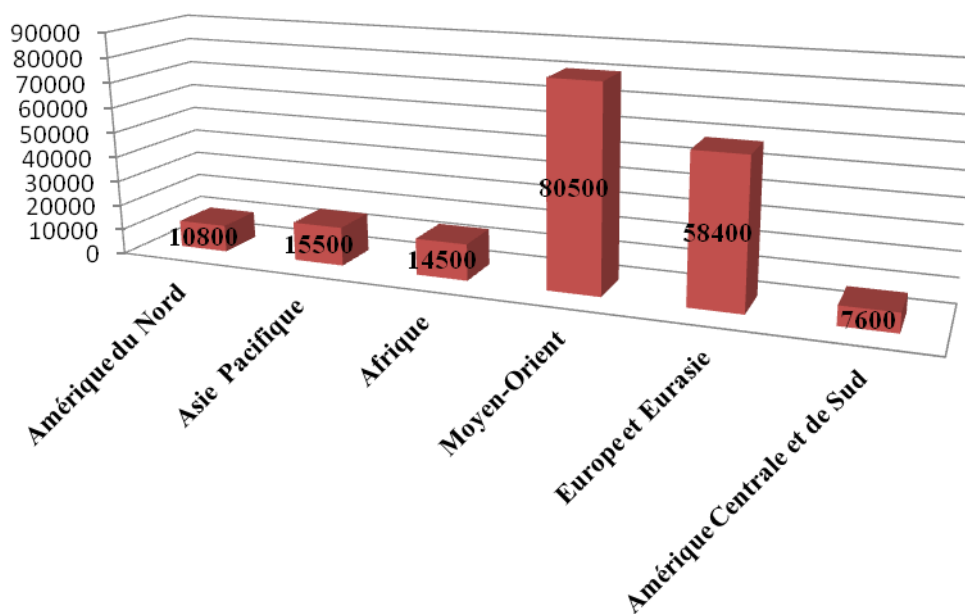
Elles sont constituées par l'addition des réserves prouvées, probables et possibles.

Les réserves non conventionnelles

Elles correspondent aux schistes bitumineux, aux sables asphaltites et au pétrole extra lourd. Le potentiel théorique de ces réserves est de l'ordre de grandeur des réserves précédentes.

Les découvertes gazières se sont progressivement étendues à la totalité des continents. Elles concernent actuellement près de 80 pays, soit un nombre plus important que pour la production du pétrole. La figure 1 donne la répartition des réserves prouvées du gaz naturel par région en 2012.

Figure 1 : Répartition des réserves prouvées du gaz naturel par région en 2012 en Gm³



Sources : BP Statistical Review of World Energy (2013) et CEDIGAZ (2012).

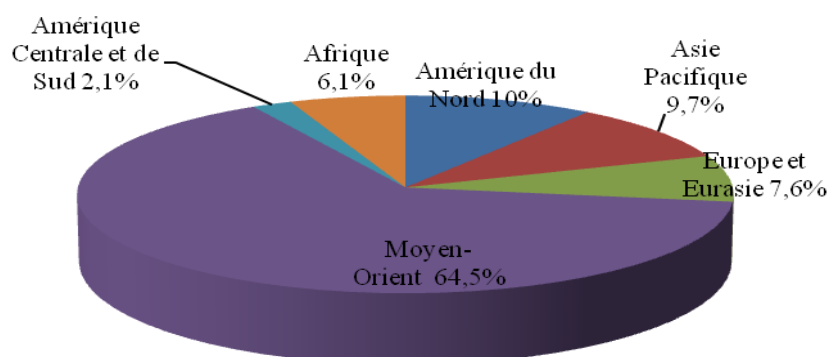
La répartition géographique des réserves du gaz diffère de celle du pétrole. Ainsi, le Moyen-Orient représente 43% des réserves mondiales du gaz alors qu'elle ne représente que 1/3 de la production mondiale du pétrole. Les États-Unis et la Russie sont de loin les plus gros producteurs puisqu'ils représentent ensemble plus du tiers de la production mondiale (CEDIGAZ, 2013).

Globalement, la répartition des réserves est concentrée essentiellement dans deux régions (Moyen-Orient et Europe-Eurasie) qui détiennent ensemble plus de 2/3 des réserves mondiales.

Depuis 2000, les réserves ont augmenté de 21,38% (187,3 Tm³ en 2012 contre 154,3 Tm³ en 2000). 38% de cette hausse résulte des découvertes de nouveaux champs, et 62% des réévaluations de champs existants. C'est au Moyen-Orient que la progression a été la plus forte (64,5%) due essentiellement à la réévaluation des réserves au Qatar suite à plusieurs opérations de forage. Les réserves de la zone Asie Pacifique ont progressé de 9,7% sur la même période contre 10% en Amérique du Nord, en majorité grâce aux nouvelles découvertes (cf. figure 2), et surtout au développement du gaz de schiste. C'est en effet dans cette zone qu'ont été mis à jour la majorité des champs de grande taille récemment découverts.

L'Afrique enregistre une progression de ses réserves gazières de 6,1% entre 2000 et 2012 sous l'impulsion de découvertes réalisées en Algérie, au Nigeria, en Egypte et en Angola. Enfin, les réserves de gaz en Europe et Eurasie ont progressé de 7,6% grâce au développement et la production des nouveaux gisements russes en Sibérie Occidentale et Orientale.

Figure 2 : Répartition géographique des volumes de gaz découverts (2000-2012)



Source: BP Statistical Review of World Energy 2001 et 2013.

Les réserves prouvées de gaz naturel dépassent maintenant les réserves de pétrole. Le progrès technologique a joué un rôle majeur dans les découvertes de nouvelles réserves ainsi que dans l'accroissement des réserves des champs existants. De plus, alors que par le passé les réserves gazières ont été découvertes en liaison avec une exploration pétrolière, aujourd'hui les compagnies pétrolières forent de plus en plus, vu le développement de ce marché, pour trouver du gaz naturel.

L'éloignement des réserves par rapport aux grands centres de consommation (Amérique du Nord, Europe et Asie Pacifique) devrait entraîner un développement important du commerce gazier mondial. Aujourd'hui, il n'y a pas de marché mondial mais des marchés régionaux. Or, on devra assister à l'émergence d'un véritable marché mondial du gaz, d'ici les prochaines années (AIE, 2009).

1.2 La production de gaz naturel

La production mondiale de gaz est passée de 3209,1 milliards de mètres cubes en 2010 à 3309,1 milliards de mètres cubes en 2011, soit une croissance de 3,1 % (CEDIGAZ, 2012). Le tableau 1 détaille cette évolution par zone.

Tableau 1 : La production de gaz naturel en 2010 et 2011 en Gm³

Zones	2010	2011	Variation (%)
Amérique du Nord	804	848,6	5,5
Amérique Latine	154,8	159,3	2,9
Europe	301,1	272,9	-9,4
Moyen-Orient	471,1	524,5	11,3
Afrique	208,9	196,7	-5,8
Asie-Océanie	484,3	485,9	0,3
CEI	784,9	821,2	4,6
Total	3209,1	3309,1	3,1

Source : CEDIGAZ (2012).

Malgré le ralentissement économique (décélération générale de l'économie, crise de la dette en Europe, conflits dans certains pays producteurs arabes), la production gazière mondiale a augmenté fortement de plus de 3 % en 2011, tirée par le Moyen Orient, la poursuite de la croissance dans les grands pays émergents et le boom des gaz de schiste aux États-Unis.

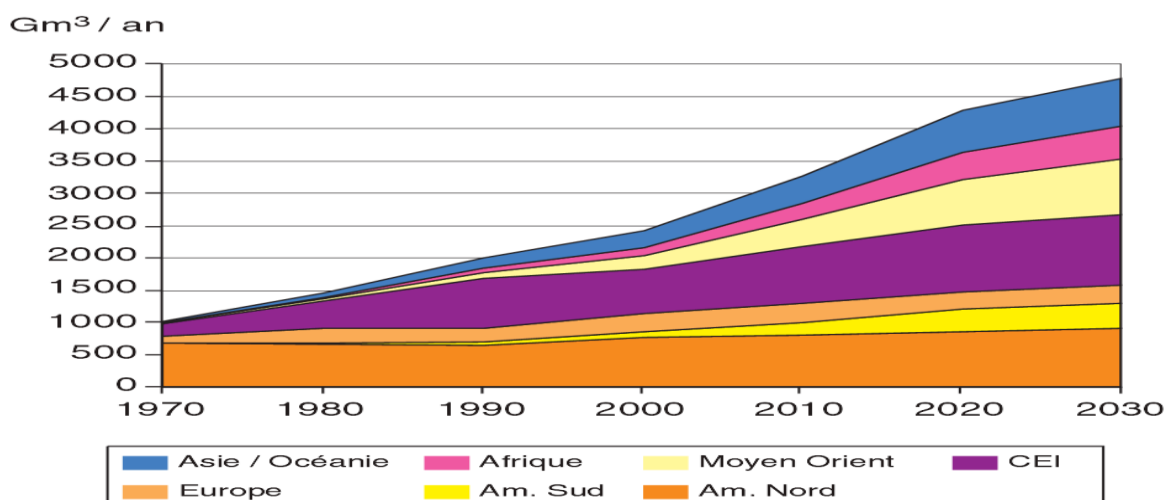
Cette croissance correspond à une augmentation annuelle en volume de 100 Gm³. En Amérique du Nord, les États-Unis ont confirmé en 2011 à la fois la montée en puissance de leur production et leur rang de premier producteur mondial de gaz : avec une production de gaz sec en hausse de 5,5 % à 680,6 milliards de m³, dont 230 milliards de m³ provenant de l'exploitation des gaz de schiste (+19%) (CEDIGAZ 2013, Chevalier, Derdevet, Geoffron, 2012). En effet, outre le cas des États-Unis, le déclin rapide de la production au Canada observé ces dernières années a pu être limité en 2011 grâce au développement des gaz non conventionnels en Colombie Britannique. En Europe, la production, en baisse dans les principaux pays producteurs, enregistre une chute exceptionnelle de 9,4 %. La production

russe (2^{ème} rang mondial) a baissé de 2,2% à 614,45 milliards de m³. La production gazière de l'Iran a augmenté de 5,2% pour atteindre 159,7 milliards de m³ et celle du Qatar de 5% (152,7 milliards de m³). Ces deux pays ont déclassé l'Asie-Océanie, pour se hisser respectivement au troisième et quatrième rang des régions productrices, après l'Amérique du Nord et la Russie (CEDIGAZ, 2013). Enfin, en Afrique des contraintes majeures sur l'offre de gaz (dues aux conflits politiques) expliquent une baisse de la production de 5,8 % en 2011. Ceci a directement impacté les exportations afin de satisfaire les besoins domestiques.

1.3 Les perspectives de production du gaz

La production de gaz devrait se développer de manière différente selon les régions du monde. Toutes les zones vont enregistrer des augmentations de production à l'exception de l'Europe où les champs producteurs y sont anciens et les nouveaux développements sont trop peu nombreux pour pallier le déclin (cf. figure 3). Dans les années à venir, la carte de la production gazière va connaître des bouleversements sensibles (Valentin, 2009).

Figure 3 : Évolution de la production de gaz par zone géographique (1970-2030)



Source : AIE (2005).

Les augmentations de production les plus importantes en volumes devraient être localisées au Moyen-Orient, en Asie/Océanie, en Afrique et en CEI. L'Amérique du Nord et la CEI devraient perdre en importance tout en restant les premières zones productrices avec, respectivement 23% et 19% de la production mondiale à l'horizon 2030 (AIE, 2005). Le Moyen-Orient devrait voir sa part passer de 10% à 18% et l'Asie/Océanie devrait représenter 15% des volumes produits contre 12,2% en 2004. La part de l'Afrique devrait passer de 5,4%

à 10% de la production mondiale entre 2004 et 2030 alors que l'Europe suit une évolution inverse.

Plus précisément, les gisements russes situés dans la Sibérie Orientale et sur l'île de Sakharine sont entrés en production et contribuent à l'équilibre des marchés d'Asie depuis 2010 (IFP, 2012). En Sibérie Occidentale, la mise en production de nouveaux gisements va rapidement devenir nécessaire pour compenser le déclin de la production des anciens champs géants (Ourengoy, Yambourg) fournisseurs de l'Europe. Par ailleurs, compte tenu de leur fort potentiel gazier à terme, les pays d'Asie Centrale (Azerbaïdjan, Kazakhstan) vont jouer un rôle majeur sur le marché international, soit par voie d'exportation directe, soit par le réseau gazier russe. Le développement des réserves américaines en Alaska constitue une contribution croissante du gaz non-conventionnel à la production gazière locale. En Afrique, la mise en production de gisements de gaz associé, à destination d'usines de liquéfaction (Angola, Nigeria), contribue à limiter progressivement les volumes de gaz torché¹ et améliore le taux de valorisation. Enfin, une majeure partie de l'expansion gazière va reposer sur une seule et même accumulation super-géante de gaz non associé, exploité par deux pays, le Qatar (North Field) et l'Iran (South Pars), et dont les réserves prouvées représentent 21% du total mondial.

2 La demande européenne de gaz

La demande de gaz en Europe est déterminée d'une part, par la croissance économique, et d'autre part, par la pénétration du gaz dans le bilan énergétique. Trois principaux secteurs partagent la demande de gaz : production d'électricité, industrie et résidentiel tertiaire. Dans cette section, nous proposons d'identifier les secteurs dans lesquels le gaz possède des atouts. Il ne s'agit pas de réaliser une étude quantitative des perspectives de la demande.

2.1 Structure de la demande européenne de gaz

Au delà des contraintes techniques propres à sa nature, la commercialisation du gaz naturel doit être organisée en fonction de la demande à satisfaire. Or, selon les consommateurs, il existe une grande variété de comportements vis-à-vis du gaz à la fois en termes de volumes consommés et d'instabilité des besoins. Ainsi on peut distinguer plusieurs grandes catégories de demandeurs, du particulier au gros industriel.

¹ Au début, avant l'exploitation du gaz, celui-ci était brûlé par des torchères à la sortie des puits de pétrole.

Comme la demande de gaz doit être satisfaite en temps réel, le réseau de distribution doit être conçu en fonction de la segmentation du marché desservi. Cette segmentation conditionne en effet à la fois les besoins en volumes et en capacités de pointe, donc la nature des infrastructures à mettre en place.

En outre, la pénétration du gaz sur les scènes énergétiques, relativement récente, est venue offrir une alternative aux utilisateurs d'énergie, concurrençant les produits pétroliers, le charbon, voire l'électricité pour ses usages calorifiques. Le gaz ne répond donc pas à de nouveaux besoins.

Le gaz ne possède donc aucun débouché captif, mais doit gagner des parts de marché sur ses concurrents. Peu de consommateurs sont équipés d'installations pouvant fonctionner avec plusieurs énergies différentes en raison de leur coût élevé. La concurrence se joue donc principalement à l'occasion de l'achat ou du renouvellement des appareils de brûlage.

2.1.1 Segmentation du marché

Les consommateurs, selon l'utilisation qu'ils font du gaz naturel, ont des besoins qui peuvent être constants au cours du temps ou, au contraire, très instables. Les principaux usages du gaz naturel peuvent être classés comme suit (*cf.* Babusiaux, 2005 et tableau 2).

Chauffage et climatisation

La régulation thermique des bâtiments représente le principal débouché du gaz naturel. Les entreprises gazières cherchent à promouvoir la climatisation au gaz naturel.

Production d'eau chaude, cuisson

Ces usages sont surtout le fait des particuliers. Ils sont sujets à d'importantes variations à très court terme.

Alimentation des besoins thermiques de l'industrie

Une part importante de la demande de gaz naturel est absorbée par la production de vapeur et l'alimentation des fours. S'inscrivant dans des processus productifs, cette affectation du gaz est relativement constante au cours du temps.

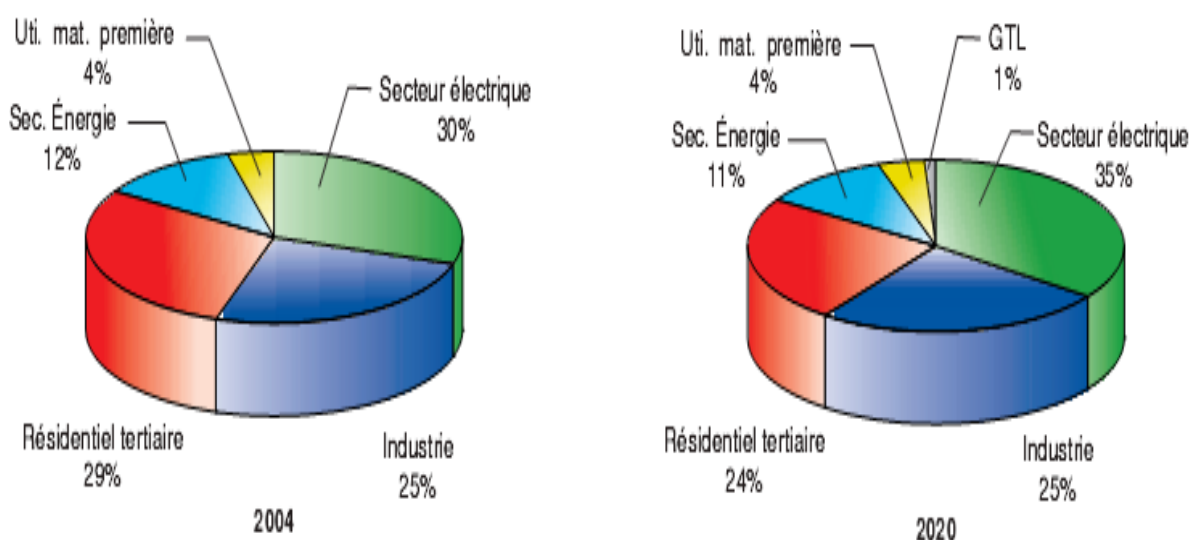
Production d'électricité

Les centrales électriques au gaz naturel sont des clients intéressants pour les firmes gazières car elles assurent des enlèvements importants garantis. Elles sont, en général, parmi les premiers clients à apparaître lors du développement du gaz dans des régions non encore équipées.

Matière première

Le gaz naturel est utilisé dans l'industrie chimique pour la production du méthanol et d'ammoniac. Aujourd'hui, la gazo-chimie s'oriente vers des produits à plus forte valeur ajoutée. La consommation industrielle est en croissance. Ainsi, la production d'électricité devrait connaître une envolée dans les années à venir selon les experts du secteur (Percebois et Mandil, 2012). Il semble donc que l'on se dirige vers une modification progressive de la répartition des usages du gaz naturel (voir figure 4).

Figure 4 : Répartition des usages du gaz en 2004 et en 2020



Source : IFP (2006).

Tableau 2 : Les différents usages du gaz naturel

Section d'utilisation du GN	Usage
Industrie sidérurgique	Production d'électricité
Industrie des métaux non ferreux	Chaudière et fours
Industrie du verre	Fours de cuisson
Industrie agro-alimentaire	Fours, chaudière et générateur
Industrie pétrochimique	Matière première pour la production : ammoniac ; éthylène.
Industrie du papier et du carton	Séchoir
Secteur tertiaire	Chauffage, cuisson et climatisation
Production d'électricité	Centrales thermiques
GN/carburant	Véhicules

Source : CEDIGAZ (2008).

Le fait marquant de ces dernières années est le développement spectaculaire de la production d'électricité à partir du gaz naturel. Cette progression est due à la conjonction de plusieurs phénomènes : l'abandon progressif du nucléaire par plusieurs pays, l'abondance du gaz, son bas prix, le caractère peu polluant de sa combustion et les progrès techniques dans les cycles combinés et la cogénération. Les centrales à gaz offrent en effet des rendements très élevés, et leur temps de construction et leur impact sur l'environnement sont faibles en comparaison des centrales nucléaires.

2.1.2 Déterminants de la demande et perspectives dans la production électrique

La demande est tirée par deux phénomènes majeurs, d'une part, le développement des centrales à gaz à cycle combiné dans la production d'électricité, et d'autre part, l'augmentation des consommations de gaz naturel des clients industriels, mais aussi résidentiels et tertiaires. Sur les différents marchés, on se rend compte que dans les anciens marchés gaziers, la part du gaz dans la demande d'énergie primaire dépasse largement les 20%, à l'exception de la France. Dans les pays situés à la périphérie de l'Europe, cette part est largement inférieure puisque la plupart des pays, tels que le Portugal, la Grèce ou les pays du Nord (Finlande et Suède), n'ont commencé à consommer du gaz naturel que dans les années 1980. Divers phénomènes jouent en faveur de l'utilisation du gaz dans la production d'électricité. D'une part, ses qualités environnementales en font un produit de haute qualité

face au charbon et au fuel. Ainsi, les directives européennes pour la réduction des émissions polluantes devraient en toute logique favoriser son utilisation. D'autre part, dans le contexte actuel de prix bas du gaz, associé au développement de la technologie du cycle combiné offrant des rendements thermiques importants, l'utilisation du gaz devient économiquement rentable.

Le développement de l'utilisation du gaz dans la production d'électricité pourra conférer aux électriciens un poids tout particulier sur le marché du gaz. Devenant de gros consommateurs, les électriciens pourront ainsi être à même de peser en faveur d'une libéralisation du marché gazier européen et tenter d'exercer une pression à la baisse sur les prix.

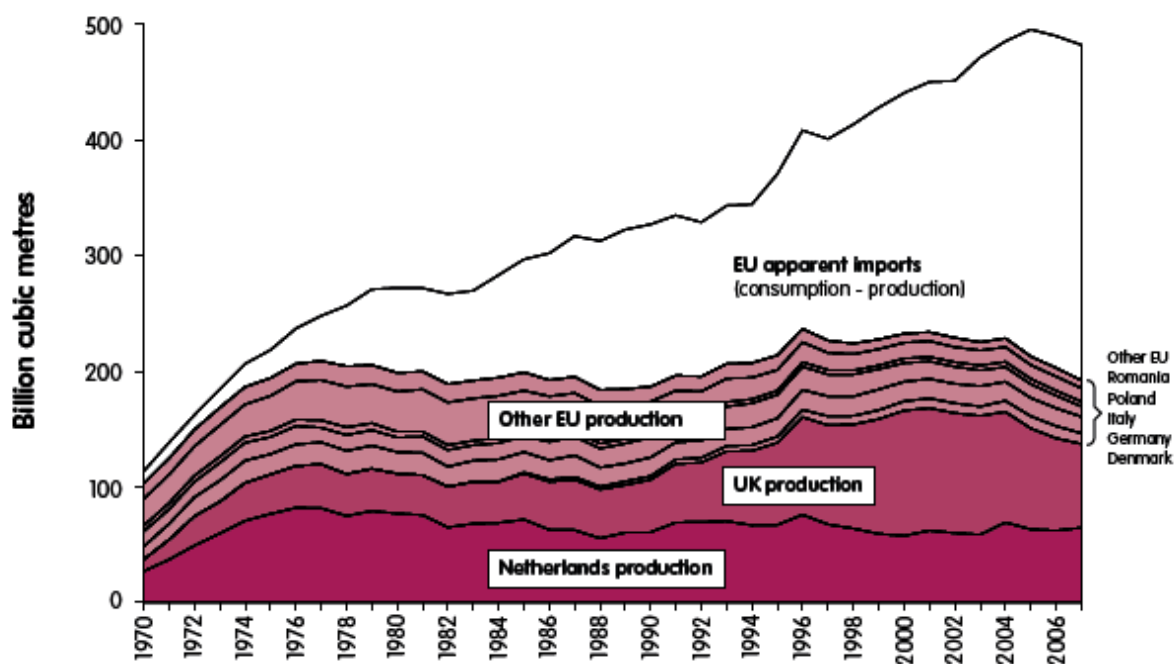
2.2 Évolution de la demande européenne de gaz

Plusieurs raisons expliquent la croissance de la demande européenne de gaz naturel en 2020, de 30 % par rapport à 2005, sans prise en compte des mesures liées au paquet énergétique (Commissariat général du développement durable, 2009). 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 réside dans son caractère moins polluant en comparaison avec les autres énergies fossiles.

Le marché du gaz en Europe s'est développé à partir des années 1950, et a connu de fortes croissances dans les années 1970 et 1980. La part du gaz dans la consommation d'énergie primaire atteignant en 2005 près de 25% contre moins de 5% il y a quarante ans (Defeuilley, 2009). La particularité de l'Europe en matière gazière est sa dépendance vis-à-vis de pays tiers car sa production décline tandis que les besoins ne cessent de croître (figure 5). Actuellement, en considérant la Norvège, elle est dépendante à 45% de fournisseurs extérieurs et ce taux pourrait atteindre 60 % en 2015 (Defeuilley, 2009).

Ce succès, le gaz l'a acquis en se positionnant comme une énergie de diversification au moment des chocs pétroliers et en raison de ses qualités environnementales. Toutefois, la demande gazière de l'UE s'est effondrée courant 2011, en réponse aux conditions climatiques, aux arbitrages de prix qui ont favorisé les énergies concurrentes et au déclin économique. Les ventes de gaz aux consommateurs ont ainsi chuté de 11,2 % en 2011 (cf. tableau 3).

Figure 5 : Évolution production / importation de gaz dans l'UE 27 (hors Norvège)



Source : Defeuilley (2009).

Tableau 3 : Ventes de gaz aux consommateurs en Europe en 2010 et 2011 (Gm³)

Pays	2010	2011	Variation (%)
Royaume-Uni	101,1	83,7	-17,2
Allemagne	94	79,1	-15,8
France	50	43,1	-13,9
Italie	83,1	77,8	-6,3
Pays-Bas	45,5	39,7	-12,7
Espagne	34,4	32,1	-6,5
Belgique	19,9	18	-9,6
Total EU 27	527,9	468,7	-11,2

Source : CEDIGAZ (2012).

En comparaison, la demande gazière a été également particulièrement robuste en Amérique du Nord, l'utilisation du gaz s'étant renforcée dans la production d'électricité et le secteur industriel. La demande gazière est également en hausse dans la CEI (+ 2 %), en raison du dynamisme de l'activité industrielle. L'Amérique Latine et l'Afrique affichent enfin des croissances significatives de 3% par an (CEDIGAZ, 2012).

Le tableau 4 permet de visualiser les productions ainsi que les exportations et importations des différentes régions du monde pour l'année 2011. L'Amérique du Nord, la CEI, le Moyen-Orient et la région Asie-Océanie sont les principales régions productrices de gaz. En termes de demande, l'Amérique du Nord, la CEI, la région Asie-Océanie et l'Europe sont les plus gros consommateurs. Un déficit important apparaît pour l'Europe et l'Asie-Océanie.

Tableau 4 : Bilan gazier de l'année 2011

Zones	production	exportations	importations	demande
Amérique du Nord	848,6	129,2	146,1	865,5
Amérique Centrale et Latine	159,3	39	24,2	144,5
Europe & Eurasie	1094,1	509,3	598,7	1183,5
Moyen-Orient	524,5	166,1	44,2	402,6
Afrique	196,7	98,8	5,9	103,8
Asie-Océanie	485,9	115,7	239	609,2
Total	3309,1	1058,1	1058,1	3309,1

Source : CEDIGAZ (2012).

Le tableau 5 permet de comprendre l'évolution de la consommation mondiale de gaz entre 1985 et 2010. Celle-ci a régulièrement augmenté pour atteindre des niveaux relativement importants dans le bilan énergétique des pays.

Tableau 5 : Évolution de la consommation mondiale du gaz entre 1985 et 2010 en (Gm³)

Régions	1985	1995	2005	2010	(%) du Total
Amérique du Nord	584,4	746,3	774,5	846	26,7
Amérique Centrale et Latine	46	73,1	124,1	147,7	4,7
Europe & Eurasie	841,2	929,4	1121,9	1137,2	35,8
Moyen-Orient	60,5	141,8	251	365,5	11,5
Afrique	28,1	44,8	71,2	105	3,3
Asie-Océanie	111,5	217,6	406,9	567,6	18
Total	1671,7	2153	2749,6	3169	100

Source : BP Statistical Review of World Energy, 2011.

Une autre raison permet également de comprendre l'évolution de la demande de gaz. En effet, le prix de cette énergie étant lié à celui du pétrole, la baisse du prix de ce dernier, entre 1985

et 2000, a favorisé les échanges de gaz par contrats de long terme. Ainsi, de nombreux gazoducs ont été installés. Ce qui constitue une base solide pour le développement des 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.

2.3 Les perspectives d'évolution de la demande de gaz

Selon les projections de l'AIE (2008), la demande d'énergie primaire de l'UE augmenterait de 0,7% par an d'ici 2030 et atteindrait environ 1 800 Mtep. Dans ce contexte, le gaz naturel offre les meilleures perspectives avec une croissance de 2% par an sur cette période. La part du gaz dans le bilan énergétique passerait ainsi de 25% à 39%.

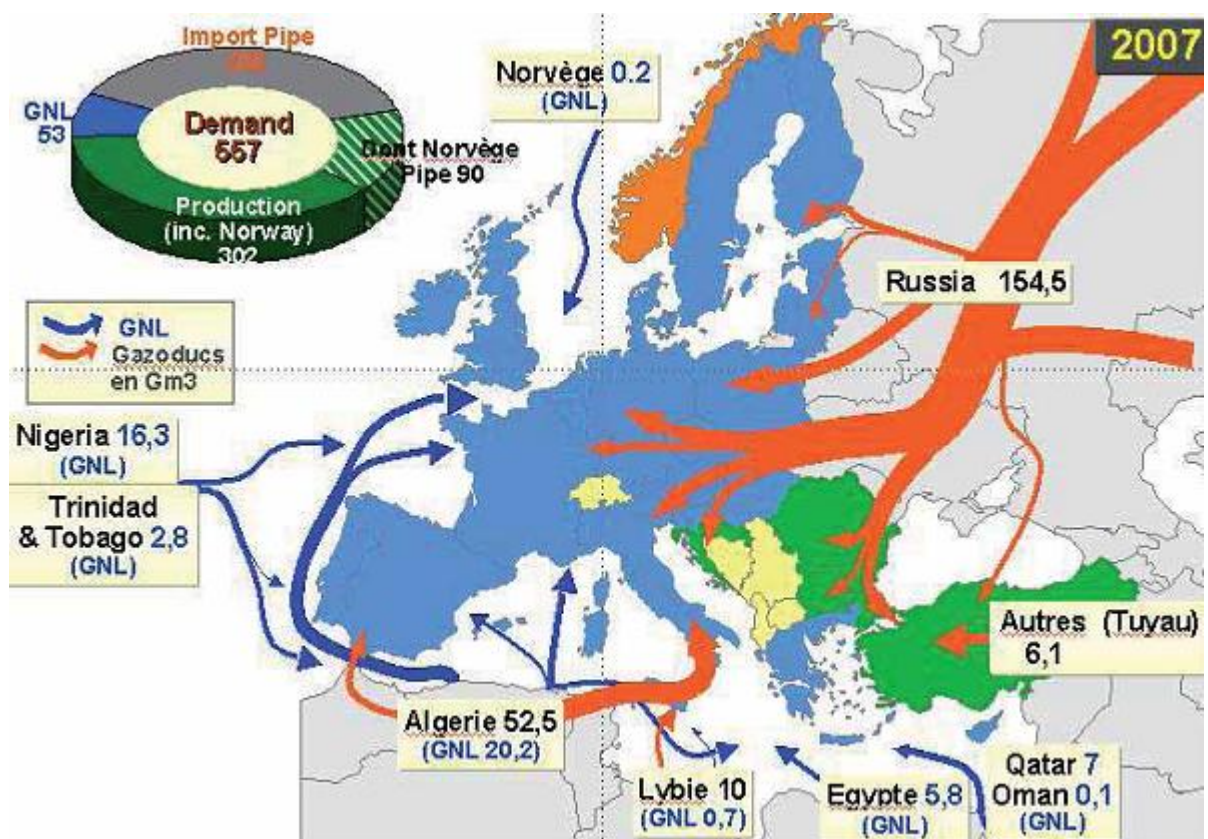
Néanmoins et en dépit de perspectives de prix durablement élevés, un taux de croissance économique soutenu, de l'ordre de 2,5% par an, couplés aux obligations de respect des engagements nationaux pris à Kyoto, de belles perspectives de développement s'offrent encore au gaz. Ainsi, la demande mondiale pour cette énergie devrait progresser à un rythme de l'ordre de 2,7% par an d'ici à 2020 et atteindre 3800 milliards m³ à cet horizon (Wagbara, 2007).

Cependant, des taux de croissance très contrastés selon les régions sont envisagés. Les marchés d'Amérique du Nord et d'Europe, où la part du gaz est de 24 à 25%, pourraient continuer à se développer à un rythme soutenu de 1,7% et 2,2% par an respectivement. Selon les dernières perspectives publiées par l'Energy Information Administration, la demande de gaz progresserait peu dans le secteur résidentiel-tertiaire (+43 milliards m³ entre 2004 et 2025).

Par ailleurs, la hausse sensible des prix du gaz pourrait aussi ralentir sa croissance dans le secteur électrique au profit des nouvelles centrales au charbon. A plus long terme, les mesures adoptées par l'EPACT 2005 incluent aussi la mise en service de nouvelles capacités nucléaires d'ici 2030.

Du côté de l'approvisionnement de l'UE, la Russie, la Norvège et l'Algérie sont les 3 premiers fournisseurs. La figure suivante détaille les principales sources d'approvisionnement de l'Europe (UE35, y compris la Norvège) en 2007.

Figure 6 : Sources d’approvisionnement en gaz de l’UE 35



Source : Direction générale de l’énergie et du climat (2009).

3 L’approvisionnement des marchés

L’organisation des approvisionnements en gaz naturel fait intervenir un ensemble d’activités complémentaires, de la production à la distribution, qui constituent « la chaîne gazière ». Plusieurs caractéristiques sont à l’origine de l’existence de contraintes majeures qui pèsent sur le secteur. Tout d’abord, la demande doit être satisfaite en temps réel. De ce fait, les compagnies gazières doivent mettre en place les moyens techniques qui permettent de faire face aux variations de l’appel au réseau. De plus, il existe généralement plusieurs sources d’approvisionnement pour un même marché. Enfin, il existe techniquement plusieurs qualités de gaz naturel, selon le lieu de production. Dans ce qui suit, nous explicitons les principales caractéristiques de la chaîne gazière.

3.1 Architecture des réseaux gaziers

Le transport du gaz naturel sous forme liquide n'est économiquement viable que pour de très gros volumes et sur des distances très longues. Le transport continental est réalisé sous forme gazeuse via un réseau de canalisations qui relie les producteurs (ou les terminaux d'importation) et les consommateurs, les installations devant être dimensionnées afin de pouvoir faire face aux demandes de pointe.

Le fonctionnement par compensation du réseau gazier

L'obligation de répondre à la demande en temps réel est d'autant plus contraignante que le gaz doit arriver à une pression de service relativement constante pour permettre le fonctionnement des appareils de brûlage. Chaque soutirage provoque une chute de pression dans les tuyaux, l'opérateur gazier doit donc simultanément procéder à une injection équivalente. C'est le principe de fonctionnement par compensation. En pratique, il existe des tolérances quant aux pressions de service, en particulier parce que les pressions utilisées pour le transport et la distribution sont généralement supérieures aux pressions d'utilisation des matériels.

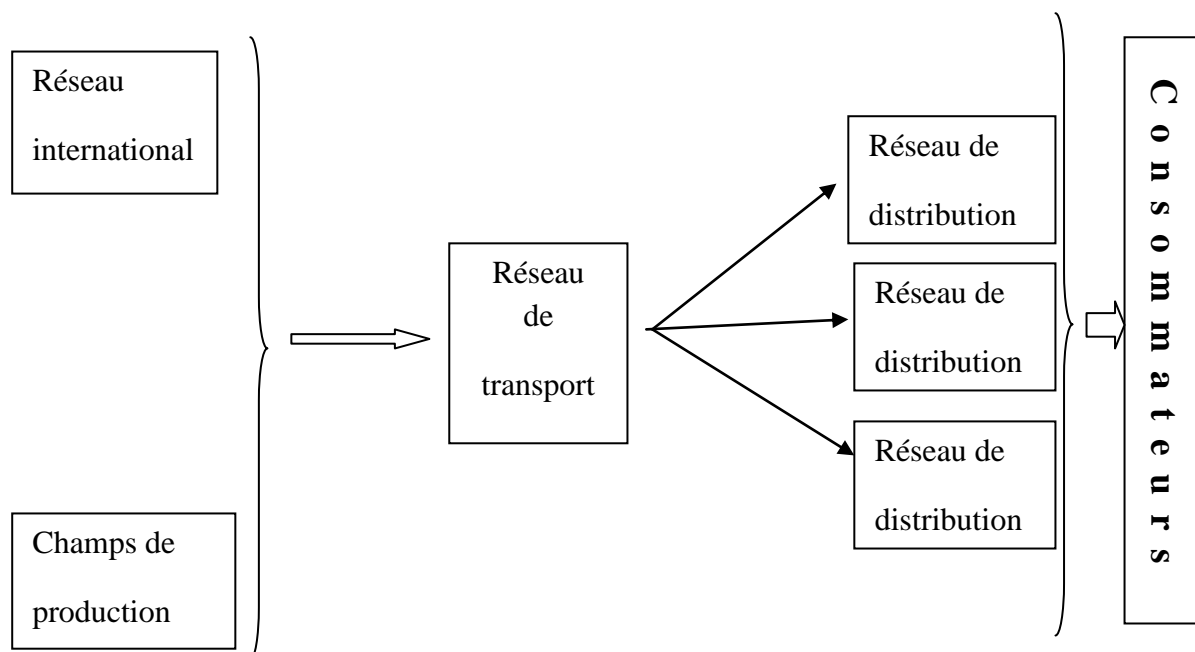
Les maillons de la chaîne gazière

Le processus de livraison du gaz naturel comporte plusieurs étapes. Il faut dans un premier temps acheminer de grandes quantités des champs de production vers les zones de consommation. Dans un second temps, il faut distribuer de petites quantités aux consommateurs à des pressions permettant un usage domestique. L'architecture des réseaux est entièrement dépendante de ces principes, à savoir que la pression et le diamètre des canalisations sont croissants avec les distances et les volumes à transporter. Plus on se rapproche des zones de consommation, plus le maillage du réseau est dense et plus les pressions de service sont faibles.

Les faiblesses du réseau peuvent être mises en évidence au niveau des transitions entre maillons. L'existence de goulets d'étranglement s'explique notamment par le fait que la somme des quantités pouvant être acheminées par les réseaux de distribution est supérieure à la capacité totale du réseau de transport. En effet, les demandes de pointe sont rarement simultanées en tout point d'un territoire de la taille par exemple de la France. Ainsi, lors des demandes de pointe, les goulets d'étranglement se situent au niveau du réseau de transport et pas des réseaux de distribution.

C'est pourquoi les infrastructures destinées à couvrir les variations de l'appel au réseau, comme les stockages, doivent être positionnées à la transition entre les différents maillons (cf. schéma 1).

Schéma 1 : représentation schématique du réseau



3.2 Le transport du gaz naturel par canalisation

Le transport de gaz est caractérisé par d'importants investissements. Le montant de ces investissements nécessaires au transport du gaz naturel dépend des facteurs suivants : distance à couvrir ; débit maximum observé les jours de pointe ; rapport entre le diamètre des canalisations et le nombre de stations de compression ; et enfin caractéristiques du terrain. Les sociétés de transport de gaz doivent donc assumer deux types d'investissement : la pose de canalisations et le placement de stations de décompression (environ tous les 100 km). Le coût des canalisations se décompose en la fourniture d'acier et d'autres matériaux nécessaires à la fabrication des tuyaux, et la pose, dont la manutention, les charges du maître d'œuvre, etc.

3.3 Le stockage

Le principal risque qui pèse sur les approvisionnements gaziers provient du fait que le chauffage reste le premier débouché du gaz naturel. L'appel au réseau connaît une forte saisonnalité et, au-delà d'un certain seuil, cette variabilité peut mettre en péril la viabilité des approvisionnements par la saturation des installations. C'est le cas lors des demandes de

pointe, à l'occasion de vagues de froid exceptionnelles par exemple. La pointe est l'élément critique de la commercialisation : l'opérateur doit mettre en place des moyens suffisamment importants pour garantir la sécurité de l'approvisionnement, sans pour autant engager des surinvestissements qui le pénaliseraient dans le cadre de la concurrence inter-énergétique.

Les risques d'interruption des approvisionnements

Les risques qui pèsent sur la pérennité des approvisionnements révèlent certaines faiblesses du mode de distribution du gaz. Ils sont de trois types : le risque technique, à savoir un incident sur une canalisation ; le risque international, risque d'insuffisance des disponibilités de combustible à l'importation ; et le risque de saturation du réseau, lié plus spécifiquement aux conditions climatiques : il est possible que les capacités des canalisations ne puissent pas permettre de satisfaire l'ensemble de la consommation en cas de demande trop forte.

Mettre en place des moyens pour maîtriser ces risques est vital pour les opérateurs gaziers car il en va de leur crédibilité. Ils ont donc développé un ensemble de mesures et adopté certains comportements dont les principaux sont :

- La diversification des ressources : elle permet de réduire les risques politiques et techniques à l'entrée du réseau en évitant d'être trop dépendant d'un champ de production ou d'un pays exportateur.
- La création d'un réseau de transport intégré : ceci permet d'alimenter le réseau à partir de plusieurs sources d'approvisionnement, et surtout de réduire le risque technique pesant sur le transport en offrant des solutions alternatives en cas d'incident sur une canalisation.
- La flexibilité au niveau des contrats d'offre : les contrats passés entre les distributeurs et les producteurs peuvent comprendre des clauses permettant une augmentation des enlèvements en cas de hausse de la demande finale. Cette flexibilité est limitée par des contraintes techniques comme la capacité maximale des installations de transport.
- Les contrats interruptibles : certains gros consommateurs, qui disposent d'installations pouvant fonctionner avec au moins deux types d'énergies différentes, s'engagent à interrompre momentanément leur enlèvement à la demande du distributeur moyennant des tarifs préférentiels, indexés sur le combustible de remplacement. Ces contrats ont le double avantage, d'une part, d'accroître la part de marché de la compagnie gazière

dans l'industrie grâce à des prix attractifs, et, d'autre part, d'améliorer à faible coût la sécurité de l'approvisionnement des clients « fermes ».

- Le stockage : le développement de techniques de stockage permet de disposer d'importantes quantités de gaz à proximité des zones de consommation afin de réduire les risques de rupture d'approvisionnement et de résoudre les problèmes d'engorgement du réseau en cas de demande de pointe.

Localisation des stockages sur le réseau

Lorsque les champs de production sont trop éloignés des zones de consommation et qu'il n'est pas possible de moduler l'offre à partir des approvisionnements, ou lorsqu'une proportion importante de la consommation repose sur des importations, le gestionnaire de réseau ne dispose que d'une souplesse très limitée en amont de la chaîne. Il lui est donc très difficile de se passer de stockage pour deux raisons :

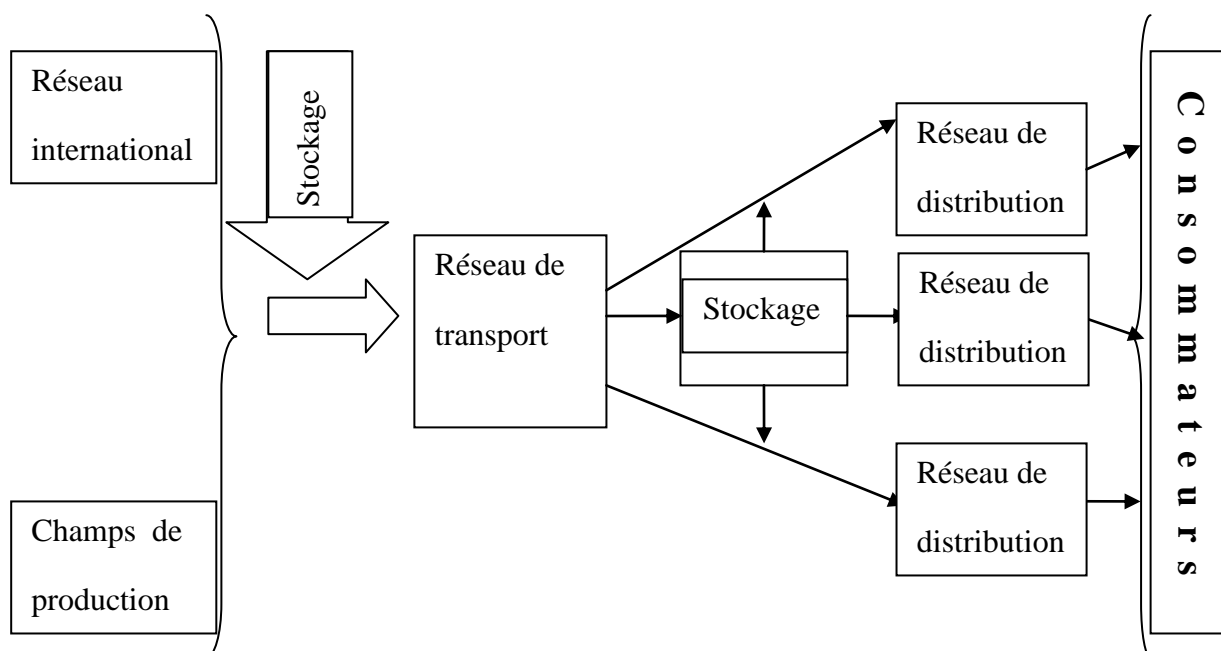
- Cela demanderait de poser des canalisations de très grand diamètre dont le coût serait prohibitif ;
- Les pays exportateurs préfèrent répartir leurs livraisons sur l'ensemble de l'année.

Les contrats d'importation prévoient en effet des livraisons certes modulées en fonction des saisons, mais insuffisamment au regard de l'instabilité de l'appel au réseau. Le réseau international est donc en mesure d'approvisionner les marchés nationaux en termes de quantités annuelles, mais pas en termes de consommation instantanée. En conséquence, il existe un rationnement à l'importation à court terme. Le même type de contrainte se retrouve au niveau des réseaux nationaux de transport. Ceux-ci sont dimensionnés pour approvisionner les réseaux de distribution sur une année, mais pas pour faire face aux demandes de pointe à la fois pour des problèmes de coût et parce que, en tout état de cause, les quantités disponibles en amont sont elles-mêmes limitées.

Les compagnies gazières installent donc des stockages à proximité des zones de consommation, lorsque c'est techniquement possible, afin de pallier les défauts de l'amont de la chaîne. Le principe est de créer des gisements artificiels par injection de gaz dans d'anciens gisements, dans des roches poreuses ou dans des cavités creusées dans des couches de sel.

Schématiquement, nous considérons que ces installations sont localisées au niveau des transitions entre maillons, transitions où sont localisés les goulets d'étranglement du réseau gazier (cf. schéma 2).

Schéma 2 : Position des stockages sur la chaîne gazière



Il existe deux grandes familles de stockage : les stockages en roche poreuse, en anciens gisements de gaz ou d'hydrocarbures, ou en nappe aquifère, caractérisés par d'importants volumes, mais des capacités de soutirage réduites ; et les stockages en cavité saline, ou beaucoup plus rare, cavité minée, caractérisés par des volumes plus réduits, mais d'importantes capacités de soutirage. Le stockage sous forme liquide n'existe encore qu'au niveau des terminaux de gaz naturel liquéfié et n'est utilisé comme moyen de modulation de l'offre que de manière marginale.

3.4 Le prix du gaz

Les composantes du coût du gaz naturel

Empiriquement, il est difficile de calculer le coût du gaz à travers le monde, et en particulier son coût de transport.

Le gaz naturel supporte essentiellement quatre éléments de coûts liés à quatre étapes essentielles de la chaîne gazière : production, traitement, transport et distribution. En général, les principaux composants du prix du gaz naturel sont le prix de tête de puits (coût du gaz lui-même), le coût du transport sur une longue distance et le coût de la distribution locale (cf. Chapitre 3).

La rente gazière

Les marges dégagées par la commercialisation du gaz sont couramment regroupées sous l'appellation « rente gazière ». Etant donné le nombre d'étapes que comptent le transport et la distribution, donc le nombre d'intervenants, ces profits peuvent se localiser à plusieurs niveaux. On distingue deux types de rente :

- En amont, il s'agit d'une rente différentielle, c'est-à-dire d'un avantage en termes de coûts, par exemple, dans la production pétrolière, où on peut estimer que les pays du Moyen Orient, dont les gisements pétroliers sont extrêmement peu coûteux à exploiter, ont longtemps bénéficié d'une rente du fait que le prix international était fixé par rapport à d'autres gisements où les coûts de production étaient beaucoup plus élevés (Chevalier, 1973).
- En aval, la nature de la rente est liée à la structure du marché, aux contraintes réglementaires et aux caractéristiques techniques du réseau. La rente gazière peut être soit imposée par les pouvoirs publics, dans le cadre d'une réglementation du taux de rentabilité, soit dépendre de la compétitivité du gaz par rapport aux énergies concurrentes, donc de la structure de coûts de la firme.

Ainsi, tout avantage comparatif en termes de coût est susceptible de générer une rente gazière. Toutefois, la rente totale est plafonnée par le prix des substituts. De ce fait, il peut exister une lutte entre l'amont et l'aval pour la captation de la rente. La répartition sera alors fonction du degré de la dépendance verticale des opérateurs entre eux, c'est-à-dire de leur pouvoir de négociation respectif. Or, le pouvoir se situe du côté court du marché, soit là où il y a risque de pénurie : par exemple, en cas d'abondance de l'offre, les producteurs sont en position de faiblesse et les transporteurs en position de force. Ainsi, plus l'offre est abondante, plus la rente gazière tend à se localiser en aval. Il s'avère donc logiquement que la rente est plus faible sur les maillons les plus concurrentiels de la chaîne gazière.

4 Échanges internationaux de gaz naturel

Les échanges internationaux de gaz naturel ne présentent qu'environ 22% de la production mondiale contrairement au pétrole (dont 57% de la production fait l'objet d'un échange international). Cette faible proportion des échanges de gaz s'explique notamment par 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). Cependant, la croissance des échanges gaziers internationaux a été rapide au cours des quinze dernières années. D'ici 2020, environ 1350 milliards m³ par an pourraient être échangés dans le monde par gazoducs et/ou méthaniers, ce qui représenterait environ 36% de la production mondiale commercialisée (CEDIGAZ, 2012).

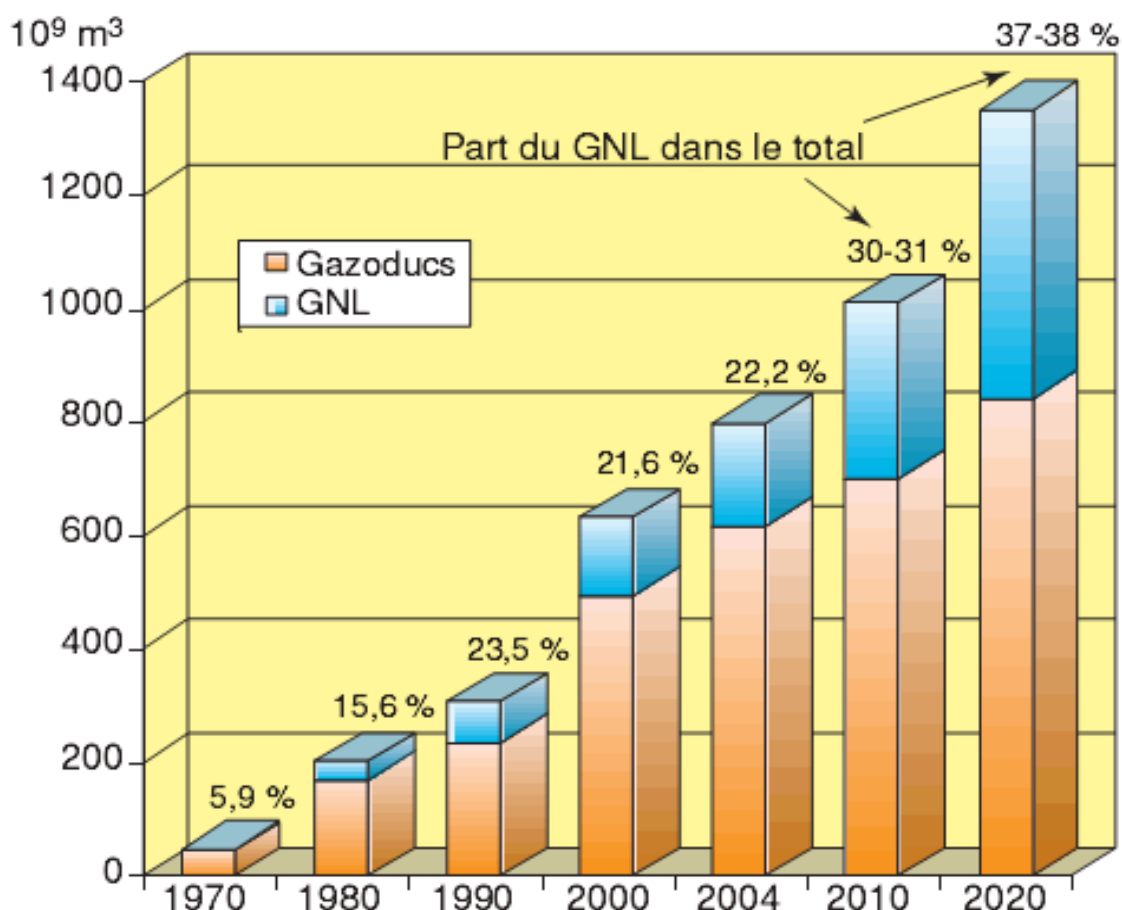
Outre les déséquilibres régionaux entre les zones de production et de demande, à l'échelle des continents mais aussi à l'échelle locale des pays, plusieurs éléments nouveaux vont contribuer à accroître les échanges gaziers internationaux. Tout d'abord, l'abandon des clauses de destination finale², la réduction des clauses TOP³ dans les contrats internationaux et les opérations d'arbitrage en matière de prix qui en résultent, favorisent la multiplication des échanges par méthaniers entre les différentes régions de consommation. Ensuite, la libéralisation des marchés et l'émergence de nombreux et nouveaux acteurs ainsi que la mise en place des hubs gaziers sont autant d'évolutions qui vont contribuer à augmenter et à améliorer la circulation des flux gaziers (Terzian, 1998). Les perspectives d'évolution des échanges internationaux de gaz sont de ce fait très importantes comme on peut le constater sur la figure 7.

Dans ce qui suit, nous détaillons la structure et l'évolution des échanges via les deux canaux (gazoducs et méthaniers). De même, nous analysons les principaux marchés en Europe.

² Une clause de destination finale consiste à empêcher la vente de tout ou partie du gaz contracté dans les pays de transit ou la revente dans d'autres marchés nationaux.

³ La clause Take Or Pay (TOP) garantit le paiement d'une quantité précise, qu'elle soit enlevée ou non par l'acheteur.

Figure 7 : Perspectives d'évolution des échanges internationaux



Source : CEDIGAZ (2008).

4.1 Échanges via gazoducs

En 2011, le commerce international par gazoducs enregistre une progression de 2% (CEDIGAZ, 2012). Parmi les développements majeurs, on note la montée en flèche des exportations des États-Unis vers le Canada, la hausse significative des exportations de la Russie et la montée en régime des livraisons du Turkménistan vers la Chine, qui ont quadruplé en 2011. En Europe, les importations par gazoducs ont diminué de plus de 4 %, (cf. figure 8), alors que les achats de GNL ont progressé légèrement de 1,6 %.

Les principaux exportateurs du gaz naturel par gazoduc sont la Russie, la Norvège et le Canada (cf. tableau 6). Du côté des importations, les États-Unis, l'Allemagne et l'Italie en sont les principaux acteurs (cf. tableau 7).

Figure 8 : Le réseau de gazoducs en Europe



Source : Defeuilly (2009).

Tableau 6 : Principaux pays exportateurs du gaz naturel via gazoduc en 2011 en Gm³

Pays	Exportations	La part du totale en %
USA	40,70	7,92
CANADA	88	17,15
RUSSIE	207	40,32
NORVEGE	92,8	18,11
ALGERIE	34,4	6,70
PAYS-BAS	50,4	9,80
TOTAL	513,3	100

Source : BP Statistical Review of World Energy 2012.

Tableau 7 : Principaux pays importateurs du gaz naturel via gazoduc en 2011 en Gm³

Pays	Importations	La part du totale en %
USA	88,1	21,16
MEXIQUE	14,1	3,37
CANADA	26,6	6,35
TURQUIE	35,6	8,50
ESPAGNE	12,5	2,98
ROYAUME-UNI	28,1	6,72
FRANCE	32,3	7,72
ITALIE	60,8	14,53
BELGIQUE	22,7	5,43
ALLEMAGNE	84	20,08
PAYS-BAS	13,6	3,26
TOTAL	418,4	100

Source : BP Statistical Review of World Energy 2012.

Les flux gaziers via gazoducs s'organisent autour de deux grandes zones relativement isolées l'Amérique du Nord et l'Europe. L'Amérique du Nord représente un marché très intégré et mature pour le gaz naturel, le marché étant presque autosuffisant, contrairement aux marchés européens, largement dépendants de sources extérieures telles que la Russie et l'Algérie.

4.2 Échanges via méthaniers et expansion du GNL

Alors que les déséquilibres entre les zones de production et les grands centres de consommation s'accroissent, le GNL va devenir la clé de l'équilibre gazier mondial. En effet et compte tenu de la flexibilité d'approvisionnement qu'offre cette option, aussi bien en termes de volumes que par l'éventail possible des sources, la part du GNL dans les échanges gaziers internationaux est appelée à croître plus rapidement que celle des gazoducs. Les perspectives d'une demande très forte de GNL sur le marché américain sont à l'origine de la croissance rapide prévue.

La libéralisation des secteurs électrique et gazier dans de nombreux pays (notamment de l'UE) offre de nouvelles opportunités de développement au GNL. La mise en place d'un nouveau mode de fonctionnement des marchés, plus concurrentiels, plus réactifs, sur lesquels nouveaux acteurs et acheteurs traditionnels privilégient cette option, va jouer un rôle important. La convergence qui se développe entre les secteurs électrique et gazier se traduit

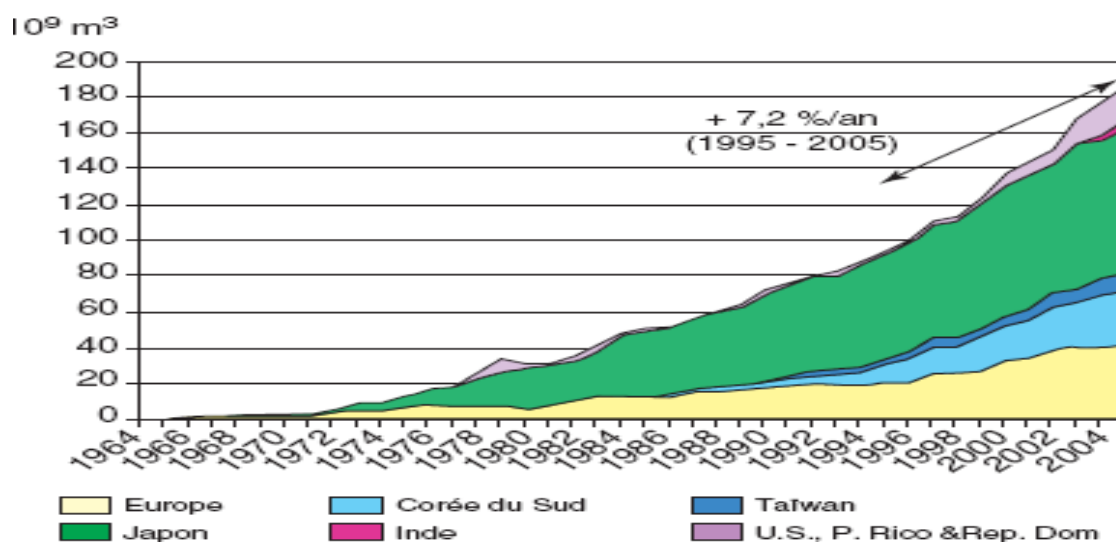
aussi notamment par la diversification des actifs des compagnies électriques vers les infrastructures GNL, les gazoducs établissant un lien trop étroit avec les opérateurs gaziers traditionnels. Enfin, l'option GNL permet de s'affranchir des problèmes politiques, qui sont parfois bien plus difficiles à surmonter que la distance.

La part croissante des échanges par GNL est encouragée par plusieurs facteurs déterminants (Revue de l'IFP, 2006). Tout d'abord le GNL, contrairement aux gazoducs, donne aux pays importateurs la possibilité de diversifier leurs fournisseurs et leurs routes d'approvisionnement. Ensuite, il permet de rendre rentable des zones difficilement accessibles par gazoducs.

Pour la période 1995-2005 (CEDIGAZ, 2005), les échanges par méthaniers ont progressé de 7,2 % par an en moyenne, s'établissant à environ 187 109 m³ (cf. figure 9). Sur cette même période, le commerce international par gazoducs (hors échanges intra-CEI) n'aura progressé que d'environ 6,2 % par an (cf. figure 10).

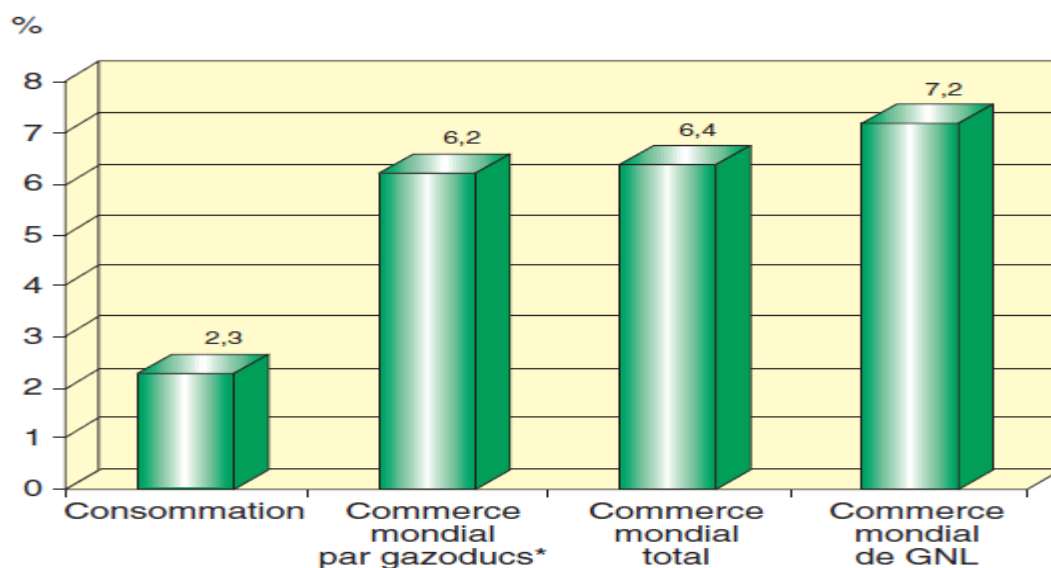
Le Qatar est le plus grand exportateur du GNL dans le monde et représente plus de 60% des exportations mondiales. Le Japon est, quant à lui, le premier importateur au monde de GNL avec une part de plus de 56% des importations mondiales (cf. tableau 8).

Figure 9 : Évolution du commerce mondial du GNL



Source : IFP (2006).

Figure 10: Taux de croissance du gaz (1995-2005)



Source : IFP (2006).

Tableau 8 : Les plus grands pays exportateurs / importateurs de gaz en 2011 en Gm³

Exportateurs	Pipe	GNL	Total	Importateurs	Pipe	GNL	Total
Russie	207	14,4	221,4	Etats-Unis	88,1	10	98,1
Canada	88	0	88	Japon	0	107	107
Norvège	92,8	4	96,8	Allemagne	84	0	84
Algérie	34,4	17,1	51,5	Italie	60,8	8,7	69,5
Qatar	19,2	102,6	121,8	France	32,3	14,6	46,9
Indonésie	8,7	29,2	37,9	Espagne	12,5	24,2	36,7
Pays-Bas	50,4	0	50,4	Royaume-Uni	28,1	25,3	53,4
Total	500,5	167,3	667,8	Total	305,8	189,8	495,6

Source : BP Statistical Review of World Energy 2012.

4.3 Les principaux marchés européens

Dans cette section, nous décrivons les principaux marchés européens.

Allemagne

Avec des ventes de l'ordre de 90 Gm³, le marché allemand est le plus important en termes de volumes avec le Royaume-Uni. Une majeure partie du gaz (environ 46%) est consommée dans les secteurs résidentiel et tertiaire. Le gaz représente 35% de l'énergie consommée dans ce secteur. Actuellement, plus de 44% des 37 millions d'habitations allemandes ont un chauffage au gaz. Avec 33%, le chauffage au fioul est la deuxième source d'énergie dans l'habitat, la part de l'électricité étant relativement faible (environ 6%). Les ventes de gaz à l'industrie représentent un peu plus du quart du gaz consommé dans le pays, la production d'électricité ne contribuant que de manière modeste dans le bilan gazier.

Italie

La consommation de gaz naturel en Italie est passée de 77 Gm³ en 2003 à 90 Gm³ en 2010. Elle a été essentiellement portée par la croissance du secteur électrique (34 Gm³ sont consommées en 2010 pour produire de l'électricité contre 26 Gm³ en 2003). Malgré la crise économique en Europe ces dernières années, le marché gazier italien pourrait atteindre environ 117 Gm³ d'ici 2020 (Esnault, 2006).

Les Pays-Bas

Dans ce pays, environ 13 Gm³ sont utilisés dans le secteur résidentiel pour le chauffage (80%), l'eau chaude (17%) et la cuisson (3%). La quasi-totalité des maisons hollandaises sont chauffées au gaz et dans certains cas les réseaux de chauffage urbain. Une analyse du marché à long terme (Gasunie, 2010) montre que la demande de gaz devrait atteindre un total de 1390 Gm³ sur les 20 ans à venir. La production d'électricité (installations de cogénération) et l'industrie offrent les meilleures perspectives de croissance, les autres secteurs, dont l'utilisation du gaz pour le chauffage des serres, ne progressant que de manière modérée.

La France

Le gaz occupe une place plus ou moins importante dans le secteur résidentiel par rapport à d'autres pays européens, son expansion s'étant heurtée à la concurrence du chauffage électrique et aux contraintes liées à la rentabilité des réseaux, en raison notamment d'une

densité de population relativement faible. Toutefois, dans ce secteur, l'option gaz reste nettement compétitive par rapport aux autres énergies dont l'électricité.

La Grande-Bretagne

Au cours de la dernière décennie, la demande de gaz du secteur électrique a augmenté de 40% par an. Environ 29 Gm³ sont consommées chaque année dans ce pays pour produire de l'électricité. En 2009, la consommation gazière a diminué de 8%⁴ au Royaume-Uni. Dans un scénario basé sur un prix du brut de 10 \$/bl sur la période 2010-2020, le taux de croissance du gaz sera de l'ordre de 1,6 %. Ce taux tombera à 1,3 % avec un prix du brut de 20 \$/bl.

L'Espagne

De tous les marchés, l'Espagne est certainement le plus porteur pour le gaz naturel. Selon BP Statistical Review of World Energy (2012), la consommation de gaz a triplé entre 1990 et 2000. Elle connaît toutefois une stagnation depuis 2008 à cause de la crise économique. En effet, la consommation est passée de 38,6 Gm³ en 2008 à 32,1 Gm³ en 2011, soit une baisse de près de 17%. Actuellement, la part du gaz consommée dans le secteur électrique est assez faible (environ 2,3 Gm³).

5 Les fournisseurs actuels et potentiels de l'Union Européenne

La croissance des besoins d'une part, et la diminution des ressources d'autre part, a conduit l'Europe à faire de la sécurité d'approvisionnement en gaz une question de plus en plus importante. Trois pays assurent l'essentiel des besoins d'importation de gaz : la Russie, la Norvège et l'Algérie. Toutefois et grâce au développement du GNL, on observe ces dernières années la montée en puissance d'autres fournisseurs potentiels tels que le Qatar, l'Iran et le Turkménistan. Dans ce qui suit, nous détaillons les principaux fournisseurs actuels et potentiels de l'UE.

⁴ Centre d'analyse stratégique, 2010, p37.

5.1 Les fournisseurs actuels

La Russie

Ce pays exporte plus de 100 Gm³ de gaz vers l'Europe. Les relations entre les deux régions ont commencé au milieu des années 1970. Gazprom a été créée en 1992. Il s'agit d'un holding financier détenu majoritairement par l'état (40%). Les réserves prouvées russes ont été officiellement estimées à 44 800 Gm³ au 1^{er} Janvier 2010, dont 51% sont situées dans les gisements déjà en développement⁵. La Russie détient ainsi le tiers des réserves gazières mondiales, sa production représente plus de 26% du total mondial. Ces quelques chiffres résument la puissance de Gazprom, la compagnie gazière russe, sur le marché gazier européen et les conséquences que pourrait entraîner toute évolution de la compagnie.

La Norvège

Ce pays détient le tiers des réserves gazières européennes (2100 Gm³) et constitue un acteur majeur potentiel sur le marché européen. En effet, à moyen terme les réserves britanniques devraient contraindre le Royaume-Uni à augmenter ses importations. La Norvège et les Pays-Bas seront alors les seuls pays européens à approvisionner ce marché. La Norvège a pour objectif de doubler ses exportations à l'horizon 2015. 15Gm³/an supplémentaires seront ensuite envisageables selon les besoins du marché vers 2020.

L'Algérie

Le site de Hassi R'mel est un immense complexe gazier où aboutissent toutes les productions de gaz du sahara algérien. Le volume livré à l'UE s'est élevé à 54 Gm³ en 2010. Sonatrach a fixé le plafond des exportations à 60 Gm³/an de gaz, dont moins de la moitié de GNL. Pour ce faire, les installations de GNL sont en voie de réhabilitation et le système de transport à l'exportation sera développé.

L'Algérie dispose de trois voies d'exportation :

1. Deux unités de liquéfaction à Arzew et Skikda d'une capacité totale de 20 Gm³/an. Les travaux de réhabilitation ont permis de porter cette capacité à 26Gm³/an depuis 1998.
2. Le Transmed, gazoduc reliant l'Algérie à l'Italie dont la capacité s'élevait à 26 Gm³/an. Elle a atteint 30 Gm³/an depuis l'an 2000.

⁵ BP Statistical Review of World Energy, 2012.

3. Enfin, le gazoduc Maghreb-Europe qui approvisionne l'Espagne et le Portugal en gaz algérien a une capacité de 8 Gm³. Cette capacité pourrait être portée à 20 Gm³ /an pour alimenter la France et l'Allemagne.

5.2 Les fournisseurs potentiels de l'Union Européenne

Le Qatar

Les intentions de vente à moyen terme sont ciblées sur le marché japonais. Le premier client de Qatargaz est la Chubu Electric Company, qui a acquis 4 Mt/an de GNL (5,5 Gm³/an), depuis 1997 sur une période de 25 ans. Le projet consiste en deux trains de liquéfaction de 2Mt/an chacun, soit une usine GNL d'une capacité de 5,5 Gm³/an. Le Qatar est devenu un exportateur majeur de gaz naturel.

Oman

Ce pays a deux projets d'exportation de gaz naturel par GNL et par gazoduc sous-marin vers l'Inde. Pour ce dernier, une capacité initiale de 10 Gm³/an est envisagée. Quant au projet GNL, né d'un accord entre Oman et Shell et pour lequel 200 Gm³ des réserves ont été allouées, il vise tant le marché européen que le marché asiatique.

Le Turkménistan

Il s'agit du deuxième producteur de gaz de l'ex-Union Soviétique. Il exporte du gaz principalement vers le sud de la Russie en échange du gaz russe exporté vers l'Europe pour le compte du Turkménistan. Pour mettre fin à son enclavement et développer ses exportations vers l'Europe, le Turkménistan envisage la construction d'un gazoduc, qui lui permettra de se connecter au réseau européen sans passer par la Russie. Des projets de gazoducs vers la Chine et l'Inde sont également envisagés. Le gazoduc vers l'Europe passerait par les territoires iranien et turc et aura une capacité de 15 Gm³/an, passant ultérieurement à 30 Gm³/an.

L'Iran

Les réserves prouvées de gaz naturel de l'Iran (33 100 Gm³) sont considérées comme les plus importantes au monde après celles de l'ex-URSS. Les plus grands champs de gaz sont : Pars (2 850 Gm³), Kangan (600 Gm³), Aghar-Dalan (600 Gm³) et Sallakh (340 Gm³). L'objectif est de couvrir avec le gaz 40% des besoins domestiques en énergie en l'an 2015 et 50% en 2020. En outre, l'Iran projette de vendre son gaz sur de nouveaux marchés : Europe Centrale

et de l'Est, Europe de l'Ouest, Pakistan, Inde et Japon.

Le Nigeria

Les réserves prouvées de gaz naturel se trouvent dans la région du delta du Niger. Les premiers pas du projet d'exportation Bonny, dont on ne cesse de parler depuis près de quarante ans, datent de 1985 lorsqu'un contrat fut signé par Shell, ELF, Agip et NNPC. En 1989, le consortium Nigeria fut créé en vue de mener à terme ce projet qui prévoit l'exportation de 5 Mt/an de GNL, soit 6,9 Gm³/an, vers l'Europe et les Etats-Unis. Les compagnies européennes sur la liste des acheteurs potentiels sont ENEL, Enagas et GDF.

Le Venezuela

Le niveau important des réserves prouvées de gaz naturel a conduit ce pays à envisager un projet d'exportation de GNL. Celui-ci, dénommé Cristobal Colon, prévoit le développement des champs de gaz off-shore situés dans la Mer des Caraïbes pour des exportations vers les États-Unis et l'Europe. Le marché européen est plus éloigné que le marché américain, mais c'est vers celui-ci que Cristobal Colon voudra exporter la majeure partie du gaz, car il offre de meilleures perspectives de valorisation qu'aux États-Unis.

Conclusion

Le gaz naturel est une énergie d'avenir actuellement en plein développement. Il présente, en effet, des avantages considérables : souplesse, rendement, propreté, réserves abondantes, répartition géographique et géopolitique des gisements. Il répond particulièrement bien aux nouvelles exigences énergétiques des pays développés fortement urbanisés : économie d'énergie, sécurité et environnement. Il est de ce fait un levier à utiliser pour promouvoir un développement durable, qui prenne en compte à la fois les besoins et les exigences économiques et sociales actuelles.

Ce premier chapitre a permis de dresser un état des lieux actuel du marché gazier européen que ce soit en termes d'offre, de demande, d'état des réserves ou encore d'infrastructures. Fondamentalement, il apparaît que les réserves de gaz naturel en Europe de l'Ouest sont limitées. Elles comptent en effet pour moins de 5% des ressources globales. La Russie est tout particulièrement bien dotée de réserves. Ce qui lui permettra de rester un acteur majeur de la scène gazière européenne pendant de nombreuses années.

Il apparaît également que plus de 30% de la consommation de gaz est satisfaite à travers des gazoducs, par des importations en provenance de Russie et d'Algérie à travers des gazoducs, ainsi que par du GNL en provenance d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient (Qatar).

Le marché européen est marqué par des changements structurels importants résultant du processus de libéralisation entamé depuis 1998 à travers les directives gaz. L'industrie du gaz en Europe consiste principalement en des activités situées en aval de la production, tels que le transport ou la distribution. La demande croît aujourd'hui à un rythme soutenu et ses perspectives d'évolution sont très prometteuses. La part du gaz dans le bilan énergétique européen devrait encore croître dans le futur et ce largement, du fait d'une forte pénétration du gaz dans la production d'électricité. L'ensemble de la chaîne de valeur du secteur gazier en Europe (transport, stockage et distribution) est la plupart du temps géré par des acteurs nationaux ou locaux, en situation monopolistique. Ceci a amené l'UE à ouvrir progressivement les marchés nationaux à la concurrence, renforcer la sécurité d'approvisionnement ainsi que la compétitivité industrielle. Cette importante évolution fera l'objet d'une analyse détaillée dans le Chapitre 2.

CHAPITRE 2

LES DIRECTIVES GAZ DE

L'UNION EUROPEENNE

CHAPITRE 2

LES DIRECTIVES GAZ DE L'UNION EUROPEENNE

L'Union Européenne a décidé de déréguler le marché du gaz naturel et s'est fixée le but de permettre à chaque consommateur de choisir librement son fournisseur d'énergie depuis le 1^{er} Juillet 2007. Cette politique libérale, sur le modèle américain et britannique, se fixe pour objectif de réduire le tarif de l'énergie, en favorisant la concurrence. De même, les directives sur le gaz, comme celles sur l'électricité, prévoient des obligations de service public, la création d'un gestionnaire de réseaux de transport et d'un gestionnaire de réseaux de distribution, et citent les tâches des autorités de régulation. L'industrie gazière connaît aujourd'hui une organisation comparable dans la plupart des pays européens. Les questions qui se posent dans le contexte de libéralisation des marchés gaziers se situent à différents niveaux. Comment définir les clients éligibles ? Quelle régulation doit-on mettre en place ? Faut-il privatiser les compagnies gazières ? Quel contrôle doit peser sur les acteurs monopolistiques qui pourraient être maintenus ? Quelle tarification de l'accès aux infrastructures ?

En effet, traditionnellement les gouvernements ont considéré le secteur de l'énergie comme un secteur stratégique et trop important pour le laisser entre les mains du marché. Le secteur du gaz naturel était le plus souvent considéré comme un monopole naturel et des entreprises d'État contrôlaient en général cette industrie. Toutefois et suite aux crises énergétiques des années 1970, le secteur a subi des réformes structurelles afin de l'ouvrir à la concurrence, réduire les coûts, améliorer la performance économique et l'efficacité.

Ces politiques de libéralisation prennent différentes formes et ne se font pas aux mêmes rythmes selon les pays. Elles peuvent englober la privatisation, l'introduction de la concurrence basée sur l'accès des tiers à l'infrastructure d'offre de gaz, le démantèlement des monopoles d'État ou les réformes législatives. Un de leurs principaux objectifs réside dans la réduction de l'action directe des gouvernements sur les marchés et dans la fourniture du gaz naturel à des prix abordables, transparents et concurrentiels.

Ce chapitre analyse en détail dans une première section les motivations ainsi que les différentes étapes de la libéralisation du marché du gaz naturel dans l'UE. Dans une deuxième section, est proposée une description de la première directive relative à la libéralisation ainsi

que sa transposition dans les droits nationaux. La troisième section s'intéresse aux deux autres directives importantes qui ont façonné la nouvelle organisation du secteur gazier. La quatrième section propose dans un premier temps une analyse des obstacles et des conditions favorables à la libéralisation du marché gazier en Europe. Dans un deuxième temps, une analyse descriptive des expériences américaine et britannique est fournie. De même, y sont analysés les impacts effectifs ou attendus d'une telle libéralisation ainsi que les perspectives futures pour ce marché.

1 La libéralisation du secteur gazier dans l'Union Européenne

L'UE a entamé au milieu des années 1990 une profonde réforme de son secteur gazier dans le but de construire un marché unique du gaz et d'y introduire plus de concurrence. Cette démarche a conduit à la signature d'une directive européenne en 1998 (directive 98/30/EC) qui introduit une première série de règles communes en matière d'organisation du secteur gazier applicables à l'ensemble des pays-membres. Cette première directive est suivie d'une seconde, adoptée en 2003 (2003/55/EC), qui accélère et approfondit le mouvement d'ouverture des marchés. Elle introduit en particulier un calendrier d'ouverture totale des marchés, y compris pour les clients résidentiels, avec la possibilité de choisir librement son fournisseur de gaz pour les ménages à partir du 1^{er} juillet 2007. En avril 2009, la Commission Européenne présente une troisième directive, (C6-0021/2009), qui vise en particulier à durcir les obligations en matière de séparation des réseaux, à préciser les rôles et responsabilités des régulateurs nationaux et à assurer une plus grande transparence dans le fonctionnement des marchés. La Commission propose de laisser les États membres choisir entre deux options de séparation des réseaux de transport (*cf.* tableau 13).

1.1 Les projets de la Commission Européenne

L'ambition initiale de la Commission Européenne était d'introduire une véritable concurrence sur l'ensemble des segments du marché gazier, par la mise en place d'un accès des tiers au réseau (ATR). Depuis 1988, ses propositions ont donné lieu à de vives critiques de la part des opérateurs gaziers. Les compagnies gazières, attachées à leurs prérogatives, se sont longtemps opposées aux vellétés de libéralisation du marché. Elles défendent les contrats de long terme, les présentant comme une condition indispensable à la réalisation de projets de production d'envergure. Elles craignent donc que le raccourcissement du terme des contrats ne soit préjudiciable à la pérennité des approvisionnements à longue échéance. Les compagnies européennes ont longtemps fait valoir leur attachement à l'ancien système parce qu'il leur offrait stabilité et sécurité.

1.1.1 Les motivations de la Commission

Les propositions de la Commission concernant le marché du gaz naturel visent à assurer un approvisionnement adéquat, dans des conditions économiques satisfaisantes. L'expansion du réseau gazier doit se faire selon deux principes : la stabilité et la prospérité des opérateurs économiques, d'une part, et l'équilibre entre les intérêts des consommateurs et des producteurs, dans le respect de la philosophie de marché intérieur, d'autre part.

Traditionnellement, les entreprises protégées ont tendance à se rapprocher des gouvernements et à répercuter sur les consommateurs leurs éventuelles erreurs de gestion. La Commission a considéré que cette situation allait à l'encontre du droit fondamental des consommateurs à choisir leur fournisseur. Selon elle, la Communauté Européenne était prête à accueillir favorablement toutes les évolutions qui tendent à rendre le marché communautaire plus accessible et qui facilitent les échanges de gaz, l'instauration d'un système généralisé d'accès des tiers au réseau étant le but ultime de ce mouvement de libéralisation.

1.1.2 Caractéristiques du système de l'acheteur unique

Ce système qui était également envisagé pour l'électricité, est un compromis trouvé entre les pays du Nord de l'Europe, faisant traditionnellement confiance au marché, et les États tenant à conserver la maîtrise de leur secteur gazier. Il garantit une ouverture minimale des marchés nationaux à la concurrence, tout en laissant chaque nation libre de pousser davantage la dérégulation.

Cette configuration prévoyait que :

- Le monopole reste en place.
- Un certain nombre de consommateurs sont déclarés éligibles : ils pourront choisir librement leurs fournisseurs. Le seuil d'éligibilité a été fixé à 25 Mm³/an, à condition que l'ouverture à la concurrence touche au moins 28% de la demande.
- Les États doivent s'assurer que les entreprises intégrées n'abusent pas de leurs positions dominantes dans le but de fausser le jeu de la concurrence. Ils devront empêcher les discriminations des prix et les subventions croisées, en s'assurant de la transparence des comptes, par une individualisation comptable des activités de production, transport et distribution.
- Le gestionnaire de réseau est l'acheteur unique, c'est-à-dire, qu'il est l'intermédiaire de toute transaction : il achète le gaz au fournisseur pour le revendre au consommateur, en lui facturant le coût de transport sur la base d'un tarif public ou négocié. Les États peuvent imposer des missions de service public dans l'intérêt économique général (sécurité de l'approvisionnement, normes de qualité, prix, protection de l'environnement).

Concrètement, le système de l'acheteur unique devra donc scinder le marché gazier en deux :

- Le segment des consommateurs éligibles, ouvert à la concurrence. En France, il s'agit principalement d'industriels. Dans les autres pays d'Europe, on y trouve des centrales électriques à gaz, voire des réseaux locaux de distribution.
- Le reste du marché couvert par le monopole. Lorsque les réseaux locaux de distribution ne constituent pas des entités autonomes, il s'agit principalement des secteurs résidentiel et tertiaire.

Le monopole est obligé de réviser sa politique tarifaire. D'une grille unique, il doit passer à un système accordant davantage d'importance à la négociation avec les gros consommateurs. En outre, le segment industriel est à la fois celui sur lequel la concurrence entre énergies est la plus vive, mais également celui qui est le plus attractif pour les compagnies gazières.

1.1.3 L'accès des tiers au réseau (ATR)

L'ambition de la Commission Européenne est au final de parvenir à un accès généralisé des tiers au réseau, qui permette d'introduire la concurrence sur l'ensemble des segments de marché. Le principe de l'ATR réside dans la contrainte imposée au gestionnaire de réseau afin de transporter du gaz au profit de tout fournisseur le souhaitant, sans discrimination. Il présentera des inconvénients pour certaines parties, mais devra théoriquement se traduire par une meilleure efficacité globale. L'ATR européen se développera sur une individualisation comptable des services. L'accès au réseau doit être accordé, compte tenu du rationnement en capacités, selon la règle du premier arrivé premier servi. Aucune obligation ne sera faite de transporter du gaz pour de nouveaux opérateurs, en cas de saturation. L'ATR idéal est un système qui offre les mêmes opportunités à l'ensemble des acteurs, ne permettant aucune discrimination et dont la transparence est totale (Stern, 1992).

Aujourd'hui, l'ATR est défini sur les réseaux de transport et s'inscrit dans le cadre d'une concurrence sur le segment des gros utilisateurs. L'ATR généralisé demande donc de définir de nouvelles règles, notamment d'accès aux réseaux de distribution, ou de constitution de sociétés locales de distribution autorisées à choisir leur fournisseur. Si l'on croit les différentes expériences d'introduction de la concurrence à travers le monde, le succès d'une dérégulation semble dépendre des facteurs suivants :

- Le passage à une structure concurrentielle doit être progressif.
- Il est indispensable de fixer clairement les règles du jeu : transparence des prix, discriminations interdites.
- Plus les compagnies initialement présentes sur le marché sont puissantes, plus l'entrée de concurrents est difficile, à la fois pour des raisons de pouvoir de marché et par peur de l'échec.

Le degré de pouvoir de marché est le facteur déterminant de la nécessité de mettre en place une régulation, comme le montrent les exemples américain et britannique. Dans le cas de l'Europe continentale, il faut en outre tenir compte de la forte dépendance vis-à-vis des importations. Les préoccupations de sécurité des approvisionnements à la fois en amont et en aval s'en trouvent accentuées, et la dépendance vis-à-vis des variations des cours internationaux peut fragiliser les stratégies des opérateurs.

1.2 Les différentes étapes de la libéralisation

La libéralisation en Europe s'est faite selon un agenda et quelques dates clés que nous décrivons ci-après.

1.2.1 La directive gaz de 1998

L'élément essentiel de cette directive a été d'accorder à certains consommateurs dits « éligibles » la faculté de s'approvisionner en gaz, auprès du fournisseur de leur choix. Les critères d'éligibilité ainsi que les seuils d'ouverture ont été précisés dans la directive. L'ouverture des marchés nationaux qui en résultait, a eu comme conséquence pour les pays à monopole d'importation de gaz, la disparition effective de celui-ci. Elle a été transposée en droit français par la loi du 3 janvier 2003, relative aux marchés du gaz, de l'électricité et au service public de l'énergie.

1.2.2 Le sommet de Barcelone de Mars 2002

Une nouvelle directive concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel a été proposée en 2002. Lors du sommet de Barcelone de Mars 2002, le Conseil Européen a donné une impulsion à ce projet, en décidant d'accélérer l'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence. Cette accélération est expliquée par deux séries de raisons.

- La disparité entre les pays, quant aux seuils d'ouverture adoptés, crée des déséquilibres en termes de parts de marché exposées à la concurrence.
- La subsidiarité accordée aux États membres, notamment sur le choix des formules d'accès aux réseaux et sur la façon d'organiser la régulation, a aussi entraîné des disparités importantes sur le plan qualitatif de l'ouverture effective des marchés.

1.2.3 La directive gaz du 26 juin 2003

La seconde directive gaz a été adoptée le 26 juin 2003. Elle reprend les dispositions de la première directive et les approfondit.

- L'accélération des dates d'ouverture à la concurrence des marchés du gaz et de l'électricité : le 1^{er} juillet 2004 au plus tard pour tous les clients non résidentiels, le 1^{er} juillet 2007 pour l'ouverture à 100 %.
- L'obligation de mise en place d'un système d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'aux installations GNL, ATR réglementé (approbation des tarifs d'accès à publier, ou des méthodes de calcul de ceux-ci - avant leur entrée en vigueur, par l'autorité de régulation nationale).
- Des dérogations éventuelles à l'ATR réglementé, en cas de réalisation de nouvelles infrastructures, limitées aux seules interconnexions, installations GNL ou de stockage.
- La reconnaissance explicite d'un accès des tiers aux installations de stockage (ATS) et au stockage en conduite, selon deux modes possibles : négocié ou réglementé (au libre choix des États).
- L'accent mis sur la possibilité pour les États, de définir des obligations de service public et obligation de prendre des mesures de protection des consommateurs, au moins pour les clients résidentiels.
- Le renforcement des obligations de différenciation comptable (notamment obligation nouvelle de tenir - jusqu'au 1^{er} Juillet 2007- des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles).

- La séparation juridique des gestionnaires de réseaux de transport avec l'aménagement d'un certain droit de contrôle de la société mère sur ses filiales.
- L'absence d'obligation de séparation de propriété pour les filiales en charge de la gestion des réseaux de transport/distribution.
- Le renforcement des compétences des autorités de régulation, notamment en matière de contrôle du niveau de transparence et de concurrence sur le marché. La non création d'une autorité européenne de régulation, mais la mise en place d'un groupe consultatif rassemblant à des fins d'harmonisation, les différents organes nationaux de régulation.
- La rédaction par la Commission, au 1^{er} Janvier 2006 au plus tard, d'un rapport détaillé décrivant les progrès accomplis, concernant la création de marché intérieur du gaz.

La date limite de mise en vigueur par les États membres des dispositions législatives, réglementaires et administratives nécessaires est fixée au 1^{er} Juillet 2004.

2 La directive 98/30/CE et sa transposition dans les droits nationaux

Le processus de libéralisation du secteur gazier initié par la Commission Européenne avait plusieurs objectifs.

- Amélioration de la compétitivité de l'industrie européenne par l'ouverture du marché du gaz à la concurrence.
- Création d'un marché gazier européen unique dont les prix ne varient pas considérablement pour le même type de client d'un État membre à un autre et même à l'intérieur des États membres afin d'éviter des distorsions de la concurrence dans l'Union Européenne.
- Intégration des marchés qui devrait avoir plusieurs effets bénéfiques en termes d'efficacité. Par exemple, ceci peut se traduire par des synergies et des économies d'échelle en matière d'approvisionnement, avec à la clé une réduction des coûts tout en assurant le même degré de sécurité des approvisionnements.

- L'ouverture du marché qui devrait stimuler le commerce intercommunautaire et la libre circulation du gaz. Les obstacles potentiels au commerce transfrontalier seraient ainsi mis en évidence, ce qui devrait faciliter leur élimination.
- Réalisation de bénéfices à court et long termes suite à l'augmentation de la pression concurrentielle sur le fournisseur de gaz après l'introduction de la concurrence gaz-gaz qui s'ajoutera à la concurrence pétrolière déjà existante.

2.1 Les principales dispositions de la directive gaz

La directive européenne sur le marché intérieur du gaz naturel, adoptée en Juin 1998, a été transposée dans les législations nationales des États membres, le 10 Août 2000. Elle définit les clients éligibles, les conditions de l'accès des tiers au réseau, le rôle de l'autorité de régulation, les conditions de la concurrence, elle reconnaît également des obligations de service public et la nécessité des régimes transitoires.

2.1.1 Les clients éligibles

L'élément fondamental de la directive est la liberté pour les "clients éligibles" de choisir leurs fournisseurs de gaz. La directive permet aux États membres d'ouvrir progressivement le marché en trois phases (Khelif, 2005).

Phase 1 : Au moins toutes les centrales électriques au gaz, quel que soit leur niveau de consommation annuel et tous les autres utilisateurs finaux consommant plus de 25 Mm³/an, deviendront des clients éligibles, à dater du 10 Août 2000. Pendant la phase 1, l'ouverture du marché sera de 20% au moins.

Phase 2 : Au moins toutes les centrales électriques au gaz, quel que soit leur niveau de consommation annuel et tous les autres utilisateurs finaux consommant plus de 15 Mm³/an, deviendront des clients éligibles, à dater du 10 Août 2005. Pendant la phase 2, l'ouverture du marché sera de 28% au moins.

Phase 3 : Au moins toutes les centrales électriques au gaz, quel que soit leur niveau de consommation annuel et tous les autres utilisateurs finaux consommant plus de 5 Mm³/an, deviendront des clients éligibles, à dater du 30 Août 2008. Pendant la phase 3, l'ouverture du marché sera de 33% au moins.

La directive permet également aux États membres de “plafonner” l’ouverture du marché, si la définition des clients éligibles sus-mentionnée aboutit à une ouverture de marché supérieure à 30% dans la phase 1, à 38% dans la phase 2 et à 43% dans la phase 3. Les États membres peuvent dans ce cas limiter l’ouverture de marché de façon équilibrée à hauteur de ce plafond.

2.1.2 L’accès des tiers au réseau

Afin de permettre aux clients éligibles et aux fournisseurs de gaz de conclure et d’exécuter un contrat de fourniture, la directive gaz offre aux États membres deux options sur les moyens d’organiser l’accès des tiers à ce réseau. Les États membres peuvent aussi opter pour une combinaison de deux systèmes, par exemple, l’accès réglementé pour la distribution et l’accès négocié pour le transport.

Le réseau de gaz couvert par la directive et auquel un accès non discriminatoire sera accordé comprend en principe l’intégralité de la chaîne du gaz, depuis les installations de production en amont jusqu’au consommateur final. La directive prévoit l’accès en principe sous une forme ou une autre, à tous les types d’installations dans la mesure des capacités disponibles. Néanmoins, l’accès lié au stockage peut être limité à l’accès à l’utilisation du réseau, dans le cas où cet accès est techniquement nécessaire pour permettre un accès efficace aux gazoducs.

2.1.3 Le rôle de l’autorité de régulation

Le principe prépondérant de la directive gaz est la non discrimination. Les États membres ne doivent pas faire de discrimination en faveur d’une entreprise de gaz par rapport à une autre. De même, lors de l’octroi de l’accès au réseau, une entreprise de gaz ne doit pas faire de discrimination entre les usagers du réseau et notamment en faveur de ses filiales.

Pour mettre en œuvre la directive, les États membres doivent adopter des mesures et mécanismes permettant de garantir la non discrimination. Ces mesures comprennent la désignation d’une autorité compétente et indépendante chargée de régler les litiges, en cas de désaccord sur les conditions d’accès.

Selon la directive, les entreprises de gaz intégrées verticalement ou horizontalement doivent, au minimum, tenir dans leur comptabilité interne des comptes séparés pour leurs activités de transport, de distribution, de stockage et pour les activités non liées au gaz, comme si ces activités étaient exercées pour des entreprises distinctes. Cette dissociation comptable peut aider les organismes réglementaires à assurer la non discrimination et des tarifs d’accès

équitable et à éviter les subventions croisées et les distorsions de concurrence.

2.1.4 La reconnaissance des obligations de service public

La plupart des pays européens ont adopté des dispositions spéciales, pour faire en sorte que les règles fondamentales de service public soient respectées par l'industrie du gaz. Généralement, les règles garantissent, par exemple, à tous les citoyens un approvisionnement sûr à un prix raisonnable. Ces dispositions peuvent aussi prévoir une protection spéciale pour les plus vulnérables, comme les personnes âgées et les malades.

La directive considère que des services de qualité et la libéralisation ne sont pas des objectifs incompatibles. Cette vision est clairement reflétée dans la directive, qui prévoit un mécanisme permettant aux États membres d'appliquer une politique de service public au secteur du gaz, sans limiter le processus de libéralisation. Les États membres peuvent définir des obligations de service public dans l'intérêt économique général, en s'appuyant sur les cinq considérations suivantes : sécurité d'approvisionnement ; régularité ; qualité des approvisionnements ; prix des fournitures et protection de l'environnement.

Les États membres peuvent prendre les mesures nécessaires pour atteindre ces objectifs en imposant des obligations aux entreprises de gaz.

2.1.5 L'égalisation des conditions de concurrence

Le degré et la vitesse de l'ouverture de marché est différent d'un État membre à l'autre, en raison de la liberté qui leur est laissée, en matière d'ouverture minimale du marché et des différences structurelles du marché du gaz. Afin d'éviter que ces différences n'entraînent une concurrence déloyale et un déséquilibre dans l'accès au marché, la directive gaz comporte une clause temporaire, appelée "clause de réciprocité" qui prévoit la possibilité de refuser l'accès au réseau à un client éligible dans un État membre, qui ouvre davantage son marché que ne le requièrent les exigences minimales de la directive, mais dont le gaz provient d'un autre État membre dans lequel, le même type de client n'est pas éligible.

Cette disposition a pour objectif de garantir des conditions de concurrence égales, en permettant aux États membres de libéraliser plus rapidement que ne l'exige la directive, sans exposer leur industrie à une concurrence "déloyale" de la part de fournisseurs de gaz, situés dans des pays qui ouvrent moins rapidement leur marché.

2.1.6 Les régimes transitoires

La directive prévoit une série de régimes transitoires que nous détaillons ci-après.

Les contrats “Take or Pay”

L'introduction de la concurrence dans l'industrie du gaz pourrait entraîner une perte de parts de marché des contrats long terme. Ceux-ci lient les producteurs de gaz naturel aux importateurs et présentent, outre leur durée, deux caractéristiques essentielles. La première concerne les clauses Take-or-pay (TOP) stipulent que le volume contracté doit être payé par l'acheteur, que celui-ci soit en mesure d'en prendre livraison ou pas ; selon les contrats, différentes flexibilités sont associées (annuelles ou journalières). La seconde est relative aux formules d'indexation du prix du gaz vis-à-vis des énergies concurrentes et l'application de la logique net back pour la détermination du niveau initial. Afin d'assurer la compétitivité du gaz vis-à-vis des produits pétroliers dont les coûts de transport sont en général plus faibles, les prix des contrats long terme étaient en premier lieu indexés sur ceux des énergies concurrentes et, en second lieu sujets à la logique du net back.

L'accroissement de la concurrence au fur et à mesure du développement du marché intérieur pourrait entraîner une baisse sensible des prix. Cela pourrait induire de grandes difficultés financières pour les entreprises de gaz, qui ont contracté des obligations de TOP à prix élevés.

La directive prévoit des mécanismes de sauvegarde pour une telle éventualité. En cas de graves difficultés économiques liées à une obligation de TOP, l'accès au réseau pourrait être, en dernier ressort, temporairement refusé pour protéger le marché d'un fournisseur. Avant que le refus d'accès puisse être prononcé par les autorités nationales et accepté par la Commission Européenne, l'entreprise doit envisager des solutions de remplacement moins restrictives, comme la recherche d'autres débouchés pour son gaz sur le marché intérieur.

Les marchés émergents

Des régimes transitoires sont également accordés aux marchés émergents et aux régimes dans lesquels la première fourniture commerciale de gaz a été effectuée, moins de dix ans avant l'entrée en vigueur de la directive gaz. Cela s'applique notamment à deux pays, le Portugal et la Grèce, où le développement du marché du gaz est le plus récent dans l'UE. Ces deux pays ont demandé une dérogation à certaines parties essentielles de la directive, ce qui différerait l'introduction de la concurrence.

Les non raccordés au réseau interconnecté

Une dérogation similaire est également accordée aux États membres qui ne sont pas directement raccordés au réseau interconnecté d'un autre État membre, et qui n'ont qu'un seul fournisseur extérieur principal, détenant une part de marché supérieure à 75%.

2.2 La transposition de la directive dans les droits nationaux

2.2.1 Dispositions législatives

Le tableau 9 décrit de façon simplifiée la situation législative de chaque pays au mois de février 2003, en donnant des indications sur la proportion du marché ouverte à la concurrence, les seuils utilisés, ainsi que la régulation du marché et le type de dissociation.

Tableau 9 : Mesures adoptées par les états membres pour transposer les directives

Pays	Ouverture du marché	Taille du marché ouvert (Gm ³)	Seuil d'éligibilité (Mm ³)	100%	Dissociation transport	Accès au réseau
Allemagne	100%	77		2000	Comptable	Négocié
Autriche	100%	7	Réglementé	2003	Juridique	Réglementé
Belgique	59%	8,5	Négocié	2006	Juridique	Réglementé
Danemark	35%	1,7	Hybride	2004	Juridique	Réglementé
Espagne	100%	12,9		2003	Propriété	Réglementé
Finlande			Dérogation			
France	20%	7,5		2007	Comptable	Réglementé
Grèce			Dérogation			
Irlande	82%	3		2005	Gestion	Réglementé
Italie	100%	62,1		2003	Juridique	Réglementé
Luxembourg	72%	0,5		2007	Comptable	Réglementé
Pays-Bas	60%	22,3		2003	Gestion	Hybride
Portugal			Dérogation			
Suède	47%	0,4		2006	Comptable	Réglementé
Uk	100%	93,8		1998	Propriété	réglementé

Source : Lahlah (2004).

En ce qui concerne les mesures structurelles, les régulateurs autrichien, français et irlandais assument depuis peu le contrôle du secteur gazier. L'Allemagne est le seul État membre à s'en tenir à un modèle où n'intervient aucune autorité de régulation sectorielle et à s'appuyer essentiellement sur le contrôle exercé par les autorités nationales de la concurrence.

2.2.2 L'application de la directive

Etant donné le principe de subsidiarité contenu dans la directive, différentes approches ont été adoptées par les pays membres, pour la mise en œuvre des dispositions de la directive. Par groupe de pays, la situation se présente aujourd'hui comme suit (cf. tableau 10).

- Le Royaume-Uni et l'Allemagne ont un marché, théoriquement, totalement ouvert à la concurrence.
- L'Autriche, les Pays-Bas, le Luxembourg, la Suède, la Belgique et le Danemark, présentent un niveau d'ouverture de 30% à 65%.
- La France a appliqué l'ouverture minimum du marché soit 20%.
- La Grèce et le Portugal bénéficient du statut de marchés émergents, ils sont dispensés provisoirement de l'application de la directive.

Tableau 10 : Taux d'ouverture légaux et estimation de la part des grands consommateurs industriels ayant changé de fournisseurs, en 2002⁶

Pays	Taux d'ouverture légal	Part des grands consommateurs industriels ayant changé de fournisseurs
Allemagne	100%	<5%
Autriche	100%	<2%
Belgique	59%	DND
Danemark	35%	2-5 %
Espagne	79%	20-30 %
France	20%	20-30%
Irlande	82%	20-30 %
Italie	96%	10-20 %
Luxembourg	72%	5-10 %
Pays-Bas	60%	30-50 %
Suède	47%	<2%
UK	100%	>50%

Source : Lahlah (2004).

⁶ Le taux d'ouverture légal est exprimé en pourcentage des consommateurs de gaz, tous secteurs confondus et la part des grands consommateurs industriels, ayant changé de fournisseur est exprimée en pourcentage de consommations de ce secteur.

2.2.3 Modalités de mise en œuvre

Le choix des modalités de mise en œuvre de la directive par chacun des pays, dans les limites particulièrement larges que laisse ce texte à l'initiative des États membres et des régulateurs nationaux, constitue un paramètre essentiel dans l'inter-comparaison des conditions pratiques de mise en œuvre de la concurrence "gaz-gaz". Ces modalités portent sur tous les termes de l'offre de gaz : approvisionnement et fourniture, tarification de l'ATR de transport, conditions de l'offre de modulation, séparation des activités des anciens opérateurs intégrés.

2.2.4 La recomposition de l'industrie gazière européenne

Sous l'effet de régulateur de la directive, le fonctionnement de l'industrie gazière européenne est en train de se modifier rapidement. Ces modifications apparaissent au niveau de l'internationalisation et de la concentration des opérateurs, de leurs migrations le long de la chaîne gazière, de leurs investissements dans des activités nouvelles. A des degrés divers et avec des démarches parfois différentes, les sociétés gazières européennes ont largement commencé à s'adapter aux nouvelles conditions de la concurrence, en recherchant des alliances et en adoptant des stratégies de diversification. Elles prennent ou renforcent des positions à l'amont de la chaîne dans la production de gaz, afin de disposer de capacités de négociation vis-à-vis des exportateurs. Elles se préparent à gérer plus finement leurs portefeuilles d'approvisionnement avec le négoce de gaz et à répondre à l'évolution attendue de la demande des clients, en s'impliquant dans des activités de services.

Il apparaît ainsi que le développement à venir du marché en Europe soulève des enjeux importants pour les acteurs de l'industrie du gaz, leur premier réflexe a été de prévenir d'éventuels risques, en cherchant notamment à pénétrer de nouvelles activités, afin de préserver leurs rentabilités dans un marché, appelé à devenir plus fragmenté.

2.2.5 La transposition de la directive gaz dans les États membres

La libéralisation décrit un changement à travers lequel plusieurs compagnies entrent en compétition pour offrir des biens et services, qui auparavant, dans un marché régulé, étaient offerts par une seule compagnie en position de monopole.

Cette concurrence donne la possibilité au consommateur de choisir librement son fournisseur. Certes, la concurrence tirera les prix à la baisse, mais en même temps, elle favorisera l'innovation et incitera les fournisseurs à améliorer leurs services, qui seront les principaux atouts pour séduire les clients et se différencier des concurrents.

Les États membres de l'UE ont adopté, le 22 Juin 1998, la directive 98/30/CE sur le marché intérieur de gaz naturel, prolongement de la directive "transparence" du 26 Mai 1990 et du 31 Mai 1991, directive "transit". Ils se sont accordés un délai de deux ans, pour transposer la directive dans leurs législations nationales. Cette directive prévoit la réalisation d'un marché gazier réellement concurrentiel et intégré.

Dans cette perspective, nous avons retenu quelques dispositions essentielles :

- Le transfert à une autorité indépendante des parties du règlement des litiges [Article 21], et la définition des mécanismes appropriés et efficaces de régulation, de contrôle et de transparence. [Article 22]
- La transparence et la dissociation comptable des activités des opérations gazières intégrées. [Articles 12 et 13]
- Le droit pour les clients éligibles de contracter librement avec les "opérateurs autorisés", sur l'ensemble du territoire européen, aux réseaux et aux installations de GNL des opérateurs en place. [Articles 14, 15, 16 et 17]
- La fixation des critères objectifs, transparents et non discriminatoires pour l'attribution des autorisations aux nouveaux opérateurs gaziers, y compris pour la construction de nouvelles infrastructures. [Article 20]

Dans ce contexte, il est important de rappeler que la directive ne couvre pas les opérations de production et de transport en amont, des points d'entrée dans les grands réseaux européens.

L'absence d'une vision claire des objectifs de la libéralisation énergétique en Europe est un signe de la faiblesse de la stratégie gazière européenne et c'est dans ce cadre que la régulation, en tant qu'expérimentation de la mise en œuvre d'une nouvelle organisation, prend toute son importance.

La régulation de marché

Dans le cadre de la libéralisation de marché, la directive prévoit que les États membres doivent mettre en place une autorité indépendante des parties, pour contrôler le fonctionnement du marché et régler les litiges qui résulteraient de cette ouverture à la concurrence.

En pratique, tous les États membres se sont dotés d'une instance spécialisée de régulation, à l'exception de l'Allemagne où les fonctions de régulation sont dévolues à l'autorité fédérale de la concurrence (office fédéral de cartels). L'autorité est parfois commune au gaz et à l'électricité, comme c'est le cas en Italie, Espagne, Grande-Bretagne et France.

Principe de dissociation comptable des activités

Dans la mesure où le marché gazier européen est longtemps resté monopolistique avec existence de liens entre l'État et les opérateurs, et où de nombreuses entreprises actrices sont des entreprises intégrées exerçant plusieurs activités, les risques de distorsion de concurrence doivent être appréhendés. A titre d'exemple, on peut citer les subventions croisées, les abus de position dominante et les pratiques discriminatoires.

La directive impose aux opérateurs gaziers intégrés de présenter leurs comptes de manière transparente et notamment une dissociation comptable des activités suivantes : transport, stockage, distribution et activités relatives au gaz naturel liquéfié, ainsi que de leurs activités non gazières.

Tel a été le cas en France, où le projet de loi gazière prévoit la dissociation comptable et fonctionnelle des activités des opérateurs intégrés, conformément aux stipulations de la directive. Certains pays se sont engagés vers une séparation plus poussée des activités de transport. Ils ont jugé opportun d'évoluer vers une séparation juridique et patrimoniale, ce que la directive n'a pas exigé, afin d'assurer une plus grande égalité de traitement entre l'entité commerciale, issue de l'opérateur historique et les nouveaux entrants.

C'est le cas notamment de la Grande-Bretagne et c'est également le cas de l'Italie et de l'Espagne, qui ont prévu dans les décrets-lois de transposition (respectivement du 23 Mai 2000 et du 24 Juin 2000) :

- En Italie, les activités de transport, de stockage et de distribution, devront faire l'objet d'une séparation juridique. A cet égard, la loi stipule d'une part qu'ENI devra ramener sa participation dans l'opérateur de transport SNAM, à moins de 50% en 2002. D'autre part, la loi prévoit la séparation juridique de la fonction fourniture, ce que la directive n'exige pas.

- En Espagne, la loi exige que Gas Natural Repsol ramène sa participation dans l'opérateur de transport ENAGAS, à moins de 35% en 2003.

De même, en vue d'éviter toute approche qui pourrait faire obstacle à l'objectif d'établissement d'un accès transparent et équitable, les opérateurs historiques devront mettre à la disposition des parties prenantes intéressées toutes les informations nécessaires au bon fonctionnement d'un marché ouvert, à condition que des règles déontologiques rigoureuses, interdisant tout transfert d'information "sensible" de l'entité "logistique" à l'entité "fourniture", soient mises en place et que leurs applications puissent être facilement vérifiées.

Les clients éligibles

Il convient toutefois de dire que les niveaux d'ouverture ont un caractère national et ne traduisent pas le degré réel de concurrence sur le marché considéré. Cependant, dans la détermination du seuil d'éligibilité, deux types de clients font l'objet d'un régime spécifique et bénéficieront probablement de dispositions particulières, dans le cadre de la loi de transposition : les producteurs d'électricité à partir du gaz ; les entreprises d'économie mixte et régies de distribution locale.

Dans ce qui suit, nous détaillons pour les principaux pays de l'UE la manière dont s'est effectuée la libéralisation.

- **Italie**

Le degré d'ouverture est très important (96%). Le gouvernement italien a approuvé le 19 Mai 2000 le décret portant l'ouverture de marché gazier en Italie. Toutefois, tous les consommateurs italiens sont libres de choisir leur fournisseur depuis le 1^{er} Janvier 2003, l'éligibilité est réservée à ceux qui consomment plus de 200000 m³ /an, aux électriciens, surtout que l'Italie s'est engagée depuis des années dans une politique de promotion de la production d'électricité par des centrales à cycles combinés de moyenne et grande puissance, ainsi qu'aux grossistes et aux distributeurs. Par ailleurs, le décret impose à l'opérateur historique de ramener sa part de marché au dessous d'un certain niveau. Tout comme, il prévoit qu'aucun approvisionneur de gaz ne pourra détenir une part de marché supérieure à 75%, ce plafond se réduisant de deux points par an jusqu'à 2010, dernière application du décret. Enfin, l'ouverture de marché est de 100% depuis 2003.

- **Espagne**

L'ouverture de marché est de 100% en 2008, le décret royal sur "l'intensification de la concurrence sur les marchés des biens et services" prévoit que tous les clients consommant plus de 3 Mm³/an de gaz, ainsi que les producteurs d'électricité et les générateurs, seront éligibles. Le décret prévoit également que les opérateurs historiques doivent ramener leurs parts de marché en dessous de 70% de la consommation nationale de gaz naturel.

- **Belgique**

Ce pays a entamé l'ouverture de son marché en adoptant le projet de loi soumis à la chambre des représentants par le ministre des affaires économiques belges. Le 29 Avril 1999, une ordonnance royale promulguée le 3 Mai 1999, fait état de l'adoption des lois portant sur la transposition de la directive gaz dans la législation nationale. L'ouverture de marché est de 58% en 2001 et elle est totale en 2006.

- **Pays-Bas**

Le degré d'ouverture était de 45% en 2000, 51% en 2002, puis 100% à partir de 2004. On remarque ici, qu'il y a un décalage de deux ans entre chaque nouvelle ouverture, cela est dû au système gazier néerlandais régi par deux obligations complémentaires.

1. Les producteurs d'hydrocarbures étaient obligés de vendre leur gaz à Gasunie, qui était tenue de l'acheter.
2. Un distributeur était obligé d'acheter à Gasunie tout le gaz qu'il vendait à ses consommateurs finals. Les clients finals consommant 10 Mm³/an sont déclarés éligibles.

- **France**

Ce pays a adopté un degré d'ouverture timide, tout en respectant l'exigence minimale de l'Union Européenne. Le projet de loi relatif à la modernisation du service public de gaz naturel et au développement des entreprises gazières, du conseil des ministres du 17 Mai 2000, stipule que le consommateur final, dont la consommation annuelle de gaz naturel par site est supérieure à un certain seuil fixé par décret au conseil d'État, est reconnu client éligible pour ce site. Compte tenu de la prédominance de la production d'électricité d'origine nucléaire, la production d'électricité à partir du gaz ne s'est pas significativement développée.

- **Grèce et Portugal**

Ces deux pays bénéficient d'une dérogation qui leur permet de différer certaines parties essentielles de la directive. En effet, ils sont considérés comme des "marchés émergents".

L'accès des tiers au réseau

La directive laisse le choix aux États membres, entre un accès des tiers au réseau de transport "négocié" et un accès "régulé", selon des critères transparents et non discriminatoires. Dans le système de l'accès négocié, les entreprises de gaz naturel ou les clients éligibles pourront négocier individuellement un accès au réseau avec les transporteurs afin de pouvoir conclure des contrats de fourniture. Le principe est celui de la liberté contractuelle. L'accès au réseau, s'il est demandé par les entreprises de gaz naturel, sera uniquement négocié sur la base des conditions commerciales générales indiquées aux clients. Dans le système de l'accès régulé, les entreprises de gaz et les clients éligibles pourront obtenir un accès réseau, sur la base des tarifs et autres conditions publiées par les États membres pour leurs utilisateurs.

Dans un tel contexte, on constate que la majorité des pays de l'Union Européenne ont adopté un système régulé. Comme ce fut le cas pour la Grande-Bretagne, progressivement passée à un accès régulé, le système d'accès négocié a posé un certain nombre de difficultés que nous détaillons ci-après.

- Dans le cas où l'opérateur historique contrôle l'ensemble de la fonction logistique tout en conservant une activité de négociation, il est impossible d'établir une négociation tarifaire équilibrée avec le nouvel entrant.
- La durée des négociations entre le client éligible et l'opérateur de transport peut dans certains cas compromettre la transaction, notamment si la fourniture provient d'un marché spot.
- Ce mode de commercialisation n'est plus adopté lorsque le marché devient suffisamment ouvert et qu'une partie substantielle de transaction sur l'achat et la vente du gaz se développe le plus souvent sur écran.

Toutefois, l'accès régulé paraît offrir davantage de garantie aux régulateurs en ce qui concerne la bonne transparence et la non-discrimination de l'accès des tiers au réseau. La directive prévoit que les opérateurs pourront déterminer eux-mêmes les tarifs et les conditions

d'accès à leurs réseaux, sous le contrôle de l'autorité de régulation.

Modèles tarifaires

Trois principaux modèles tarifaires sont rencontrés en Europe.

La tarification à « la distance »

Elle est basée sur un trajet déterminé entre un point d'injection et un point de soutirage sur le réseau, selon un tarif au kilomètre sur les différents segments de la distance.

Elle consiste à additionner les coûts correspondants à l'utilisation des différents tronçons du réseau entre les deux points. Le tarif appliqué peut varier selon les caractéristiques du réseau : diamètre ou débit de gazoduc. Puisque le réseau présente des rendements croissants, le coût unitaire de transport diminue à mesure que le diamètre (ou le débit) de la canalisation augmente.

Certains opérateurs appliquent un plafonnement de la distance, mais selon d'autres opérateurs de réseau, ce plafonnement pourra entraîner des subventions croisées entre les acheminements de gaz sur longues distances et ceux sur des distances courtes. Cette tarification peut rendre plus compliqué le contrôle du régulateur des capacités réservées par un affréteur et celles réellement utilisées par celui-ci, et il doit en outre contrôler les pénalités appliquées par l'opérateur de réseau, en cas de dépassement des capacités. Elle rend également difficile la création d'un marché secondaire des capacités et la gestion des congestions : les utilisateurs se heurtent à la rigidité de cette tarification.

La tarification « entrée-sortie »

La tarification nodale ne reflète pas directement la distance entre le point d'injection et le point de soutirage, mais plutôt la localisation de ces points sur le réseau. Elle consiste en une double tarification affectant l'injection et le soutirage aux nœuds du réseau, et elle se détermine par rapport à l'écart entre le nœud d'entrée et le nœud de sortie. Cette tarification, tout comme la tarification à la distance, est assez simple pour les utilisateurs, leur permettant une souplesse dans la souscription de capacité. Elle simplifie le contrôle par le régulateur des capacités réservées, par rapport aux besoins des affréteurs et des pénalités de l'opérateur de réseau, en cas de dépassement des capacités souscrites. Cette tarification semble être assez bien représentative des coûts et des différences spatiales du réseau. En outre, elle facilite la création d'un marché secondaire des capacités et la mise aux enchères de capacités aux différents nœuds du réseau, pour régler les problèmes de congestion.

La tarification « timbre-poste »

La tarification “timbre-poste” ne reflète ni la distance ni la localisation géographique sur le réseau. Elle consiste en une charge forfaitaire, qui s’applique soit à l’injection, soit au soutirage, soit aux deux en même temps. Il s’agit d’un cas particulier de la tarification nodale, où tous les points d’injection sont également les points de soutirage. Cette tarification présente l’avantage d’être simple et lisible pour les utilisateurs et pour le régulateur, qui peut facilement contrôler les capacités réservées et réellement utilisées, ainsi que les pénalités des opérateurs de réseaux en cas de dépassement des capacités souscrites.

Le tableau 11 résume les principales caractéristiques des différents systèmes tarifaires observés.

Tableau 11 : Comparaison des différents systèmes tarifaires

Critère	Tarification à la distance	Tarification entrée-sortie	Tarification timbre-poste
Simplicité pour l'utilisateur	Assez bonne	Bonne	Très bonne
Transparence pour le régulateur	Complexe à assurer	Bonne	Très bonne
Risques de discrimination sur le coût d'acheminement	Forts	Non	Non
Marché secondaire des capacités	Assez difficile	Assez facile	Assez facile
Compatibilité	A priori, pas de problèmes pratiques pour tarifer		Graves difficultés

Source : Lahlah (2004).

3 Les autres directives gaz

Après cette première directive, la Commission européenne a promulgué d'autres directives afin d'accélérer le mouvement de libéralisation tout en mettant en place un système plus fin de régulation du secteur gazier.

3.1 La directive 2003/55/CE

3.1.1 Principaux traits de la nouvelle directive gaz

Le 26 juin 2003, le Parlement et le Conseil européens ont adopté la directive 2003/55/CE, établissant un ensemble de règles complémentaires communes, pour la création du marché intérieur de gaz naturel. Elle abroge la précédente directive et comporte de nouvelles mesures destinées à :

- Accélérer les dates d'ouverture légale et complète des marchés du gaz au 1^{er} Juillet 2004, pour tous les clients industriels et au 1^{er} Juillet 2007 pour les ménages. La mise en place d'un programme progressif d'ouverture des marchés nationaux, par les pouvoirs publics concernés, permet à chaque pays membre d'organiser la déréglementation des marchés nationaux, selon un calendrier précis.
- Renforcer les obligations de séparation comptable, notamment avec la nouvelle obligation qui consiste à tenir, jusqu'au 1^{er} Juillet 2007, des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et aux clients non éligibles.
- Renforcer l'indépendance de la gestion des réseaux de transport des autres branches d'activité du secteur. La directive impose la séparation juridique du transport des autres activités des opérateurs traditionnels. Cette séparation doit être effective à partir du 1^{er} Juillet 2004, en ce qui concerne le transport et le 1^{er} Juillet 2007 pour ce qui de la distribution. En revanche, la directive ne prévoit pas d'obligation de séparation juridique pour les terminaux de réception du GNL et pour le stockage.
- Mettre l'accent sur la possibilité des États membres d'imposer aux entreprises opérant dans le secteur gazier des obligations de service public, transparentes et non discriminatoires, pouvant porter sur la sécurité des infrastructures, la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement.
- Renforcer les compétences des autorités de régulation, notamment en matière de contrôle du niveau de transparence et de concurrence sur le marché.

3.1.2 Accès des tiers aux infrastructures essentielles

L'ouverture du secteur gazier européen doit, pour être effective, assurer à tous les opérateurs, traditionnels ou nouveaux entrants, les mêmes conditions d'accès au réseau, grâce à une gestion impartiale, non-discriminante et transparente. C'est pourquoi un élément clé de l'ouverture à la concurrence des marchés du gaz naturel porte sur l'obligation faite à l'opérateur historique détenteur du réseau de transport de permettre l'accès des tiers au réseau, sous contrôle d'une autorité spécifique de régulation, chargée de la fixation des tarifs d'accès au réseau. Les réseaux de transport et de distribution sont alors considérés comme des monopoles naturels et sont régulés.

Le caractère non discriminatoire et transparent de l'ATR est assuré par la séparation fondamentale des activités de transport-distribution, de l'activité de fourniture des opérateurs traditionnels (règles "d'unbundling" qui permettent l'établissement de la concurrence).

Cette nouvelle directive comporte donc un ensemble de règles spécifiques à l'accès des tiers aux réseaux et aux installations de stockage. Elles portent en particulier sur :

- L'obligation de mise en place d'un système régulé d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'aux installations de réception du GNL. Le mode régulé de l'ATR signifie que les tarifs sont fixés et publiés par les opérateurs, sous contrôle du régulateur, selon des normes tarifaires préétablies et qui s'appliquent indifféremment à tous les fournisseurs, permettant ainsi d'éviter toute discrimination.
- L'obligation de mise en place d'un accès des tiers aux installations de stockage, soit de type négocié, ou de type régulé. L'accès aux services de modulation et aux fonctions stratégiques du stockage a été reconnu comme un complément essentiel de l'accès aux réseaux, en particulier pour l'approvisionnement des secteurs tertiaire et résidentiel, très largement soumis aux fluctuations de la demande, liées aux besoins de chauffage.

Les dispositions de cette directive s'appliquent à tous les États membres de l'UE. La Grèce, et le Portugal bénéficient d'une dérogation en tant que marchés émergents ou isolés.

3.1.3 Nouvelle organisation du marché et taux réel d'ouverture

La mise en place, au niveau national, d'une concurrence gaz-gaz a déjà largement bouleversé la structure existante des marchés avant la libéralisation. En effet, jusqu'ici cloisonnés, les

marchés européens étaient traditionnellement structurés autour d'opérateurs nationaux, souvent en situation de monopole, selon un modèle commun de "quasi-intégration verticale et de monopole réglementé". L'intégration verticale de la chaîne aval assurait à un acteur national, ou à un petit nombre d'acteurs, le monopole des importations, du transport, de la distribution et du stockage, et des activités de fournitures. La libéralisation a permis l'émergence de nouveaux acteurs. Toutefois, il est encore très prématuré de parler d'un secteur gazier libéralisé à l'échelle de l'Union Européenne qui n'est parvenue, pour l'heure, qu'à une simple ouverture inégale de la concurrence entre les différents marchés qui la composent.

De nouveaux acteurs

La liberté de choix du fournisseur pour le client ouvre la voie à une concurrence croissante entre les acteurs et favorise l'accès au marché de nouveaux entrants. Aujourd'hui, des sociétés intermédiaires, les grossistes "shippers" et les "traders", se positionnent sur la chaîne gazière pour assurer l'échange des volumes de gaz entre les producteurs et les fournisseurs. Les grossistes permettent également d'assurer le transfert des capacités de transport entre les transporteurs et les fournisseurs. Par ailleurs, l'évolution des stratégies commerciales des opérateurs, qui induit en particulier de vastes mouvements d'intégration horizontale et de dé-intégration verticale consécutive aux obligations de séparation comptable des activités ou "unbundling", modifie fortement la structure industrielle des marchés gaziers.

Le point sur les taux réels d'ouverture

Depuis le 1^{er} Juillet 2004, tous les clients industriels et commerciaux sont éligibles et peuvent choisir leur fournisseur. Toutefois, il existe un décalage important entre le taux légal d'ouverture et le degré de concurrence réelle. Bien qu'il soit difficile d'évaluer l'ouverture effective dans les marchés, compte tenu de la multiplicité des critères envisageables, on peut estimer le degré d'ouverture réel des marchés par le pourcentage des consommateurs éligibles qui ont effectivement changé de fournisseurs. Ainsi, on constate que, de manière générale, l'ouverture réelle des marchés du gaz est bien moins importante que son degré d'ouverture théorique. Dans l'ensemble des pays où les petits consommateurs sont déjà éligibles, les taux de changement de fournisseurs les concernant restent négligeables sauf au Royaume-Uni et en Italie, comme le montre clairement le tableau 12.

Tableau 12 : Évaluation de la concurrence sur les marchés gaziers

Pays	Marché éligible	Taux légal d'ouverture (2004)	Taux réel d'ouverture %	
			Gros consommateurs	Ménages
Allemagne	82	100	7	< 2
Autriche	7	100	9	0,5
Belgique	11	90	60*	4**
Danemark	5	100	30	< 5
Espagne	20	100	> 50	5
Estonie	1	95	20	
France	30	70	25	
Hongrie	8	69	5	
Irlande	3	86	> 50	
Italie	62	100	30	35
Lettonie	0	0	0	
Lituanie	2	70	0	
Luxembourg	1	72	< 5	
Pays-Bas	38	100	30	2
Pologne	4	34	0	
République Tchèque	0	0	0	
Royaume-Uni	95	100	> 50	47
Slovaquie	2	34	0	
Slovénie	1	91	0	
Suède	1	50	< 5	

*Gros consommateurs : Flandre 90 %, Wallonie 40 %. ** Ménages : Flandre uniquement.

Source : Benamirouche (2010).

3.2 La directive C6-0021/2009

En avril 2009, la Commission Européenne présente une troisième directive, (C6-0021/2009), qui vise en particulier à durcir les obligations en matière de séparation des réseaux, à préciser les rôles et responsabilités des régulateurs nationaux et à assurer une plus grande transparence dans le fonctionnement des marchés. Elle préconise enfin la création d'une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). La Commission propose de laisser les États membres choisir entre deux options de séparation des réseaux de transport : réseau détenu et géré par une entreprise indépendante ; réseau détenu par l'opérateur historique mais géré par une entreprise indépendante). Ces deux options ont soulevé l'opposition de certains États membres, comme la France, qui penchent plutôt pour une troisième voie, consistant à maintenir la propriété et le contrôle des réseaux de transport au sein des entreprises intégrées dans les États membres qui le souhaitent. Les principales caractéristiques des trois options sont résumées dans le tableau 13.

Tableau 13 : présentation des différentes options

Présentation des différentes options		
3 options	Caractéristiques	Mise en œuvre
(1) ITSO (<i>Independent Transmission System Operator</i>)	Une firme indépendante gère le réseau. Elle est propriétaire des actifs.	Danemark, Pays-Bas, UK, Portugal, Espagne, etc.
(2) ISO (<i>Independent System Operator</i>)	Un opérateur indépendant gère le réseau. La firme intégrée reste propriétaire des actifs.	Écosse, USA, Canada, Australie, etc.
(3) « Troisième voie »	Une filiale de la firme intégrée gère le réseau. Elle est propriétaire des actifs. Son indépendance de décision et de gestion par rapport à la maison-mère est renforcée.	Solution portée par la France, l'Allemagne et six autres pays européens.

Source : Defeuilley (2009).

La couverture à la concurrence s'est effectuée progressivement depuis 1998 et pour étape, comme le rappelle le tableau 14 ci-dessous, et elle a objectif essentiel de bien dissocier les activités dérégulées (ouverture à la concurrence (production et commercialisation du gaz) des activités régulées (transport et distribution du gaz).

Tableau 14 : Les trois paquets énergies

Gaz	Premier paquet énergie Directive Gaz 98/30/CE du 22 juin 1998	Deuxième paquet énergie Directive Gaz 2003/55/CE du 26 juin 2003	Troisième paquet énergie¹ Directive Gaz 2009/73/CE du 13 juillet 2009
Ouverture du marché	Ouverture partielle et progressive Critères quantitatifs- 3étape : -2000 : producteurs d'électricité à partir de gaz +clients finals > 25Mm ³ /an -2003 : clients finals de 15 Mm ³ /an -2008 : clients finals de 5 Mm ³ /an	Ouverture totale Critères qualitatifs- 2étape : -01/07/2004 : clients non résidentiels -01/07/2007 : tous les consommateurs	Bon fonctionnement du marché
Unbundling	GRT/GRD Stockage : Account unbundling REM.GNL : pas d'obligation d'unbundling	GRT(2004) : legal+functional unbundling GRD > 100 000 clients (au plus tard en juillet 2007) : Legal+functional unbundling GRD < 100 000 Client /Stockage /GNL : account unbundling	GRT : effective unbundling 3 options (+2) -Ownership unbundling ² (OU) -Independent system Operator ³ (ISO) -Independent Transmission Operator ⁴ (ITO) -(art9§9+[art.36], exceptions à l'OU) GRD/GNL : cf.2 ^{ème} paquet Stockage : legal+functional unbundling
Clause des pays tiers			Contrôle d'un GRT par une personne d'un pays tiers autorisé, si pas de risque pour la sécurité d'approvisionnement de l'état membre et de l'UE.
Accès des tiers au réseau	GRT/GRD/GNL : 2 options : Accès négocié ou réglementé. REM. Stockage : pas mentionné de façon explicite.	GRT/GRD/GNL : 1 option : Accès réglementé avec des tarifs régulés. Stockage (2options) : Accès réglementé ou négocié Exception possible : nouvelles grandes infrastructures gazières (interconnexion, installations de GNL ou de stockage) ⁵	Id.2 ^{ème} paquet

Autorité de régulation	« Mécanismes » de régulation, de contrôle et de transparence.	Obligation de désigner un régulateur national totalement indépendant du secteur du gaz.	Niveau national : Régulateur indépendant de toute entité publique /privée. Renforcement ⁶ et harmonisation des pouvoirs. Niveau européen : mise en place d'une Agence européenne de coopération des régulateurs (ACER) principalement en charge de questions supranationales et transfrontalières
Obligations de service public (OSP)	OSP peuvent être imposées aux entreprises : sécurité d'approvisionnement; régularité ; qualité et prix de la fourniture ; protection de l'environnement.		OSP: nouveau renforcement de la protection des consommateurs.
Compteurs intelligents		OSP : renforcement pour assurer une meilleure protection des consommateurs	Introductions sous réserve d'une étude coûts /bénéfices positive, pas de date butoir
Marché régionaux			Rôle reconnu « 1 ^{er} étape à la libéralisation totale du marché »
Coopération des GRT-volet supranational			ENTSO-G (reconnaissance formelle de GTE) « network codes» ; plan européen décennal de développement du réseau de transport
Autres mesures	Mesures de sauvegarde en cas de crise soudaine ou de menace-Possibles dérogations aux engagements « Take or Pay »-exception pour tenir compte de la situation des marchés dits : «émergents et isolés»	Id. 1 ^{er} paquet	Id. 1 ^{er} paquet
Transit		Abrogation de la directive « transit » gaz sauf pour les anciens contrats conclus conformément à l'art.3 §1	Abrogation de l'exception « anciens contrats » par le biais de l'abrogation avec effet au 3 mars 2011 de la directive 2003/55/CE

		Transit assimilé à un ATR régulé pour les nouveaux contrats (>01/07/2004)	
Transposition	10 août 2000	1 ^{er} juillet 2004	mars 2011 ⁷

Source : Hansen et Percebois (2010, p. 275).

- (1) GE 3^e paquet comprend cinq textes : une directive électricité et une directive gaz modifiant directives électricité et gaz existantes, un règlement gaz et règlement électricité sur les échanges transfrontaliers et un règlement mettant en place l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie
- (2) OU – Séparation totale des activités de transport de celles de production / fourniture ; possibilité de participation minoritaire des entreprises de production/ fourniture dans le capital du GRT mais interdiction notamment pour une même personne d'être dans des organes décisionnels à la fois du GRT et d'une entreprise de production et /ou fourniture.
- (3) ISO– Les entreprises verticalement intégrées(EVI) conservent la propriété de leurs actifs de transport (en « legal unbundling ») mais leur gestion est confiée à un opérateur de système indépendant, chargé de prendre les décisions commerciales et d'investissement.
- (4) ITO – le EVI restent propriétaires des actifs de transport (en »legal unbundling ») moyennant le respect de différentes conditions destinées à garantir l'indépendance du GRT (par « supervisory body », « compliance officer », périodes de « cooling off » ex ante/ex post pour les dirigeants du GR T) . L'ITO est une sorte de « legal unbundling »superréglementé.
- (5) Celles-ci peuvent également obtenir une dérogation à l'OU pendant une durée déterminée, art.36.
- (6) Pouvoir d'arrêter et d'imposer les mesures appropriées, proportionnées et nécessaires pour promouvoir une concurrence effective et assurer un bon fonctionnement du marché (ce qui inclut la possibilité d'imposer des gas release programmes) ; pouvoir d'infliger de sanctions (jusqu'à10% du CA du GRT ou de l'EVI) ; pouvoirs accrus en cas d'ITO sur par ex. Le plan décennal du GRT, les accords financiers entre le GRT et L'EVI, etc.
- (7) Exception : *règles relatives à l'OU («3 mars 2012 , avec possibles dérogation à certaines mesures jusqu'au 3mars 2013),art.9 de la Directive ; *disposition à la certification concernant les pays tiers (3mars 2013),art.11 de la Directive.*

4 La libéralisation du secteur gazier : obstacles, impacts et perspectives

4.1 Obstacles et conditions favorables à la création d'un marché concurrentiel

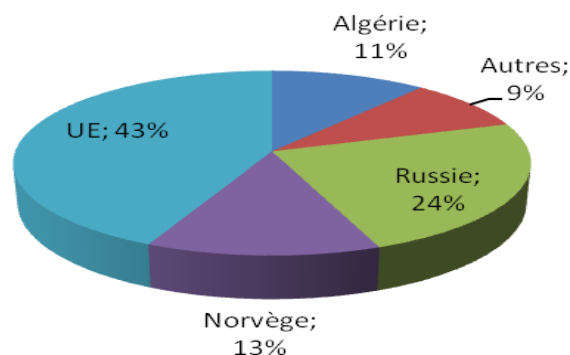
4.1.1 Les obstacles à la libéralisation

Au-delà de la législation communautaire, la mise en œuvre d'une véritable ouverture à la concurrence se heurte à de nombreux obstacles que l'adoption de réglementations ne suffit pas à éliminer. En effet, le secteur gazier reste dépendant de facteurs technico-économiques spécifiques à l'Europe et à son approvisionnement en gaz.

Une offre très concentrée

La structure des importations gazières en Europe se caractérise principalement par un manque de concurrence au niveau des approvisionnements, avec la prédominance de compagnies nationales des pays producteurs n'appartenant pas à l'UE, telles que Statoil, Gazprom et Sonatrach. En 2004, ils ont représenté plus de 45 % de l'approvisionnement européen et 48% en 2008 (cf. figure 11). De plus, cette dépendance de l'Europe vis-à-vis des importations extérieures devrait fortement s'accroître au cours des prochaines années.

Figure 11 : Origine du gaz consommé en Europe en 2008



Source : Defeuilley (2009).

Le projet de libéralisation se heurte donc à une difficulté majeure, qui consiste à ouvrir le marché gazier aval de l'Union Européenne alors que l'amont, échappant largement à la régulation européenne, représente une part élevée des coûts et reste contrôlé par un petit nombre d'acteurs. De ce point de vue, le marché d'Europe continentale diffère totalement des marchés américain et britannique à l'aube de leur libéralisation, puisque ces marchés étaient déjà matures et bénéficiaient d'une offre excédentaire suffisante pour s'affranchir des importations.

Des relations commerciales rigides

L'offre de gaz en Europe s'inscrit de manière traditionnelle dans le cadre de contrats d'importation à long terme qui ont pour objectif de garantir, sur la durée, la viabilité économique des investissements, tout en sécurisant des débouchés pour le gaz produit. Ces relations contractuelles de long terme qui existaient avant la libéralisation entre pays producteurs et acheteurs, limitent aujourd'hui les possibilités de développement d'échanges de court terme et les opportunités d'entrée de nouveaux acteurs.

Par ailleurs, malgré les fluctuations conséquentes des cours du pétrole ou des produits pétroliers, sur lesquels les prix du gaz sont indexés, les prix du gaz des contrats d'approvisionnement à long terme restent généralement inférieurs aux prix du gaz vendu sur les marchés spot en période d'hiver, ce qui fragilise la compétitivité des nouveaux opérateurs.

En outre, au niveau national, la coexistence de prix de marché élevés, imposés aux consommateurs éligibles et de tarifs réglementés plus faibles, crée également des distorsions de concurrence.

Outre la structure du marché gazier européen, la mise en œuvre de la concurrence est freinée par des contraintes réglementaires (manque de transparence, manque d'harmonisation entre les marchés, notamment en termes de tarification, de mode d'équilibrage obligatoire inadapté pour certains marchés...), mais aussi techniques. Ces dernières portent en particulier sur :

- Les différences de qualité du gaz.
- L'existence de congestions sur le réseau.
- Des interconnexions entre les États membres insuffisamment développées, pour être le support d'un marché unique, concurrentiel et réellement fluide. Les investissements dans de nouvelles infrastructures gazières représentent actuellement une clé manquante du développement d'un véritable marché concurrentiel.

Les marchés spot poursuivent leur développement. Toutefois, les signaux des marchés de court terme ne permettent pas d'orienter de façon optimale le choix d'investissement, dont la rentabilité se fait sur le long terme. Ainsi, dans les années à venir, certains opérateurs pourraient adopter une stratégie de sous-investissement, ce qui conduirait à une décroissance des capacités de transport sur le réseau. Enfin, d'autres interrogations viennent s'ajouter, en particulier, en ce qui concerne les conséquences négatives, que pourrait éventuellement causer

la volatilité croissante des prix sur les investissements.

4.1.2 Les conditions favorisant la mise en concurrence

La concurrence sur les marchés nationaux est conditionnée par l'accessibilité réelle aux marchés de gros et de détail des producteurs domestiques et étrangers, des fournisseurs, et des traders. Elle repose, au delà de la notion d'éligibilité, sur de multiples facteurs, qu'ils soient d'ordre réglementaire, industriel, technique ou commercial.

La clarification du cadre réglementaire et juridique

Les pouvoirs publics ont pour mission de clarifier le cadre juridique et réglementaire au niveau européen afin de garantir aux opérateurs une meilleure transparence et visibilité. La régulation doit de ce fait envoyer des signaux à tous les acteurs de la chaîne gazière et assurer notamment une visibilité de long terme sur les conditions d'investissement aux opérateurs en charge des infrastructures afin de préserver la qualité des réseaux existants et de permettre leur développement à long terme.

L'ouverture à la concurrence suppose aussi la mise en œuvre d'une tarification non discriminatoire, sous contrainte d'efficacité économique. La structure de la tarification doit favoriser la concurrence et permettre à l'opérateur de couvrir les coûts de développement des infrastructures, tout en comportant des dispositifs incitatifs de rémunération, adaptés aux investissements de long terme. Comme il a été précédemment souligné, un système "entrée-sortie", tant pour la tarification que pour la réservation des capacités sur le réseau de transport, s'avère plus approprié au développement d'un marché concurrentiel. Ces tarifs, qui rendent possible une réservation des capacités aux points d'entrée et de sortie, en supprimant l'identification des flux physiques entre les points dans une zone tarifaire, permettent de ne pas pénaliser les utilisateurs vis-à-vis de la distance, mais aussi de faciliter les échanges et la création de carrefours d'échanges normalisés. En Europe, l'adoption de la tarification de type "entrée-sortie" tend à se généraliser.

L'affaiblissement du poids dominant des opérateurs historiques

Pour faciliter l'entrée de nouveaux fournisseurs de gaz sur le marché, réduire la position dominante des opérateurs historiques, et faciliter ainsi le développement de la concurrence, certains pays ont introduit, pour une durée de plusieurs années, des programmes de rétrocession, par les opérateurs historiques, d'une partie de leur portefeuille de contrats à long

terme “gas release programs”. Ces programmes permettent à un nouvel entrant d’accéder à la ressource physique et de conquérir des parts de marché, au détriment de l’opérateur historique, lorsque celui-ci dispose de la quasi-totalité du gaz importé. Ces procédures ne sont pas prévues par la directive gaz, mais la Commission Européenne a déjà exigé un mécanisme de “gas release” comme compensation à certaines fusions (E.ON-Ruhrgas en Allemagne). Cette rétrocession de gaz a aussi été parfois imposée par certaines législations nationales (Angleterre, Italie, Espagne) ou par certaines commissions de régulation, pour introduire plus de concurrence au niveau du marché aval (France, Danemark, Autriche). Les régulateurs doivent s’assurer que le gaz ainsi acquis sera bien commercialisé dans le pays d’accueil prévu, afin de ne pas fragiliser la sécurité de l’approvisionnement du pays importateur. Pour une analyse théorique, voir Chaton *et al.* (2008).

Le développement d’infrastructures commerciales et la mise à disposition de capacités suffisantes facilitant les échanges aux points d’interconnexion

Le décloisonnement des marchés par la concurrence transfrontalière permet de réduire le caractère monopolistique de l’offre. Les opérateurs doivent donc disposer de surcapacités tant au niveau de l’approvisionnement que du transport, afin d’accroître la fluidité des flux gaziers et la concurrence entre les fournisseurs. En multipliant le nombre d’opérateurs présents sur le marché, l’ouverture à la concurrence introduit une incertitude sur la part de marché de chacun et se traduit par la nécessité de procéder à des échanges, entre un plus grand nombre d’intervenants sur le marché européen.

De plus, les hubs gaziers et les marchés spot sont appelés à jouer un rôle essentiel dans l’ouverture des marchés, car ils constituent un débouché direct pour de nouvelles ressources en gaz non dédiées à des contrats de long terme. La présence de grossistes aux hubs permet la réalisation d’arbitrages sur les livraisons de gaz, l’utilisation d’instruments de flexibilité et de gestion des risques au bénéfice de tous les acteurs gaziers, y compris les consommateurs éligibles, et non au seul profit des opérateurs historiques. Par ailleurs, la création d’un maillage des réseaux européens par les hubs gaziers situés à certains points clés des réseaux pourrait accroître la fluidité des échanges transfrontaliers et permettre ainsi d’accélérer l’ouverture des marchés “swaps”.

4.2 Les expériences de libéralisation des marchés gaziers

Avant la libéralisation intervenue en UE, d’autres pays comme les États-Unis, le Canada, le

Royaume-Uni ou l'Australie ont initié un tel processus. Ci-après, nous analysons les expériences américaine et britannique qui sont non seulement précurseurs dans le domaine mais qui ont également eu les conséquences les plus importantes.

4.2.1 Les libéralisations américaine et anglaise

Aux États-Unis, l'industrie de gaz naturel a traversé une phase de profonde mutation avec l'établissement du "Natural Gas Policy Act" en 1978. L'industrie est passée d'un marché presque totalement réglementé à un marché libéralisé. L'Ordre 636 de 1992 de la "*Federal Energy Regulatory Commission*" exige que les entreprises de gazoducs séparent leurs activités de transport, de vente et de stockage. Ceci a eu des effets très importants sur la structure de cette industrie. Ainsi ces entreprises ont réduit leur champ d'activité : de vendeurs elles sont devenues transporteurs de gaz. De plus, les producteurs, les filiales des sociétés en charge des gazoducs, les distributeurs et les négociants ont la possibilité de jouer un plus grand rôle en matière d'approvisionnement en gaz naturel des utilisateurs.

Lorsque les décisions ont été prises de libéraliser les marchés du gaz aux États-Unis et au Royaume-Uni, le but était d'introduire de la concurrence sur les marchés et d'inciter ainsi les acteurs à plus d'efficacité. Les consommateurs pouvaient, en théorie, s'approvisionner directement auprès des producteurs, *a priori* à moindre coût, en détournant le monopole qu'exerçaient les sociétés de transport et les contraintes associées à cette situation.

Deux facteurs semblent prépondérants dans la volonté de libéralisation qui a animé ces deux pays. D'une part, ces deux pays étaient d'importants pays producteurs qui assuraient leur consommation intérieure, et dans le cas des États-Unis, un pays qui gère un excédent, le "gas bubble". D'autre part, ces deux pays sont caractérisés par leur forte culture libérale, la dérégulation de l'industrie gazière entrant dans le cadre de la libéralisation de l'économie et de l'ouverture aux mécanismes de concurrence.

4.2.2 Le processus de libéralisation

En pratique, les libéralisations ont été menées sur des périodes relativement longues, par des décrets successifs, le régulateur maintenant une réglementation et des contrôles lourds. La première barrière à la dérégulation du marché est celle de l'accès des tiers au réseau. L'accès doit être accordé à de potentiels demandeurs, à un coût raisonnable.

L'organisation du transport aux États-Unis était quelque peu particulière, dans la mesure où le réseau était détenu par une multitude d'acteurs privés, en concurrence sur certaines liaisons.

Les États-Unis ont franchi l'étape de l'ATR au travers d'une succession de décrets (436, 500, 636) qui ont progressivement contraint les sociétés de gazoducs à ouvrir une part de leur activité au transport par des tiers, jusqu'à l'obligation d'égalité de traitement à tout demandeur d'allocation de capacités.

Au Royaume-Uni, le *Gas Act* de 1986 supprima le monopole de British Gas sur l'approvisionnement des gros consommateurs et instaura l'ATR à un prix négocié entre le consommateur et British Gas. Le régulateur OFGAS a cependant dû revoir à la baisse les prix pratiqués par British Gas, restés relativement élevés.

L'instauration de l'ATR n'a cependant pas eu les mêmes répercussions dans les deux pays, les conditions du marché étant relativement différentes. Aux États-Unis, la multitude d'acteurs et la souplesse du marché ont rapidement permis un fonctionnement concurrentiel, alors qu'au Royaume-Uni, les producteurs étant liés à British Gas sur la totalité de leur production, il ne leur était pas possible d'approvisionner d'autres consommateurs.

British Gas détenait le monopole de transport et s'est engagé à séparer les comptes de ses différentes activités (David, 2000). L'entreprise s'est récemment scindée en deux entités, British Gas, qui inclut la branche du transport, Transco, et Centrica chargée plus particulièrement de la distribution.

4.2.3 Les résultats de la libéralisation

La libéralisation du marché anglais est loin d'être achevée et reste sujette à de nombreuses critiques. Le marché est déformé par un acteur majeur British Gas, à la fois soumis aux lois de marché sur les marchés concurrentiels, mais également sous l'autorité forte de l'OFGAS, son régulateur.

La faiblesse du marché spot même si les échanges sont en croissance sur ce marché, et l'absence de mécanismes clairs d'information nuisent à la formation d'un véritable marché concurrentiel. L'industrie gazière anglaise se trouve aujourd'hui dans une position intermédiaire délicate, difficile à gérer et fortement réglementée.

Aux États-Unis, la libéralisation est quasiment achevée bien que toutes les répercussions du décret 636 n'aient pu être mesurées. Le test de l'approvisionnement en période hivernale a été un succès en 1993-1994 et même si les prix du gaz restent à un niveau particulièrement faible, l'activité du secteur semble relancée.

Le Royaume-Uni se situe dans une zone, l'Europe de l'Ouest fortement consommatrice et importatrice (dépendance énergétique de l'ordre de 70%) dont la consommation est en croissance. Un certain risque pèse sur l'approvisionnement du Royaume-Uni qui compte parmi ses fournisseurs potentiels, l'Algérie et la Russie (Revue de Sonatrach, 2006). La libéralisation des marchés gaziers dans ces deux pays a provoqué de graves problèmes de transition : les acteurs étaient liés par des contrats de long terme contraignants, alors que leurs parts de marché décroissaient fortement.

Les clauses TOP pesant sur British Gas ont ainsi placé la compagnie dans une situation financière très délicate. Il ne s'agit à priori que d'un phénomène transitoire lié au passage d'une logique de long terme à une autre de moyen terme. Il a toutefois pour conséquence de mettre en position défavorable les compagnies gazières par rapport aux producteurs, nuisant ainsi à leurs capacités de négociation.

Le déséquilibre géographique apparaît de nouveau à ce stade. S'il est possible d'agir sur l'organisation de la demande, l'offre reste oligopolistique et ne peut être régulée (Chevalier, 2001).

4.3 Les implications de la libéralisation des marchés gaziers

L'ouverture généralisée des marchés gaziers à la concurrence après l'entrée en vigueur de la directive gaz de la Commission Européenne, risque d'entraîner de profonds bouleversements dans les relations contractuelles entre acheteurs et vendeurs avec la multiplication des acteurs, le développement de marchés "spots", un recours plus fréquent aux cotations à terme, la réduction corrélative des contrats de longue durée, l'atténuation ou la suppression des clauses TOP et la révision des formules d'indexation de prix du gaz, d'où l'émergence à terme d'un marché particulièrement instable, à l'image de ce que nous connaissons déjà sur les marchés pétroliers.

Avec l'abandon progressif des contrats traditionnels et l'érosion attendue de l'influence des producteurs sur les prix du gaz, l'ensemble des risques associés à la chaîne gaz seront

transférés en amont. Le vendeur devra alors supporter, non seulement un risque “ prix” plus élevé, mais aussi le risque “volume” qui était jusque là supporté par l’acheteur.

Par ailleurs, la libéralisation des industries de réseau passe par un dégroupage des activités initialement intégrées, afin de rendre possible la concurrence sur les segments non soumis aux rendements d’échelle croissants. Cependant, cette fragmentation a des limites. Elle entraîne des difficultés de coordination entre les maillons. De même, l’existence de coûts fixes importants peut justifier, dans certains cas, le maintien de monopoles naturels et la restriction de la concurrence.

Dans ce qui suit, nous analysons les principaux problèmes qui peuvent naître de la libéralisation du secteur gazier.

4.3.1 La remise en cause des subventions croisées

La remise en cause des subventions croisées repose sur une conception fondée sur l’abus de pouvoir économique : le monopole gonfle les prix sur les segments de marché captifs pour les baisser sur les segments concurrentiels, afin de gagner en compétitivité. Or, dans le cas du gaz naturel, le principe de subventions croisées ne repose pas sur une discrimination tarifaire, mais a généralement pour objectif d’élargir les débouchés du gaz en finançant les segments déficitaires par les consommateurs les plus rentables. Les subventions croisées s’inscrivent donc davantage dans une conception de l’équité que dans la maximisation du profit, par abus de position dominante.

4.3.2 L’accès des tiers au réseau : un système qui comporte des imperfections

Le recours à l’ATR sans démantèlement du monopole initial est un compromis entre la structure de marché initiale et une structure concurrentielle. Le gestionnaire de réseau, même s’il est soumis à l’unbundling, reste très puissant. Il conserve un pouvoir de marché de nature à biaiser la compétition avec les nouveaux opérateurs. En premier lieu, l’accès n’est accordé qu’à la condition qu’il y ait des capacités disponibles. Les acteurs déjà présents, c’est-à-dire les filiales du monopole engagées sur les services finaux, sont donc prioritaires. Pour gagner des parts de marchés, les entrants doivent donc d’abord faire la preuve de leurs débouchés, donc gagner des parts de marché avant de pouvoir prétendre avoir accès aux tuyaux. Lorsque l’on est proche de la saturation, cette condition peut interdire l’entrée, car il est éminemment difficile de trouver des clients sur une promesse d’offre.

De plus, l'ATR pose la question du contrôle du gestionnaire de réseau, lorsque celui-ci est engagé dans plusieurs activités. En outre, la réglementation des tarifs d'accès, fondée généralement sur les coûts, qui définit des prix plafonds et impose une certaine transparence, laisse aux transporteurs la possibilité de capter des rentes par la seule surévaluation de ces coûts, et surtout ne les incite pas à améliorer l'efficacité de leur gestion.

Les asymétries d'information entre opérateurs et pouvoirs publics laissent aux premiers la possibilité de biaiser la concurrence, notamment par des manipulations comptables. Ainsi, plutôt que de se contenter d'un ATR, très exigeant en termes de réglementation, il serait probablement plus efficace de procéder à un réel démantèlement du réseau, afin que puissent coexister des transporteurs concurrents. Le moyen est de régionaliser le transport en attribuant des canalisations par appel d'offres, en faisant en sorte que les conduites potentiellement concurrentes soient gérées par des opérateurs différents. Cette concurrence sur le transport est le meilleur moyen d'accéder à un comportement équitable vis-à-vis des acteurs amont et aval, et d'inciter les gestionnaires de réseau à la performance.

4.3.3 Le problème du coût de la dérégulation

La mise en place de régimes concurrentiels sur les activités de réseau demande une réglementation stricte et précise, afin d'éviter les pratiques discriminatoires des entreprises situées sur les maillons clés, comme les infrastructures de transport. Ce risque est en effet réel dans la mesure où les mouvements d'intégration verticale risquent de se multiplier. Et ce d'autant plus que l'individualisation comptable des métiers des anciens monopoles, risque de ne pas suffire à empêcher tout comportement collusif entre filiales d'une même compagnie, ni à briser les routines organisationnelles issues de l'ancienne organisation monopolistique du marché.

Pour être efficace, la réglementation doit donner lieu à un contrôle des pratiques des différentes entreprises, pouvant déboucher sur des sanctions, en cas de manquement aux règles du jeu. Cela peut poser des problèmes de collecte de l'information et d'interprétation des faits. La réglementation doit de ce fait être régulièrement adaptée à l'évolution du contexte concurrentiel. Le travail de l'autorité de régulation est alors d'autant plus compliqué que les contrôles portent sur des questions techniques complexes. Or, réglementer a un coût, à la fois de définition et de mise en application. Pour être justifié, ce coût, supporté par la collectivité, doit être inférieur aux bénéfices liés à l'introduction de la compétition.

Enfin, face à la complexité croissante des dispositions réglementaires issues des nouvelles directives gaz, et en fonction de l'évolution des rapports de force, les entreprises ne doivent pas être trop contraintes dans leurs stratégies, sous peine de perte d'efficacité nuisible à la performance de la nouvelle organisation. Il est donc important de faire en sorte que les coûts associés à l'instauration d'un régime concurrentiel ne dépassent pas les bénéfices que sont censés en tirer les consommateurs en termes de baisse des tarifs et d'amélioration de la qualité de service. La solution serait peut-être, en Europe, de ne pas se contenter d'une individualisation comptable des différentes activités des opérateurs historiques, mais de procéder à un véritable démantèlement des anciens monopoles, quitte à mettre en concurrence d'anciennes composantes, sur le transport notamment.

4.4 Conséquences futures de la libéralisation pour la scène gazière européenne

L'introduction de la concurrence sur les marchés domestiques en Europe marque une véritable révolution. En effet, depuis l'introduction du gaz naturel sur les scènes énergétiques nationales à l'issue de la seconde guerre mondiale, les réseaux étaient gérés par des monopoles locaux ou nationaux et le recours aux importations était réduit, fondé sur des contrats de long terme. La libéralisation intervient à l'occasion d'un changement de contexte : les infrastructures sont arrivées à maturité et les réserves de la plupart des pays de l'Union Européenne sont en voie d'épuisement. Ces nouveaux facteurs militent, soit en faveur de la concurrence, soit au contraire en faveur des structures plus protégées, afin de maîtriser l'augmentation des risques pesant sur les approvisionnements, risques d'autant plus préoccupants que le gaz occupait en 2008, 28% du bilan énergétique communautaire.

La Commission Européenne définit la sécurité d'approvisionnement en gaz comme “ *la disponibilité de gaz à des prix abordables pour les consommateurs*”. (Commission des Communautés Européennes, 2008, p 3). Avec la pénétration croissante du gaz naturel en Europe, la préserver va devenir de plus en plus primordial. La sécurité a toutefois un coût. Cela implique de trouver un juste équilibre entre le prix que le marché est prêt à assumer et les mesures à prendre.

4.4.1 La dépendance croissante de l'Europe vis-à-vis des importations

La situation énergétique de l'Union Européenne (UE) se caractérise par une dépendance grandissante aux importations des sources d'énergies fossiles pour satisfaire ses besoins en énergie primaire. Selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE, 2008), l'UE importait 51%

de sa consommation d'énergie primaire en 2007 contre 43% en 1990. Cette dépendance croissante aux importations se vérifie pour les quatre sources d'énergies fossiles. Pour le gaz naturel, elle va connaître une forte augmentation, passant de 58% en 2009 à 84 % en 2030.

De plus, les besoins énergétiques sont en forte croissance à l'échelle mondiale. Il pèse donc un réel risque géopolitique sur les approvisionnements, d'autant que la dépendance énergétique est un facteur de fortes variations des prix et peut donc être à l'origine de ruptures économiques graves, bien que les offres potentielles de gaz semblent suffisantes pour couvrir la demande au cours de ce siècle.

Dans ce contexte et afin de pérenniser ses approvisionnements, la Communauté Européenne examine des stratégies de rapprochement avec certains gros producteurs et souhaite encourager les échanges de gaz Est-Ouest, en développant la coopération et l'assistance technique avec les pays de l'Est.

4.4.2 Stratégie d'approvisionnement futur pour l'UE

Le développement des nouvelles sources d'approvisionnement, ainsi que la construction des gazoducs qui permettront d'amener le gaz dans l'UE, nécessiteront des investissements de plusieurs milliards de dollars. Pour en permettre le financement, la Communauté Européenne doit démontrer son engagement vis-à-vis de ces projets. Ces investissements sont souvent caractérisés par un niveau élevé de risque commercial, et dans certains cas, politique. Le dialogue énergétique UE-Russie peut apporter une contribution importante à cet égard, et pourrait servir de modèle pour établir un mécanisme efficace et réactif pour traiter ces problèmes. L'appui de l'Union Européenne à ces projets peut prendre différentes formes concrètes, dont les principales sont les suivantes :

- Participation au financement des projets, notamment par l'intermédiaire de la "BEI"⁷ .
- Participation, quoique dans une mesure limitée et à des fins de catalyse, au financement des projets par les programmes d'appui communautaires, dont les "RTE"⁸.

Cette contribution est importante non seulement pour l'apport financier, qui est modeste par rapport au coût global des projets concernés, mais aussi parce qu'elle souligne l'appui

⁷ Banque Européenne d'Investissement.

⁸ Réseau de Transport d'Electricité.

politique de la communauté aux projets en question, qui facilite l'obtention des moyens de financement privés nécessaires. Toutefois, cet appui ne peut et ne doit pas viser à se substituer au financement des réseaux de gaz par le secteur privé.

Les projets suivants peuvent être considérés comme ceux qui, au cours des prochaines années, devraient bénéficier à titre principal du soutien politique, et éventuellement financier, de la Communauté Européenne dans le cadre de programmes bien conçus et adaptés, en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz par des sources appropriées et diversifiées .

- Projet de gazoduc "Transeuropéen" septentrional : d'une longueur d'environ 1 295 km, il est destiné à assurer le transport du gaz russe à partir du littoral russe au Nord de Saint-Pétersbourg vers le Nord de l'Allemagne, en passant sous la Baltique, pour aller ensuite jusqu'au Royaume-Uni, en passant par les Pays-Bas. Sa capacité serait d'environ 20 à 30 Mm³/an. La principale source d'approvisionnement en gaz pour ce gazoduc devrait être le nouveau gisement de Chtokman⁹.
- Approvisionnement de l'Espagne et de la France à partir de l'Algérie (2^{ème} gazoduc : Medgaz) d'une capacité de 8 Gm³/an.
- Approvisionnement de l'Union Européenne élargie, et notamment de la région de la Mer Baltique, en GNL provenant d'Egypte et d'Algérie.
- Interconnexion Turquie-Grèce-Italie impliquant directement ou indirectement les pays de l'Europe du Sud-Est.

⁹ Il est situé dans la partie russe de la mer de Barents, à 650 km au nord de la péninsule de Kola et à l'ouest de la Nouvelle-Zemble. Le gisement est situé à 350 m de profondeur en moyenne. Ses réserves sont estimées à 3 200 Gm³.

Conclusion

Il apparaît une grande dispersion des modalités de mise en œuvre de la directive 98/30/CE. Ce qui n'est pas particulièrement favorable à l'émergence d'un marché intérieur unique. La recherche d'un cadre réglementaire et de fonctionnement plus homogène ainsi que la mise en place d'autorités indépendantes de régulation dotées de pouvoirs réels sur l'ensemble des conditions d'accès aux réseaux et aux instruments de souplesse, constituent des objectifs essentiels pour l'ensemble des parties prenantes.

L'intégration verticale, observée en Grande-Bretagne comme aux États-Unis, peut modifier substantiellement la nature de la concurrence. Les producteurs, fournisseurs actuels des compagnies pétrolières, risquent de devenir demain, à la fois, fournisseurs et concurrents. S'ils acceptent de réduire une part de leur marge sur les activités gazières, ils seront alors très compétitifs par rapport à celles-ci.

Les compagnies gazières actuelles conserveront selon toute probabilité les activités de transport et de stockage, et la vente aux clients captifs, mais resteront-elles compétitives face à des producteurs qui seront aussi leurs fournisseurs ? Le niveau de leur part sur le marché éligible sera fonction de la stratégie plus ou moins agressive des producteurs.

Si l'instauration de la concurrence apparaît comme inévitable dans un premier temps, une reconcentration pourrait mener à terme à la formation d'un oligopole dont le comportement déterminerait la concurrence.

De ce chapitre, nous pouvons tirer les conclusions suivantes.

- Certains pays de l'UE sont allés au-delà du degré prévu par la Commission Européenne, en termes d'ouverture notamment.
- Apparition d'un nombre croissant de clients éligibles.
- Trois structures de libéralisation rencontrées dans ce nouveau paysage gazier.
- Deux types d'accès des tiers au réseau de transport et distribution, négocié et régulé. Dans leur grande majorité, les pays de l'UE ont opté pour le système régulé.
- Apparition de nouvelles provinces de producteurs gaziers qui conjointement à

l'intégration de réseaux de gazoducs et peut créer de liaisons nouvelles.

Dans ce nouvel environnement économique, les principaux défis que doivent relever les opérateurs du marché sont les suivants.

- Gérer de nouveaux types de risque.
- Les intervenants du secteur doivent à la fois sécuriser leurs approvisionnements (en évitant toute dépendance à l'égard d'un producteur ou d'une zone géographique) et se prémunir contre la volatilité croissante des cours.
- Tirer profit de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie.
- Les opportunités géographiques et sectorielles (gaz, électricité) sont nombreuses, mais les moyens financiers sont souvent limités.

Pour faire face à ces défis, les opérateurs du marché mènent les stratégies suivantes.

- Intégration verticale.
- Les opérateurs de l'amont gazier cherchent à valoriser leurs ressources, tandis que ceux de l'aval tentent de s'affranchir des producteurs.
- Internationalisation et convergence gaz / électricité.

CHAPITRE 3
PRIX DU GAZ NATUREL
SUR UN MARCHÉ
LIBÉRALISÉ

CHAPITRE 3

PRIX DU GAZ NATUREL SUR UN MARCHÉ LIBÉRALISÉ

Les échanges internationaux de gaz naturel ne cessent de progresser compte tenu des réserves disponibles et des avancées techniques pour la production d'électricité. Cependant, les différents grands marchés présentent de fortes disparités dues aux coûts de transport élevés. À l'opposé du marché nord-américain où les prix ont été très bas sur une longue période, en Asie et particulièrement au Japon, les prix sont structurellement nettement plus élevés. Ceci est dû au fait que le Japon fasse appel à des importations et supporte des frais de transport, le plus souvent effectué par méthaniers. L'Europe se trouve dans une situation intermédiaire.

Les importations se font en général dans le cadre de contrats à long terme de type TOP¹⁰, nécessaires pour assurer le financement de lourds investissements d'infrastructure. Le prix du gaz naturel sur le continent européen est encore largement défini par référence directe aux prix des énergies concurrentes en particulier le fioul lourd et le fioul domestique, ce qui aboutit à un lien du marché du gaz avec le marché pétrolier.

Depuis la dérégulation des marchés gaziers aux États-Unis et au Royaume-Uni, le prix directeur du gaz naturel est défini par les prix de court terme et par les cotations standardisées des places de marché de type NYMEX¹¹ ou IPE¹² : ces prix reflètent l'équilibre offre/demande du marché. Pourtant, même dans ce cadre dérégulé, un lien existe avec le prix du brut.

Les questions à se poser sont donc les suivantes : les formules d'indexation directe des prix sont-elles vouées à disparaître ? Quel type de lien subsiste dans un marché dérégulé ?

Deux principaux mécanismes de formation de prix du gaz émergent et pourraient cohabiter. Le premier mécanisme est l'actuel processus de négociation entre les acteurs visant au partage de la rente liée à la production et à la consommation gazière. Il nécessite la définition d'une valeur d'utilité du gaz pour l'utilisateur et la connaissance des coûts de l'ensemble de la chaîne.

¹⁰ Comme nous l'avons déjà souligné, la particularité de ce type de contrat est que l'acheteur a l'obligation de payer tout ou partie des volumes de gaz sur lesquels il s'est engagé, qu'il les utilise ou non. Le risque volume est donc au moins partiellement transféré à l'acheteur.

¹¹ New York Mercantile Exchange.

¹² International Petroleum Exchange à Londres.

Un second mécanisme consiste en la formation du prix sur un marché spot à travers une réelle confrontation entre l'offre et la demande. Le prix se construit alors en référence aux coûts.

La maîtrise du prix du gaz, et de l'énergie en général, est un enjeu stratégique pour les acteurs qui interviennent sur les marchés, et pour l'économie mondiale qui en dépend largement. L'objet de ce chapitre 3 est d'analyser la formation des prix du gaz en Europe, à travers les acteurs et les variables qui les déterminent. Ceci n'est pas une chose aisée puisque la formation des prix du gaz est très complexe. En effet, de nombreux facteurs réels (quantités offertes par les pays exportateurs, demande provenant des économies émergentes, crises économiques et politiques, etc.) et financiers (taux de change, taux d'intérêt, spéculation, etc.) impactent directement ou indirectement les prix de cette énergie.

Ce chapitre 3 est organisé comme suit. Une première section présente les différents coûts intermédiaires formant le coût du gaz. La section 2 s'intéresse plus particulièrement aux différents types de contrats d'échange du gaz naturel. Dans la section 3, nous analysons les mécanismes de formation des prix du gaz et son indexation en Europe. La section 4 propose une brève revue de littérature relative à la modélisation des prix du gaz. La section 5 présente notre contribution qui a trait à la modélisation des prix du gaz en Europe à l'aide de Modèles Vectoriels à Correction d'Erreur (VECM). La section 6 est consacrée à la détermination, grâce à une analyse prospective, de l'évolution du prix du gaz en Europe et sa dépendance gazière. Enfin, la dernière section traite les perspectives algériennes en matière d'exportations de gaz naturel vers l'Europe à l'horizon 2030.

1 Coûts techniques et notion de rente de la filière gaz

La chaîne des coûts du gaz est assez proche de celle du pétrole en amont. Les prix en Europe sont indexés sur celui du pétrole dans le cadre de contrats à long terme qui pourraient être remis en cause avec la libéralisation progressive du marché.

L'étude des coûts entrant dans le prix du gaz naturel peut être menée selon une approche qui consiste à décomposer le coût de la chaîne de valeur du gaz, c'est l'approche technique.

1.1 Les coûts techniques

Le coût du gaz naturel peut être décomposé en quatre composantes essentielles : production, traitement, transport et distribution/stockage.

1.1.1 Les coûts de production

Longtemps, le gaz a eu un coût de production négatif car associé à l'exploitation de gisement de pétrole et inutilisable faute de moyen de transport, il était traité et brûlé par les compagnies pétrolières. Le gaz peut avoir deux coûts de production différents et cela dépend si c'est un gaz associé¹³ ou un gaz sec. Dans le premier cas, le coût de production est extrêmement faible, dans le second cas, il a un coût comparable à celui du pétrole brut, donc très variable selon la localisation, la taille et les caractéristiques du gisement.

1.1.2 Les coûts de traitement

Le traitement du gaz peut se limiter à une simple séparation de condensât sur le site de production, dont le coût est négligeable, ou encore comprendre une extraction et un fractionnement de coupes liquéfiables dont la vente couvre généralement ces coûts additionnels de traitement. Par contre, le traitement peut peser beaucoup plus lourd dans le total des coûts lorsque le gaz est contaminé par exemple par des composants acides, de l'hydrogène sulfuré et du gaz carbonique.

1.1.3 Les coûts de transport

Le transport du gaz naturel a toujours représenté une part importante des coûts. Le choix du mode de transport du gaz naturel sur grande distance, par gazoduc ou sous forme liquéfiée (GNL), est largement dépendant des facteurs techniques et économiques.

¹³ Un produit dérivé de l'activité pétrolière.

L'éloignement des réserves prouvées par rapport aux grandes zones consommatrices tend à renforcer singulièrement l'importance du paramètre "coût de transport" dans la problématique générale du développement du gaz naturel dans le monde.

1.1.4 Les coûts de distribution et de stockage

La distribution du gaz nécessite deux types d'investissement : stockage et distribution. Tout d'abord, le stockage du gaz peut être réalisé dans des réservoirs spéciaux construits à la surface, ou en souterrain, lorsque les caractéristiques géologiques s'y prêtent. Le coût de stockage du gaz est plutôt faible dans la chaîne de valeur du gaz. Ces investissements sont réalisés afin de faire face aux fluctuations saisonnières de la demande mais répondent également à des impératifs stratégiques. Ensuite, le réseau de distribution du gaz doit permettre d'atteindre le consommateur final. Les coûts de distribution peuvent être très lourds et représentent souvent une part importante du coût du gaz à la consommation finale (environ 47%, Sonatrach, 2006).

1.2 La rente gazière

Les marges dégagées par la commercialisation du gaz sont couramment regroupées sous l'appellation "rente gazière". Etant donné le nombre d'étapes que comptent le transport et la distribution, donc le nombre d'intervenants, ces profits peuvent se localiser à plusieurs niveaux. Nous distinguons deux grands types de rente.

1.2.1 La rente différentielle

Dans l'amont de la filière gaz, et plus précisément au niveau de la production, on parle d'une rente différentielle. Les premiers gisements mis en exploitation sont ceux dont les coûts sont les plus faibles, soit par leur localisation, soit par les conditions d'extraction. Au fur et à mesure de la croissance de la demande, les compagnies gazières font progressivement appel à des gisements de plus en plus difficiles à exploiter.

1.2.2 La rente de qualité

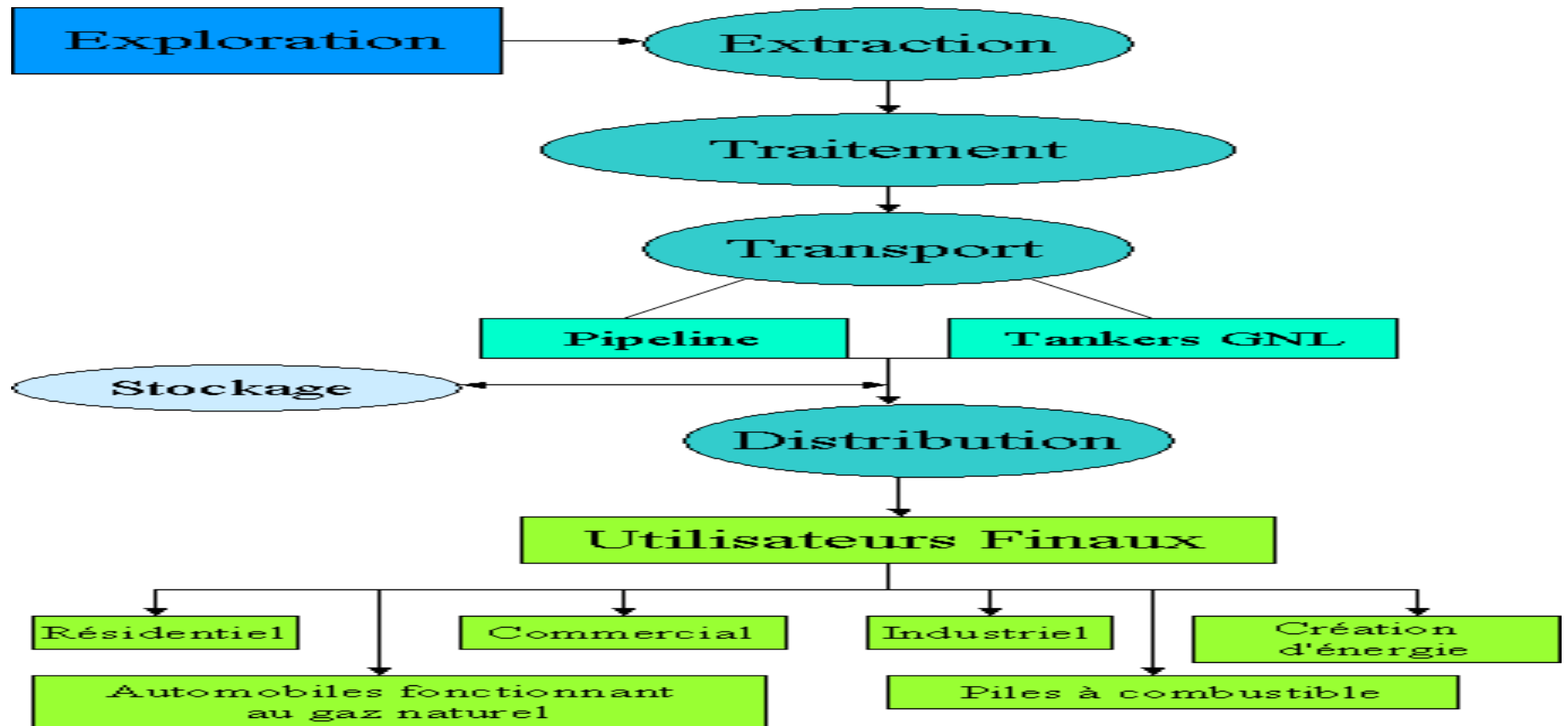
Pour des causes géologiques, les matières premières provenant de sources diversifiées ont toujours des compositions chimiques différentes. Celles-ci engendrent à la production, au transport, à la transformation et à l'utilisation des coûts différents, donc éventuellement des profits différents (Benzoni, 1985).

En aval, la nature de la rente est liée à la structure du marché, aux contraintes réglementaires et aux caractéristiques techniques du réseau. La rente gazière peut être soit imposée par les pouvoirs publics, dans le cadre d'une réglementation du taux de rentabilité, soit dépendre de la compétitivité du gaz par rapport aux énergies concurrentes, donc de la structure de coûts de la firme.

Mais la rente totale est plafonnée par le prix des produits. Il peut donc exister une lutte entre l'amont et l'aval pour la capture de la rente. La répartition sera alors fonction du degré de la dépendance verticale des opérateurs entre eux, c'est-à-dire de leurs pouvoirs de négociation respectifs. Ainsi, plus l'offre est abondante, plus la rente gazière tend à se localiser en aval. Donc logiquement, c'est sur les maillons les plus concurrentiels que la rente est la plus faible.

La figure 12 ci-dessous détaille les différentes étapes que suit le gaz naturel, depuis l'exploration jusqu'à son utilisation finale.

Figure 12 : Schéma de la filière du gaz naturel



Source : Secrétariat de la CNUCED, 2007

2 Analyse économique des contrats à long terme, des marchés spot et principe d'indexation

L'industrie gazière a construit son développement sur la base d'échanges de long terme, d'une part de l'importance des investissements à engager aussi bien en amont qu'en aval, et d'autre part de la volonté des pays consommateurs d'avoir une sécurité de leurs approvisionnements. Tout cela a conduit à une organisation dominée par des monopoles intégrés et des contrats de long terme de plus en plus critiqués. Cette organisation a été remise en cause avec la libéralisation du marché du gaz naturel en Europe. En effet, l'adoption des directives 98/30/CE 98, 2003/55/CE et C6-0021/2009 avait pour but essentiel d'améliorer la qualité des services et de faire baisser les prix. Ceci a entraîné une concurrence gaz-gaz et remis en cause les contrats d'approvisionnements à long terme.

Cette ouverture a comme premier impact l'apparition sur le marché des transactions à court terme (Marché Spot), et l'élargissement du domaine d'utilisation du gaz naturel comme la cogénération et les cycles combinés. Avant de définir les contrats de vente de gaz (contrats de long terme et marché spot), nous évoquons très brièvement comment la théorie des coûts de transaction permet de comprendre le type de contrats passés dans le marché du gaz.

2.1 La théorie des coûts de transaction

La spécificité des investissements nécessaires à l'exploitation d'un gisement gazier et à l'acheminement de la ressource extraite jusqu'à la zone de consommation justifie, dans le cadre de la théorie des coûts de transaction, la mise en place de contrats long terme entre les importateurs et les producteurs.

En effet, étant donné que le degré de spécificité des actifs est déterminé par les investissements durables et non redéployables nécessaires à la transaction, ces derniers créent une dépendance bilatérale (Klein, Crawford et Alchian, 1978). Cette dernière crée une quasi-rente qui incite les contractants potentiels à avoir une relation dont la durée est fortement conditionnée par la durée de vie des actifs spécifiques développés (Williamson, 1975).

Néanmoins, le bon déroulement de la relation contractuelle implique la mise en œuvre de clauses garantissant la flexibilité nécessaire dans un environnement incertain. Ceci se fait en général par l'intermédiaire de clauses de renégociation contenues dans les contrats.

Par ailleurs, le contrat de long terme est obligatoirement incomplet dans la mesure où tous les états du monde ne sont pas prévisibles. Sa durée optimale résulte donc d'un arbitrage entre d'une part la durée de vie des actifs et d'autre part des comportements opportunistes (Crocker et Masten, 1988). Les clauses TOP et les clauses de renégociation peuvent s'interpréter comme l'expression de la volonté des parties de réduire l'ensemble des stratégies opportunistes possibles visant à l'appropriation de la quasi-rente.

Crocker et Masten (1991) ont montré la rationalité économique des clauses TOP concernant des contrats d'approvisionnement liant des gazoducs à des producteurs entre 1960 et 1982 aux États-Unis. Selon leur étude empirique, la flexibilité en matière de prix dans les contrats constitue un substitut à la flexibilité en matière de quantité. Autrement dit, plus les clauses TOP seront rigides, plus la détermination du prix devrait être flexible (en prévoyant des phases plus ou moins régulières de réajustement de la formule de fixation des prix), et que la flexibilité en matière de prix est une fonction croissante de la durée du contrat.

Finalement, la théorie des coûts de transaction permet de justifier les caractéristiques des contrats de long terme d'approvisionnement gazier. La combinaison de la durée des contrats, des restrictions en termes de quantités et des mécanismes d'ajustement des prix permettent de :

1. mettre en place une relation de long terme rendue nécessaire par la spécificité et la durée de vie des actifs (durée du contrat) ;
2. d'éliminer les incitations aux comportements opportunistes (clause TOP) ;
3. tout en conservant une certaine flexibilité pour faire face aux incertitudes (clauses d'indexation et de renégociation des prix).

2.2 Les contrats fondateurs du développement gazier européen

A l'origine, des contrats de long terme sont établis entre producteurs et importateurs de gaz. Ils fixent les quantités livrées et le prix du gaz pour des périodes allant de 20 à 40 ans. Le prix du gaz est fixé par rapport aux prix des énergies concurrentes et évolue selon une formule d'indexation. Le fondement de ces contrats est avant tout l'amortissement d'un investissement dédié à un acheteur et non redéployable. D'une logique industrielle, on va évoluer vers une logique de négociation basée sur le principe du Net Back¹⁴.

¹⁴ La valeur du gaz est liée aux prix des produits qui lui sont substituables.

Le gaz étant en concurrence sur la quasi-totalité de ses segments, il doit être compétitif par rapport à ses substituts. Pour déterminer le prix net back du gaz à la frontière, on retranche au prix équivalent de ses substituts les coûts de distribution, de stockage et de transport du gaz. Ce principe permet à l'acheteur d'être toujours compétitif par rapport à ses concurrents et au vendeur de bénéficier d'une rente maximale. Le prix du gaz subit en conséquence l'ensemble des variations du prix du brut. Le producteur voit ainsi son prix de vente fluctuer indépendamment de ses coûts de production. Toutefois, ces fluctuations restent liées à son activité souvent principale : le pétrole.

Les contrats signés sont en fait relativement peu nombreux et ne font intervenir qu'un nombre limité d'acteurs. Ils sont confidentiels mais leur principe commun est connu : ils incluent des accords sur les quantités, les prix et d'autres clauses spécifiques.

Au niveau des quantités, on peut distinguer des contrats d'exclusivité d'un champ (depletion contracts) et des contrats de fourniture (supply contracts). Le premier correspond à un approvisionnement à partir d'un champ dédié à un acheteur généralement unique. Les quantités livrées sont donc dépendantes des performances du champ. Le second correspond à des contrats de fourniture qui sont des accords pour une quantité et une période données. Aucun champ n'est rattaché à cet accord, le producteur est libre du choix du champ producteur. Ce type de contrat est utilisé pour des champs de grande dimension tels que Groningue et Troll en Russie. Sonatrach utilise également ces contrats.

La caractéristique commune de ces deux modèles est le fait que le niveau de fourniture est fixé par l'acheteur. Dans le cas de production de gaz associé, les vendeurs fixent les quantités que l'acheteur doit enlever. Les parties s'accordent chaque année sur un montant minimum que l'acheteur doit payer, qu'il ait ou non enlevé ces volumes. Elles permettent aux producteurs de s'assurer un flux financier annuel minimum nécessaire au remboursement des investissements. Ces contraintes se sont progressivement assouplies avec l'introduction d'un système de report d'une année sur l'autre. Ce sont les compagnies gazières européennes qui assument le risque quantité en assurant au producteur un volume minimal de vente, quels que soient les événements conjoncturels ou météorologiques.

Outre le niveau du prix, les clauses d'indexation, la devise de règlement ainsi que le rythme de révision des prix sont fixés dans le contrat. Les paiements s'effectuent généralement en dollars. Les prix sont réactualisés en fonction du prix des énergies d'indexation tous les trimestres.

Une modification substantielle du marché et du prix du pétrole peut rendre un contrat et son prix obsolètes. Il existe alors un certain nombre de clauses permettant de réajuster ce prix et les conditions de livraison. Par exemple, les *Price break clauses* sont des clauses qui prévoient la renégociation à des intervalles réguliers du prix contracté. De même, la clause de la nation la plus favorisée (*Most favoured nation clause*), parfois utilisée dans des nouvelles zones de production, garantit que si un autre producteur bénéficie de conditions plus avantageuses, pour un contrat comparable, alors ces mêmes conditions seront appliquées au contrat. Un autre type de clause est également utilisée : *Hardship clauses*. Si l'une des parties s'estime lésée, les acteurs sont dans l'obligation de se rencontrer et de renégocier les conditions du contrat. Cette clause peut mener à de longues négociations si les limites ne sont pas clairement définies, un expert indépendant pouvant alors intervenir. Il s'agit en général de documents particulièrement complexes, confidentiels, et censés fixer les conditions de la relation producteur-acheteur pour plusieurs décennies. Ils sont renégociés, en pratique, tous les 2 ou 3 ans.

Aujourd'hui, le contrat de long terme, avec la clause de TOP, reste un élément fondamental et essentiel pour l'avenir de l'industrie gazière et pour la sécurité d'approvisionnement du marché européen. Il existe un certain nombre de souplesses dans ces contrats de long terme : à caractère annuel ou pluriannuel, ou journalier avec des mécanismes, type « Make Up¹⁵ » et « Query Forward¹⁶ », qui permettent de gérer les situations de crise.

2.3 Les marchés à court terme en Europe

2.3.1 Panorama des hubs européens

Pour faciliter le commerce de court terme, des hubs, sur lesquels se développent la plupart du temps un marché spot, émergent en Europe. Il convient tout d'abord de distinguer les hubs physiques des hubs notionnels. Les hubs physiques sont des points de rencontre entre deux ou plusieurs ouvrages gaziers (gazoducs, stockages, terminal GNL,..). Les termes "hubs notionnels" ou "hubs virtuels" sont utilisés dans les cas où le point d'échange de gaz n'est pas identifiable, c'est à dire lorsque tout ou partie d'un réseau de transport constitue le support du

¹⁵ Le Make Up est un mécanisme par lequel, si une année "N", l'acheteur est en situation de TOP et qu'il ne peut pas enlever son gaz, il peut récupérer ce gaz sur les années futures sans paiement supplémentaire.

¹⁶ Le Query Forward permet dans les années où l'acheteur est en bonne situation commerciale, d'accroître ses enlèvements au delà de ses minima et se constituer une espèce de cagnotte, à valoir sur l'avenir, pour diminuer ses engagements sur les années futures.

Dès lors, tout le gaz injecté dans ce réseau en ses différents points d'entrée est considéré comme potentiellement disponible à l'achat ou à la vente, puis livrable en n'importe quel point de livraison de ce réseau.

2.3.2 Le rôle du marché spot en Europe

La croissance de la demande pousse l'Europe à s'approvisionner au delà des fournisseurs historiques et à rechercher de nouvelles sources, plus coûteuses mais qui permettent de sécuriser son approvisionnement (le développement croissant du GNL en est un bon exemple). Cette multiplication joue un rôle sécuritaire, à la fois de court terme, contre la défaillance technique, et de long terme, contre la défaillance pour des raisons physiques ou politiques d'un producteur.

En effet, les moyens de production et les coûts de transport constituent le plus souvent une limite à l'internationalisation du marché du gaz et donc à une augmentation rapide de la fluidité. Un appel massif au marché spot risquerait de se heurter à un déficit d'offre, ayant comme conséquence une augmentation significative des prix, mettant en danger non seulement les opérateurs gaziers, mais également leurs clients, comme cela a été le cas dans les différentes crises qu'a subies le secteur électrique (Dauger, 2001).

En Europe, il n'y a pas de hub physique similaire aux hubs américains (comme le Henry hub en Louisiane). Zeebrugge (Belgique) peut toutefois être considéré comme un hub physique, même si les échanges y sont effectués en un point virtuel. Le commerce de court terme du gaz naturel est donc caractérisé par une forte incertitude dont les causes peuvent être le manque de liquidité de certains marchés organisés ou la rétention d'informations sur certaines périodes.

Devant de tels risques de prix, les entreprises souhaitent s'assurer d'un prix de revient prévisible recherchant auprès des hubs des moyens de couverture. Le risque de prix et la sécurité de rentabiliser son investissement ne sont alors couverts que sur une période de temps souvent inférieure à la durée de vie des installations ou des contrats de fourniture négociés. En effet, même si la signature de nouveaux contrats futurs, à l'échéance des précédents, permet de poursuivre la couverture, les conditions et les termes des contrats peuvent varier et être pénalisants pour un acteur. Cet argument est en faveur de la signature de contrats à long terme avec clause de renégociation.

De plus, pour qu'un marché futur se développe, il faut une concurrence relativement élevée entre les différents acteurs du marché de gros¹⁷.

Ce commerce de court terme impose également à certains marchés, caractérisés par des prix relativement faibles, de disposer de ressources gazières. En effet, les volumes de gaz font l'objet d'arbitrage et vont en priorité là où les prix sont les plus élevés (le GNL pourrait aller par exemple aux États-Unis au lieu d'alimenter le marché européen, réduisant ainsi le nombre de rotations d'un méthanier et limitant l'approvisionnement de la zone délaissée).

La baisse des prix pourrait engendrer une baisse des prix des contrats de long terme et donc une baisse des marges et des profits des producteurs, mettant en péril les investissements de développement de l'industrie. Les stratégies des opérateurs penchent pour l'instant plutôt vers une intégration vers l'amont ou vers l'aval. Celle-ci permet, compte tenu de la fixation des prix sur le marché de court terme et de la volatilité qui en découle, de garantir une présence dans le maillon de la chaîne qui bénéficie des plus fortes marges lors de l'évolution de ces prix de court terme.

2.3.3 Marché et contrats pour la gestion des risques

Les contrats à terme et à options sur le gaz naturel sont principalement établis sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX) et l'International Petroleum Exchange (IPE).

New York Mercantile Exchange

Le NYMEX est le leader mondial en termes de place de marché pour le commerce des produits de base sur le physique et pour gérer leurs risques. Ce marché a lancé le premier contrat à terme sur le gaz naturel en avril 1990. Le contrat d'options sur le gaz naturel a, quant à lui, vu le jour en octobre 1992. Il a développé une plate-forme de commerce électronique indépendante et globale destinée à devenir la première bourse pour des contrats à terme et leurs compensations pour une grande variété de produits métalliques et énergétiques (Favenec, 2001).

¹⁷ Le marché du gros est un mode d'approvisionnement en gaz pour les opérateurs historiques et alternatifs, énergéticiens ou acteurs financiers, intervenant sur l'ensemble de la chaîne gazière ou exclusivement à la maille de commercialisation du gaz.

Les échanges sont ouverts entre 9h30 et 15h00. En dehors de ces heures, les échanges peuvent être effectués par l'intermédiaire du système de télé-transactions boursières NYMEX ACCESS, entre 9h00 et 19h00 le Dimanche et de 9h00 à 16h00 du Lundi au Jeudi. Les échanges sur le marché se font par contrats de 10 000 MBtu, avec une fluctuation minimale des prix de 0,1 cent par MBtu indiquant un changement en valeur de 10\$ par contrat. Le NYMEX a été racheté par le Chicago Mercantile Exchange en août 2008.

International Petroleum Exchange

Un groupe de sociétés énergétiques et de négociants ont fondé l'IPE en 1980 et ont lancé leur premier contrat à terme sur le gaz naturel en 1997. Ce contrat est échangé par l'intermédiaire d'un système automatisé d'échange de l'énergie (ETS) situé dans les bureaux de ses clients.

Les principaux marchés physiques (NBP au Royaume-Uni, Henry Hub aux États-Unis)

Indépendamment de l'utilisation d'instruments de gestion des risques, le gaz naturel peut être échangé par l'intermédiaire de contrats pour une livraison physique. Dans ce cas, il existe des ventes au comptant ou des contrats à long terme. Traditionnellement, les contrats sur le gaz naturel étaient passés à long terme entre les compagnies de gaz naturel et les utilisateurs, avec des prix stables. Ils présentaient un niveau de risque très faible tant du point de vue de l'offre que du prix. Toutefois, ils ne permettaient que peu de flexibilité. L'importance de ces contrats a diminué en raison notamment de la libéralisation de l'industrie, alors que les marchés au comptant (Henry Hub Louisiane, Katy Hub Texas, NBP au Royaume-Uni, Hub de Zeebrugge en Belgique) ont accentué leur présence. Ces derniers proposent une plus grande flexibilité en matière de compensation de l'offre et de la demande et une meilleure adaptabilité aux conditions du marché. Les acteurs du marché peuvent alors se constituer un portefeuille de contrats à court ou à plus long terme.

Aujourd'hui, la majeure partie du gaz échangé sur le plan international, l'est encore dans le cadre de contrats à long terme. Les marchés au comptant sont généralement créés dans des zones où sont concentrés un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs. Ils sont situés près des grandes régions de consommation ou de production. Des prix au comptant sont alors fixés en divers lieux (Abbas, Bentarzi, 2005). Les principales références en matière de prix spot en Amérique du Nord sont : Henry Hub Louisiane, Katy Hub Texas et AECO Hub (Canada).

3 Les mécanismes de formation des prix du gaz et son indexation en Europe

Les prix du gaz naturel peuvent être évalués à différents stades de la filière. Ils peuvent être également mesurés par type d'utilisateur. On distingue alors le prix pour le consommateur domestique, commercial, industriel ou les compagnies d'électricité. Les prix à la tête de puits montrent une volatilité élevée en fonction des conditions météorologiques et de divers autres facteurs.

Afin de trouver un prix qui puisse être significatif sur une aussi longue période (15 ou 20 ans) et de tenir compte des possibles substitutions énergétiques, la formule de fixation du prix du gaz doit être indexée sur une énergie concurrente. Le contrat gazier de long terme est donc un contrat de partage de risques. La plupart du temps, le prix du gaz est indexé sur ceux du pétrole ou des produits pétroliers. Pour ce qui est des formules, elles sont inaccessibles au public. L'objectif de ce prix indexé sur le fioul lourd, le fioul domestique ou directement sur le pétrole brut, est de maintenir une part de marché pour le gaz naturel.

En l'absence de marché dédié au gaz naturel, partout en concurrence avec les produits pétroliers, ces formules d'achat assurent un prix en ligne avec les énergies concurrentes et donc un débouché à peu près certain. De ce fait, les investissements liés au transport peuvent être amortis sans risque sérieux de baisse des livraisons. Ces formules et ces contrats sont toujours en vigueur sur les marchés européen et asiatique. Une indexation classique permet de maintenir dans le temps un lien entre le gaz naturel et les énergies concurrentes.

Les contrats de long terme avec les clauses TOP et d'indexation des prix sur les énergies concurrentes répondent parfaitement aux besoins des marchés gaziers émergents. Le risque marché est donc limité permettant à l'acheteur de s'engager sur une longue période et d'accepter la clause TOP. Toutefois, cette clause n'a pratiquement jamais été mise en œuvre que ce soit en Europe ou en Asie.

Le système est ainsi parfaitement adapté pour limiter les risques et permettre de financer les investissements du transport. Ce mode contractuel restera encore longtemps en vigueur dans les pays développant une industrie gazière (Chine, Inde, etc.). La dérégulation des marchés gaziers, initiée au milieu des années 1980 aux États-Unis et au Royaume-Uni, a en revanche largement remis en cause ce schéma.

Cette évolution nécessite de séparer les activités des opérateurs sur une base comptable ou juridique afin d'avoir d'un côté les gestionnaires de réseau contrôlés par une autorité de régulation (par exemple la CRE en France) et de l'autre les sociétés de production et de commercialisation soumises aux lois du marché. Les conséquences de ce nouveau schéma organisationnel sont profondes. Il en résulte tout d'abord une moins bonne visibilité sur le long terme par rapport à l'existence d'un opérateur unique par région (Allemagne) ou par pays (France, Italie...) comme ce fut le cas par le passé. En effet, la concurrence ne permet plus de savoir avec précision ce que sera, pour chacun des opérateurs, la demande à 5 ans et encore moins à 10 ans. L'idée de s'engager dans des contrats de long terme sur 15 ou 20 ans devient ainsi plus risquée. Le premier résultat de la dérégulation est ainsi de réduire la durée d'achat des contrats à moins de 10 ans. Ce fut notamment le cas aux États-Unis et au Royaume-Uni (Lahlah, 2004).

La deuxième conséquence importante est l'émergence d'un marché spot du gaz naturel permettant des échanges ponctuels au jour le jour. Cette tendance est le résultat de la multiplicité des acteurs qui doivent pouvoir équilibrer leur offre par des échanges de court terme sur le marché.

La création de marchés réglementés, de type NYMEX ou IPE, et de contrats gaz standardisés, "Futures" et options en particulier, se poursuit naturellement afin de pouvoir offrir aux opérateurs une couverture du risque prix, fonction de base de ces bourses. Contrairement à une idée reçue, le long terme n'est pas complètement éliminé dans un marché où le prix spot devient directeur. En effet, les contrats de long terme restent encore d'actualité sur des durées, certes plus courtes et avec une indexation marché (en référence au marché spot).

Par ailleurs, la signature de contrats de transport sur des durées relativement longues permet de planifier les besoins futurs d'investissement dans les réseaux. Ils offrent d'une certaine façon la visibilité à long terme assurée autrefois par l'opérateur unique.

Dans ce qui suit, nous détaillons la situation actuelle du marché européen du gaz et ses perspectives d'évolution.

3.1 Situation actuelle et perspective d'évolution du marché européen

Le marché européen se trouve aujourd'hui dans une situation duale, avec d'un côté des prix spots directeurs sur le marché britannique et de l'autre des prix directement influencés par

celui des produits pétroliers sur le continent. Ces deux marchés ne sont pas indépendants puisque l'Interconnector, gazoduc reliant la Belgique à l'Angleterre, joue désormais un rôle d'arbitrage entre les prix échangés.

L'évolution des prix depuis 2000 (cf. Figure 13) permet de visualiser que les tendances lourdes de hausse et de baisse sont communes pour ces deux marchés.

Figure 13 : Prix spot National Balancing Point (NBP¹⁸) et prix long terme sur le continent



Source: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Globalement, il est possible de distinguer 2 périodes, l'avant et l'après 2003. Avant octobre 2003, le prix sur le marché anglais était sensiblement inférieur aux prix indexés des contrats de long terme sur le continent. Ceux-ci servaient de bornes hautes aux prix anglais dans les périodes de tension en particulier en hiver. L'année 2003 a marqué un tournant avec un prix anglais équivalent, voire supérieur, en moyenne aux prix pratiqués sur le continent, sans oublier l'impact dû à la hausse du prix du pétrole suite à la guerre en Irak.

Tout se passe comme si le prix de long terme jouait un rôle de modérateur à la baisse ou à la hausse du prix spot anglais. Il sert de prix plafond en période de détente du marché anglais, avant 2003, et inversement de plancher en période de tensions chroniques, après 2003 (Benamirouche, 2010).

Les échanges possibles dans les deux sens via l'Interconnector sont à l'origine de ce phénomène d'arbitrage. En dehors du Royaume-Uni, le prix spot n'a donc qu'une place

¹⁸ Le NBP est un lieu d'échange virtuel pour la vente et l'achat du gaz naturel au Royaume-Uni.

limitée. Son influence grandissante à l’avenir est probable, si l’on se réfère à ce qui s’est produit par le passé dans les marchés dérégulés. L’évolution plus ou moins rapide vers un tel schéma dépendra de l’émergence d’une concurrence plus importante, qui elle-même dépendra des disponibilités gazières sur le marché et des prix spots. Ces derniers, tendanciellement plus faibles par rapport aux prix des contrats de long terme, seraient de nature à accélérer cette évolution.

3.2 Un lien indirect avec le pétrole

Des exemples de marché spécifique du gaz naturel disposant d’un “baromètre” propre pour fixer le prix existent, comme nous l’avons signalé, notamment aux États-Unis ou au Royaume-Uni. Le cas américain est particulièrement intéressant puisqu’il n’y a plus d’interférence avec des prix indexés. Sur ce marché, les cotations spot de référence sont fixées au point Henry Hub (HH), principal lieu de cotation du Texas, et par contagion aux autres hubs. En dépit d’une autonomie de fixation des prix du gaz, une corrélation existe malgré tout avec le marché pétrolier.

La figure 14, met en évidence une évolution tendancielle des cours du gaz parallèle à celle des cours des produits pétroliers. En revanche, les cours mensuels sont plus autonomes, évoluant entre un maximum, le prix du fioul domestique, et un minimum, le prix du fioul lourd.

Figure 14 : Prix spot (Henry Hub) aux États-Unis et prix des produits pétroliers



Source: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Le prix du gaz peut momentanément s'écarter de ces valeurs hautes et basses, mais des phénomènes de rappel permettent de ramener celui-ci dans la fourchette des cours des produits pétroliers. La substitution du gaz par le charbon ou par les fiouls lourds (industrie) permet ainsi d'éviter de trop grandes envolées des prix. Inversement, une trop forte baisse à des niveaux inférieurs aux prix du fioul lourd a pour effet de relancer la demande gazière et, là encore, de ramener son prix dans la fourchette fioul domestique/fioul lourd. Le décrochage entre les prix spot et les produits pétroliers à partir de l'année 2005 peut s'expliquer par les conséquences de la guerre en Irak en 2003, et la hausse de la demande de pétrole provenant notamment des pays émergents (Chine, Inde et Brésil), pour maintenir leur croissance. Pour ce qui est de l'année 2009, la forte baisse des prix spot par rapport aux prix des produits pétroliers est due à l'utilisation et au développement massif des gaz de schiste aux États-Unis (Dakota du Nord et Texas).

Il existe donc, même sur ce marché dérégulé, une relation indirecte avec le marché pétrolier en raison des possibilités de substitution d'une énergie par une autre : le prix du fioul lourd constitue globalement la borne basse du prix avec des possibilités de s'écarter à la hausse en période de tensions. Le prix du gaz se rapproche dans ce cadre des cours du brut et peut même sur de courtes périodes le dépasser.

3.3 Évolution des prix du gaz

Contrairement au pétrole, le marché du gaz naturel n'est pas unifié. Il est segmenté en trois zones géographiques dont la formation des prix obéit à des logiques différentes. La contrainte économique du transport a ainsi donné naissance à 3 marchés distincts : l'Amérique du Nord, l'Europe et l'Asie. Avec cette structure de marché, le gaz est en compétition avec des énergies de références régionales. Les modalités d'approvisionnement varient d'un marché à l'autre.

Le marché américain repose à 50% sur des contrats de court terme et spot et à 50 % sur des contrats de long terme. La proportion de contrats de court terme et spot tombe à 15% sur le marché britannique, les contrats de long terme représentant encore 85% des transactions. Le marché continental européen demeure à l'heure actuelle largement dans une logique de contrats de long terme. Sur le marché asiatique du GNL, les contrats de court terme et spot représentent environ 10 % des échanges. Le mode de fixation du prix est lié au poids du marché spot qui est le prix de référence sur les marchés américain et britannique, alors que les marchés européen et asiatique conservent le principe de l'indexation sur le pétrole et les produits pétroliers.

La tendance générale est à la réduction de la durée des contrats de long terme de 15-20 ans à 10 ans, tant pour les approvisionnements par pipeline que pour le GNL. Il semble que ces durées réduites de contrat soient suffisantes pour garantir le financement des projets.

Dans la mesure où les contrats de long terme sont en cours d'adaptation, ils ne disparaîtront pas et conserveront le principe de l'indexation. En revanche, il est probable que les formules d'indexation s'éloignent en partie du pétrole pour davantage s'appuyer sur les prix spot ou à terme du gaz et sur les prix de l'électricité.

La libéralisation actuelle du marché gazier européen, devrait voir apparaître de nouveaux acteurs, principalement consommateurs (électriciens, gros consommateurs) qui chercheront à s'approvisionner directement auprès des producteurs. On peut distinguer deux organisations : un marché spot qui pourrait traiter une partie des transactions européennes, et une forte intégration verticale qui permet une sécurisation de la relation producteur/consommateur. La deuxième grande évolution du marché gazier, réside dans l'implication des gaziers en aval et des compagnies gazières dans l'amont. Les acteurs du marché ont tous cherché à étendre le champ de leurs activités. L'intégration leur permet en effet de capter une partie de la rente liée aux activités en amont ou en aval, de sécuriser la relation entre les acteurs qui deviennent membres d'une même entité et de limiter les coûts de transaction.

Il devient alors difficile de parler de prix internationaux et la comparaison ne peut être réalisée qu'au niveau du consommateur final. Il n'est donc pas certain que l'évolution vers une intégration plus forte de la filière gazière profite au consommateur final même si une certaine concurrence s'opère sur ce marché.

4 La modélisation des prix du gaz : une rapide revue de littérature

Pour modéliser au mieux les prix de l'énergie, la littérature économique a proposé plusieurs théories et méthodes. Dans un premier temps, nous décrivons les théories traditionnelles portant sur l'étude des prix des matières premières (théorie du déport et théorie du stockage). Dans un second temps, nous présentons les modèles économétriques qui donnent plus d'importance à l'impact des marchés financiers dans la détermination des prix appelés «modèles financiers», et des modèles qui donnent plus d'importance aux variables physiques appelés «modèles structurels». Nous mettons, plus particulièrement l'accent sur les modèles économétriques réduits à une équation linéaire et intégrant les variables susceptibles d'expliquer la dynamique des prix du gaz naturel.

4.1 Les théories traditionnelles de détermination des prix du gaz

La théorie du déport normal

La notion de « déport » définie par Keynes (1930) est utilisée pour expliquer la relation entre le prix au comptant et le prix à terme d'une marchandise, dans le cas d'un fonctionnement normal du marché. On dit que les prix sont en déport lorsque le prix au comptant de la matière première est plus élevé que le prix à terme. Cette théorie du déport normal est souvent utilisée pour expliquer la dynamique des prix dans les marchés pétroliers, car ces derniers sont souvent en situation de déport. Le mécanisme de la théorie de déport est basé sur la notion de couverture des risques sur le marché : les vendeurs essaient de se couvrir contre une éventuelle baisse des prix, et les acheteurs contre une éventuelle augmentation des prix. Il y a deux positions de couverture différentes et le marché à terme est en déséquilibre permanent, ce qui nécessite l'intervention des spéculateurs pour rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande. Et pour que ces spéculateurs interviennent, les prix à terme pour une échéance T doivent être inférieurs au prix comptant anticipé pour la même échéance. Keynes explique que l'écart entre le prix comptant anticipé et le prix à terme pour la même échéance constitue la prime de risque, qui est supposée toujours positive et constante.

Cette théorie est critiquée du fait que les marchés peuvent être en situation de report, c'est-à-dire que le prix à terme est supérieur au prix comptant, et que l'aversion au risque des agents varie dans le temps et leurs positions de couverture peuvent être longues ou courtes.

La théorie de stockage

Cette théorie vient compléter celle du déport normal. Elle explique la relation existante entre les prix au comptant et à terme et les deux situations déport et report sur le marché en introduisant les coûts de stockage sur le marché physique. Le prix à terme est donc égal au prix au comptant augmenté de coûts de stockage positifs. Cette théorie de stockage est critiquée car si elle explique la situation de report, il lui est difficile d'expliquer le cas de prix de déport. Pour mieux illustrer cette théorie de stockage et expliquer la dynamique de prix et les deux situations de déport et de report sur le marché, (Kaldor, 1939) introduit la notion de «Rendement tiré des stocks», c'est à dire le rendement lié à tous les bénéfices qu'un agent peut tirer de ses stocks (éviter les coûts des commandes fréquentes, et les coûts d'attente et de livraison). Ces bénéfices sont plus élevés chaque fois que le niveau des stocks est faible.

$$\mathbf{F(t, T)} = \mathbf{S(t)} + \mathbf{C(t, T)} - \mathbf{R(t)} \quad \equiv \quad \mathbf{F(t, T)} - \mathbf{S(t)} = \mathbf{C(t, T)} - \mathbf{R(t)} \quad (1)$$

Avec :

$\mathbf{F(t, T)}$: Prix en t du contrat à terme arrivant à échéance en T,

$\mathbf{S(t)}$: Prix au comptant en t,

$\mathbf{C(t, T)}$: Coût de stockage entre t et T,

$\mathbf{R(t)}$: Rendement tiré des stocks entre t et T.

Cette relation permet d'expliquer la dynamique des prix et la déviation des prix à terme par rapport au prix au comptant en fonction des écarts des niveaux de stocks et des rendements tirés de leur détention. Lorsque cet écart est positif, le prix est en report et dans le cas où il est négatif le prix est en déport.

4.2 Les modèles structurels et les séries temporelles

Un autre pas important de la littérature relative à la modélisation des prix du gaz (et plus généralement de l'énergie) se base sur les séries temporelles, les modèles à correction d'erreur et les modèles VAR.

Ces modélisations proposent de capturer la dynamique des prix en intégrant un ensemble de variables explicatives qui décrivent les caractéristiques des marchés de l'énergie. Elles utilisent des variables physiques (réelles), comme la consommation, la production ou les réserves, et des variables financières, comme le taux de change et les taux d'intérêt.

Kaufmann (1995, 2004) estime une équation des prix réels de l'énergie en fonction des changements des conditions du marché et de comportement de l'OPEP, de la demande mondiale de pétrole et du niveau des stocks de pétrole de l'OCDE. Les résultats indiquent que l'OPEP peut influencer le prix du pétrole sur le moyen et long termes en fonction de la vitesse à laquelle l'organisation ajuste ses capacités de production.

Dees *et al.* (2003) utilisent un modèle à correction d'erreurs pour montrer que l'OPEP est capable d'influencer les prix réels du pétrole. Dans cette étude, les auteurs intègrent les comportements de l'OPEP, c'est-à-dire les quotas de production et la production hors quotas des pays de l'OPEP, la capacité de production et les niveaux des stocks, la demande des pays de l'OCDE et leurs stocks de pétrole et du gaz. Ils concluent que l'offre et la demande en dehors de l'OPEP sont inélastiques par rapport aux variations des prix du pétrole et du gaz. La

capacité de production et les décisions de l'OPEP ont un effet immédiat sur l'évolution des prix réels du pétrole et du gaz.

(Stevans et Sessions, 2010) expliquent la dynamique des prix réels du pétrole aux États Unis en fonction de plusieurs facteurs : les prix à terme, la valeur du dollar, l'exploration, la demande et l'approvisionnement en pétrole en utilisant un VECM (Vector Error Correction Model).

A court terme, la variable approvisionnement affecte le plus la dynamique des prix. A long terme, les contrats et les positions sur les marchés à terme du pétrole sont de nature plus spéculative. Les prix réels du pétrole sont plus affectés par la variable prix à terme. L'activité de spéculation sur le marché pétrolier est donc seule responsable des fluctuations des prix du pétrole. Si les régulateurs veulent minimiser les fluctuations des prix, il convient de minimiser le volume des contrats à terme (Hammadache, 2013).

D'autres auteurs comme (Krugman, 2008) et (Smith, 2009) rejettent l'hypothèse du rôle de la spéculation sur les marchés de l'énergie. Ils concluent que l'augmentation des prix de l'énergie est essentiellement due à la croissance de la demande des pays émergents (Chine, Inde) et à l'augmentation des coûts d'exploration. Ils avancent que le marché fonctionne toujours sous les lois de l'offre et de la demande et que les déterminants des prix de l'énergie (pétrole et gaz) continueront à être très volatiles, la demande et l'offre restant inélastiques spécialement à court terme.

5 Un modèle vectoriel à correction d'erreur des prix du gaz en Europe¹⁹

Dans cette section, nous proposons une analyse en termes de cointégration et trois modèles VECM dans le but de déterminer les différentes variables susceptibles d'affecter à long terme les prix du gaz en Europe.

5.1 Les données

Dans ce travail, nous avons utilisé les séries de données historiques annuelles des prix du gaz en Europe, extraites de la base de données de BP Statistical Review of World Energy et couvrant la période de 1970 à 2011. La variable expliquée est le prix réel du gaz en dollars (PGAZ_T).

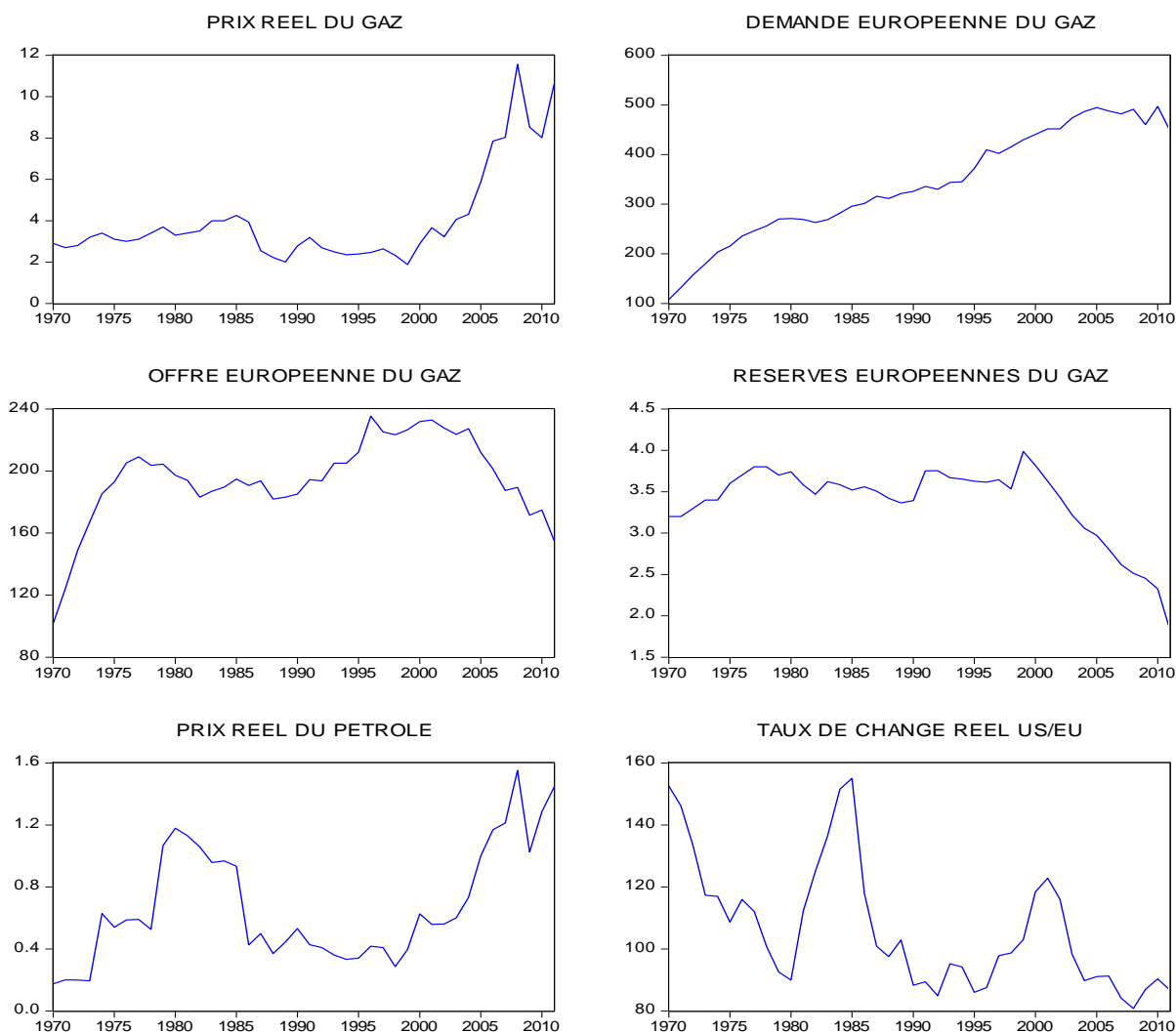
¹⁹ Cette section est réalisée avec la collaboration de M. Hammadache A.

Les variables explicatives utilisées sont les suivantes :

- (POIL_T) est le prix réel du pétrole,
- (TX_T) est le taux de change réel du dollar/euro,
- (DGAZ_T) est la demande européenne de gaz,
- (OGAZ_T) est l'offre européenne de gaz,
- (RESERVES_T) représentent les réserves européennes de gaz,
- (DGuerre) est la variable dummy guerre,
- (DDirectives) est la variable des paquets d'énergie pour le gaz 1998, 2003 et 2009.

Ces séries sont représentées dans la figure 15. L'offre et la demande sont exprimées en Milliards de m³, les réserves en Téra milliards de m³, et les prix réels du gaz naturel et du pétrole en dollars.

Figure 15 : Séries de données utilisées en niveau



Source: BP Statistical Review of World Energy.

5.2 La modélisation vectorielle à correction d'erreur (VECM)

L'intérêt principal de la modélisation VECM par rapport à la modélisation VAR réside dans la possibilité permise par le VECM de distinguer sur le plan économétrique les deux types de dynamique (court et long termes). Dans le cas de notre étude, cette propriété s'avère très intéressante car elle peut nous permettre de voir comment réagissent les prix du gaz face à des fluctuations conjoncturelles, et quelles sont les variables qui affectent la dynamique des prix à long terme.

Si l'impact de certaines variables ne peut exister que dans le long terme, cela signifie que les effets de ces variables sur la dynamique des prix du gaz ne peuvent apparaître que dans l'espace de cointégration. L'idée de la cointégration est qu'à court terme plusieurs variables peuvent avoir une évolution divergente, mais vont évoluer dans le même sens à long terme. Il existe donc une relation stable entre ces variables à long terme. En d'autres termes, ces variables évoluent ensemble avec les mêmes taux et les mêmes trends stochastiques. Une série (X_t) est dite intégrée d'ordre 1, $I(1)$, lorsqu'elle possède une racine unitaire (ΔX_t est stationnaire).

Selon Hamisultane (2007), un processus (Y_t) est stationnaire si les conditions suivantes sont vérifiées :

1. $E(Y_t)$ est indépendante de t ,
2. $\text{Var}(Y_t)$ est une constante finie indépendante de t ,
3. $\text{Cov}(Y_t, Y_{t-K})$ est une fonction finie de K ne dépendant pas de t .

Lorsque la série possède d racines unitaires, elle est dite intégrée d'ordre d , $I(d)$. Des séries d'ordre d sont cointégrées, s'il existe une combinaison linéaire non nulle de ces séries qui est intégrée d'ordre strictement inférieure à d . Cette combinaison linéaire est appelée l'équation de cointégration.

Deux séries (X_t) et (Y_t) sont dites cointégrées si les deux conditions suivantes sont vérifiées :

1. elles sont intégrées d'ordre d ,
2. la combinaison linéaire de ces 2 séries permet de se ramener à une série d'ordre d'intégration inférieure.

Afin de vérifier si la régression effectuée sur des variables non stationnaires n'est pas fallacieuse, il faut d'abord réaliser un test de cointégration. Nous commençons donc notre analyse par l'étude de la stationnarité des séries pour voir s'il y a possibilité de cointégration entre deux ou plusieurs variables, à l'aide d'un test de Dickey-Fuller augmenté.

Si les séries considérées ne sont pas intégrées de même ordre, il n'y a alors pas de risque de cointégration et la procédure s'arrête à cette étape.

Dans le cadre de ce test, on considère d'abord la série en niveau dans un modèle avec constante et trend (Modèle I), puis un modèle avec constante uniquement (Modèle II) et enfin un modèle sans constante ni trend (Modèle III).

Si les tests confirment la non-stationnarité de la série, on reprend cette séquence avec la série en différence première. La stationnarité de la série ainsi différenciée révélée par les tests, confirme la présence d'une racine unitaire.

Le tableau 15 ci-dessous montre les résultats d'application du test de Dickey-Fuller augmenté (ADF) à toutes les variables (prix du gaz, offre, demande, réserves, taux de change, et prix du pétrole), toutes ces variables des différents modèles (modèle 1, modèle 2 et modèle 3) ont la statistique du test ADF (T stat) inférieure à la valeur critique du test ADF à 5% (-1.94, -2.86, -3.41). Au contraire, l'appréciation du test ADF sur les variables en différence première montre que la statistique du test ADF est supérieure à la valeur critique à 5%.

Tableau 15 : Les résultats des tests de stationnarité (ADF)

Séries	Modèle I	Modèle II	Modèle III	T stat	Décision
Prix du gaz	-1,698827	-2,059789	0,543739	-1,506464	I(1)
Offre	-1,344424	-1,354700	-0,754122	-2,986276	I(1)
Demande	-1,942281	-1,656523	0,970805	-2,464316	I(1)
Réserves	0,423675	1,863069	-1,133857	-4,104618	I(1)
Tx de change	-3,803200	-3,202660	-0,806965	-4,061812	I(1)
Prix du pétrole	-1,592783	-1,335910	0,281534	-7,182421	I(1)

** Les valeurs critiques du Test ADF sont respectivement : -1.94, -2.86, -3.41 à 5% pour le modèle ADF sans tendance ni constante, modèle ADF avec constante et modèle ADF avec tendance et constante.

On rejette l'hypothèse nulle de la non stationnarité dans tous les cas en différence première. Nous concluons que toutes ces variables sont stationnaires en différence première, c'est-à-dire que toutes les séries sont intégrées d'ordre 1, $I(1)$. Elles peuvent donc être co-intégrées.

5.3 Retard optimal, détermination du nombre de relations de cointégration et validation du VECM

Dans un premier temps, nous déterminons le degré optimal du modèle VAR au moyen de tests emboîtés fondés sur la statistique du ratio de vraisemblance. Cette approche nous conduit à retenir un VAR à 3 retards. Les séries introduites dans le modèle étant non stationnaires en niveau, l'analyse vise ensuite à mettre en évidence l'existence d'une ou plusieurs relations de cointégration entre les variables. On sait en effet qu'avec un modèle composé de r séries $I(1)$, il peut exister jusqu'à $(r-1)$ relations de cointégration.

La question du nombre de relations de cointégration à intégrer dans le modèle est une question fondamentale dans l'analyse puisque lorsqu'il y a plus d'une relation de cointégration on obtient un système d'équations qui, pour être estimé, nécessite au préalable d'être identifié.

Afin d'analyser les relations qui s'établissent dans le long terme entre les variables du modèle, on détermine le nombre de relations de long terme dans le modèle à travers l'analyse du rang de la matrice Π (voir l'équation 2 ci-dessous). Trois cas sont possibles : la matrice Π est de plein rang c'est-à-dire $r = n$, n étant le nombre de variables, toutes les composantes de la matrice (variables) X_{it} sont stationnaires $I(0)$, il n'existe pas de relation de cointégration ; le rang de la matrice Π est égal à 0, il n'existe pas de relation de cointégration ; le rang de la matrice Π est égal à r , il existe r relations de cointégration, un modèle VECM peut être estimé ($0 < r < n$).

Le test de la trace et le test de la valeur propre maximale nous permettent de déterminer le nombre de relations de long terme et nous indiquent l'existence de deux relations de cointégration. Ainsi, le système doit être modélisé sous la forme d'un VECM composé de huit variables, trois retards pour les trois modèles, et deux relations de cointégration.

Tableau 16 : Les tests de cointégration de Johansen

Sans restriction rang de cointégration Trace Test 0,05

Nombre de EC (s)	Valeur propre	Statistique	Valeur critique	Prob. **
Aucun *	0.724275	130.6667	95.75366	0.0000
Au plus 1 *	0.586785	79.13259	69.81889	0.0075
Au plus 2	0.378287	43.78110	47.85613	0.1146
Au plus 3	0.346820	24.77003	29.79707	0.1698
Au plus 4	0.139329	7.733899	15.49471	0.4943
Au plus 5	0.042380	1.732187	3.841466	0.1881

Le test de la trace indique 2 équations de cointégration (s) au niveau de 0,05.

*** Rejet de l'hypothèse à 0,05**

****MacKinnon-Haug-Michelis (1999) p-values**

Cointégration non restreinte Rank Test (Valeur propre)

Nombre de EC (s)	Valeur propre	Max-Eigen 0.05		Prob. **
		Statistique	Valeur critique	
Aucun *	0.724275	51.53408	40.07757	0.0017
Au plus 1 *	0.586785	35.35148	33.87687	0.0331
Au plus 2	0.378287	19.01108	27.58434	0.4137
Au plus 3	0.346820	17.03613	21.13162	0.1703
Au plus 4	0.139329	6.001712	14.26460	0.6130
Au plus 5	0.042380	1.732187	3.841466	0.1881

Le test Max-valeur propre indique 2 équations de cointégration (s) au niveau de 0,05.

***Rejet de l'hypothèse à 0,05**

Le modèle général envisagé est un modèle vectoriel autorégressif (VAR) composé des variables suivantes : $X_{it} = A_{i1} X_{it-1} + A_{i2} X_{it-2} + \dots + A_{ip} X_{it-p} + \varepsilon_{it}$ (1)

avec X_{it} = (Prix réel du gaz, Offre européenne de gaz, Demande européenne de gaz, Taux de change effectif réel du dollar /euro, Réserves européennes de gaz, Directives gaz, Guerre et Prix du pétrole).

A_{ij} = la matrice des coefficients (8*8, $i=1,2,\dots,p$).

ε_{it} = vecteur des erreurs (8*1)

Nous écrivons l'équation (2) sous la forme d'un modèle VECM

$$\Delta X_{it} = \Gamma_1 \Delta X_{it-1} + \Gamma_2 \Delta X_{it-2} + \dots + \Gamma_p \Delta X_{it-p+1} + \alpha \Pi X_{it-1} + \varepsilon_{it} \quad (2)$$

$$\Pi = A_1 + A_2 + \dots + A_{K-1}.$$

Les tests de contrainte sur les coefficients de la force de rappel nous permettent de retenir une seule relation de cointégration. Enfin, on effectue des tests d'auto corrélation sur les résidus issus de chaque modèle à l'aide d'un test de Ljung-Box. Les résidus sont des bruits blancs, ce qui nous permet de valider la spécification de notre VECM.

5.4 Les résultats d'estimation du VECM

Trois modèles sont successivement estimés. Le modèle I (avec constante et trend) se réduit à quatre variables explicatives : offre, demande, taux de change et dummy guerre.

Le modèle II (avec constante), comprend, quant à lui, cinq variables explicatives : offre, demande, taux de change, réserves et prix du pétrole.

Enfin, le modèle III (sans constante ni trend) prend en compte les variables explicatives suivantes : offre, demande, taux de change et dummy directives.

Le modèle I

$$\Delta(\text{prix réel du gaz}) = \alpha_0 + \Pi \begin{pmatrix} \text{prix réel gaz} \\ \text{offre} \\ \text{dummy_guerre} \\ \text{taux de change} \\ \text{demande} \end{pmatrix} + \dots + \Gamma_{i3} \begin{pmatrix} \Delta \text{prix réel gaz} \\ \Delta \text{offre} \\ \Delta \text{dummy_guerre} \\ \Delta \text{taux de change} \\ \Delta \text{demande} \end{pmatrix}_{t-3} + \varepsilon_{it}$$

Le modèle II

$$\Delta(\text{prix réel du gaz}) = \alpha_0 + \Pi \begin{pmatrix} \text{prix réel gaz} \\ \text{offre} \\ \text{demande} \\ \text{taux de change} \\ \text{réserves} \\ \text{prix réel pétrole} \end{pmatrix} + \dots + \Gamma_{i3} \begin{pmatrix} \Delta \text{prix réel gaz} \\ \Delta \text{offre} \\ \Delta \text{demande} \\ \Delta \text{taux de change} \\ \Delta \text{réserves} \\ \Delta \text{prix réel pétrole} \end{pmatrix}_{t-3} + \varepsilon_{it}$$

Le modèle III

$$\Delta(\text{prix réel du gaz}) = \alpha_0 + \Pi \begin{pmatrix} \text{prix réel gaz} \\ \text{offre} \\ \text{dummy_directives} \\ \text{taux de change} \\ \text{demande} \end{pmatrix} + \dots + \Gamma_3 \begin{pmatrix} \Delta \text{prix réel gaz} \\ \Delta \text{offre} \\ \Delta \text{dummy_directives} \\ \Delta \text{taux de change} \\ \Delta \text{demande} \end{pmatrix}_{t-3} + \varepsilon_{it}$$

L'estimation des coefficients relatifs à la dynamique de long terme (équations de cointégration et vitesses d'ajustement) est présentée dans les tableaux ci-dessous. Le tableau 17 représente l'estimation du bloc de long terme pour les modèles I, II et III.

Tableau 17 : Estimation du bloc de long terme pour les modèles I, II et III

	Modèle I	Modèle II	Modèle III
Offre	-11.71904*** [-9.42731]	- 4.538292** [-2.69249]	-10.68664*** [-8.84984]
Demande	3.372984*** [6.30378]	2.436432** [3.28343]	2.428057*** [3.79017]
Taux de change	-2.940704*** [-4.47496]	-2.122506*** [-4.46033]	-3.936797*** [-4.86978]
Dummy guerre	1.284818** [1.97875]		
Prix réel pétrole		1.814984*** [5.66466]	
Réserves		-6.187634*** [-3.86043]	
Dummy directives			-0.175539 [-0.24116]

La significativité des estimations à 1%, 5% et 10% est respectivement signalée par ***, ** et *.

Tableau 18 : Vitesse d'ajustement vers la cible de long terme du modèle I

Δ (Prix gaz)	Δ (Offre)	Δ (Demande)	Δ (Taux de change)	Δ (Dummy guerre)
0.699152** [3.25013]	0.016592** [2.15542]	-0.001661 [-0.26651]	0.033432 [1.36146]	-0.042082 [-0.47392]

La significativité des estimations à 1%, 5% et 10% est respectivement signalée par ***, ** et *.

Tableau 19 : Vitesse d'ajustement vers la cible de long terme du modèle II

Δ (Prix gaz)	Δ (Offre)	Δ (Demande)	Δ (Taux de change)	Δ (Prix pétrole)	Δ (Réserves)
1.364491** [3.28556]	0.001555 [0.10004]	-0.015207 [-1.37461]	0.006957 [0.13929]	-0.012169 [-0.07548]	0.006326 [0.26347]

La significativité des estimations à 1%, 5% et 10% est respectivement signalée par ***, ** et *.

Tableau 20 : Vitesse d'ajustement vers la cible de long terme du modèle III

Δ (Prix gaz)	Δ (Offre)	Δ (Demande)	Δ (Taux de change)	Δ (Dummy directives)
0.523216**	0.019364**	-0.003569	0.046589**	0.079199
[2.52859]	[2.63403]	[-0.59342]	[2.06165]	[1.02984]

La significativité des estimations à 1%, 5% et 10% est respectivement signalée par ***, ** et *.

Dans le modèle I, les trois variables offre, demande et taux de change sont très significatives, et fortement corrélées avec le prix du gaz. On constate qu'une hausse de l'offre de gaz de 1% induit une baisse du prix du gaz de 11,71%. De même, une hausse de la demande de gaz de 1% augmente le prix du gaz de 3,37 %. Le taux de change effectif réel du dollar par rapport à l'euro, joue négativement sur les prix du gaz, c'est à dire qu'une appréciation du dollar de 1% par rapport à l'euro baisse les prix du gaz de 2,94%.

La variable guerre joue positivement sur le prix du gaz, c'est-à-dire que la survenance d'une guerre entraine une hausse du prix du gaz de 1,28%. Cette forte corrélation à long terme entre l'offre, la demande et les prix du gaz est due à l'existence d'une force de rappel faisant anticipation d'augmentation du prix du gaz d'une manière durable et poussant les acteurs à ajuster leur demande (baisse de la demande), pour faire baisser les prix. Quand les exportateurs estiment que l'augmentation des prix du gaz est durable, ils augmentent leurs capacités de production en augmentant la production des gisements et des puits déjà en fonction, ou bien en augmentant le niveau d'investissement et de recherche dans de nouveaux champs et gisements.

Dans le modèle II, on mesure l'impact du prix du pétrole sur les prix du gaz. Une hausse de 1% de l'offre induit une baisse du prix du gaz de 4,53%, une baisse moins importante par rapport au modèle I (11,71%), ceci est principalement dû à l'intégration des réserves qui est une variable importante et explique en partie l'évolution du prix du gaz, car une augmentation des réserves de 1% induit une baisse des prix du gaz de 6,18%. En additionnant l'offre et réserve dans le modèle II (10,72), on aura une baisse à peu près similaire à celle du modèle I(11,71) et modèle III (10,68).

Ceci permet aux pays consommateurs de puiser dans leurs réserves quand les prix du gaz augmentent. Une hausse de 1% de la demande de gaz augmente le prix du gaz de 2,43 %. Une appréciation du dollar de 1% par rapport à l'euro baisse les prix du gaz de 2,12%.

La variable Prix du pétrole est très significative et fortement corrélée avec le prix du gaz car une hausse de 1% du prix du pétrole induit une hausse de 1,81 % du prix du gaz.

Dans le modèle III, on teste si les directives ont un impact sur les prix du gaz. Les trois variables offre, demande et taux de change sont très significatives, et fortement corrélées avec le prix du gaz. On constate qu'une hausse de l'offre de gaz de 1% induit une baisse du prix du gaz de 10,68%. De même, une hausse de la demande de gaz de 1% augmente le prix du gaz de 2,42 %. Une appréciation du dollar de 1% par rapport à l'euro baisse les prix du gaz de 3,93%. La variable directive n'est pas significative, les directives gaz (1998, 2003 et 2009) n'ont pas eu d'impact significatif sur le prix du gaz.

Dans les tableaux 4, 5 et 6, les coefficients estimés correspondent aux vitesses d'ajustement des variables du système vers la cible de long terme. En principe, tout écart d'une variable par rapport à sa valeur d'équilibre de long terme doit être corrigé par le mécanisme correcteur d'erreur qui apparaît dans les estimations avec une vitesse d'ajustement négative. Nos coefficients dans cette estimation ont des valeurs conformes à celle attendues au sens où elles sont négatives ou, lorsqu'elles sont positives, elles sont systématiquement associées à une variable dont le coefficient dans la relation de long terme est lui-même négatif, ce qui engendre au final une vitesse d'ajustement négative.

Dans les trois modèles I, II et III, la relation de cointégration est significative et exerce effectivement son rôle de correcteur d'erreur dans la dynamique de long terme du prix du gaz. Ainsi, une hausse de l'offre de gaz génère un déséquilibre qui engendre une baisse ultérieure du prix du gaz. Les variables offre, demande et taux de change sont très significatives dans les trois modèles et sont affectées par les mécanismes d'ajustement.

Dans le modèle II, on constate, conformément à la loi de l'offre et de la demande, qu'une hausse de l'offre de gaz baisse le prix du gaz alors qu'une hausse de la demande de gaz augmente son prix. La variable Prix du pétrole est significative : une augmentation du prix du pétrole augmente le prix du gaz. Ceci n'est pas surprenant du moment que le prix du gaz est indexé à celui du pétrole ou des produits pétroliers. De même, le gaz est une énergie substituable au pétrole.

Dans le modèle III, la variable directive n'affecte pas de manière significative le prix du gaz.

6 Analyse prospective

La situation de l'Union Européenne est très complexe car sa dépendance extérieure en matière d'approvisionnement en gaz naturel ne fait que s'accroître. Le recours aux énergies renouvelables restera coûteux en l'absence d'innovations technologiques. Par conséquent, l'évolution future de la production et de la consommation gazière reste incertaine. Elle pourrait ainsi subir une chute de la production et une croissance de la demande.

6.1 Les hypothèses d'étude

Pour déterminer l'évolution du prix du gaz en Europe à l'horizon 2030, on a considéré le modèle II comme référence et on utilise les élasticités pour le calcul du prix du gaz. On a choisi le modèle II car ce dernier est plus réaliste et donne des résultats très significatifs. Dans ce modèle, on a intégré le prix du pétrole qui explique en partie l'évolution du prix du gaz car ce dernier est indexé sur le prix du brut, sans oublier la variable réserves qui est aussi importante et qui permet aux pays consommateurs de puiser dans leurs stocks quand les prix du gaz augmentent. Enfin, dans ce modèle, les résultats obtenus sont proches de ceux qu'on observe aujourd'hui sur les marchés gaziers.

En se basant sur les modèles économétriques établis ci-dessus, trois scénarios principaux sont présentés : le scénario fort, le scénario de référence, et le scénario faible.

Le scénario fort, qui est optimiste, suppose la reprise de l'activité économique et de la croissance d'ici les années à venir.

Le scénario de référence est présenté comme un scénario de base pour notre travail. Il reflète la situation actuelle de l'économie mondiale qui traverse une crise sans précédent. Ce scénario est pessimiste, il examine le devenir de l'économie européenne dans le cas où les gouvernements européens s'enferment dans des politiques d'austérité avec comme seul objectif la réduction de la dette publique. Ce scénario peut être considéré comme le plus réaliste.

Enfin, Le scénario faible est plus pessimiste que le scénario de référence étant donné que toutes les régions de l'Europe connaissent un ralentissement de la croissance même à moyen/long terme.

Le tableau 21 résume les hypothèses d'évolution de toutes les variables explicatives du prix du gaz en Europe.

Tableau 21: Les variables explicatives de l'évolution du prix du gaz en Europe

Scénarios	Scénario faible	Scénario de référence	Scénario fort
Demande européenne (Gm ³) *	1% (533,12)	2,5% (660,80)	5% (873,60)
Offre européenne (Gm ³) *	-1% (125,55)	-2% (96,10)	-3,5% (51,92)
Prix du pétrole (\$/baril)**	30	65	110
Réserves européennes (Tm ³) *	-2% (1,11)	-3% (0,74)	-4% (0,43)

*: Source : AIE 2005, Cedigaz 2011, Banque Mondiale.

** : Source : World Energy Outlook (WEO), 2009.

Les variables explicatives peuvent prendre d'autres trajectoires d'évolution que leurs tendances historiques et plusieurs facteurs d'ordre politique, économique ou environnemental peuvent les influencer. On peut citer entre autres : les efforts d'efficacité énergétique, le recours progressif aux énergies renouvelables, la situation économique et financière des pays membres de l'UE-27 et le développement du gaz non conventionnel.

6.2 Les projections à l'horizon 2030

Le tableau 22 résume les principaux résultats des projections selon les trois scénarii.

Tableau 22 : Evolution de la consommation, de la dépendance, du prix réel du gaz au sein de l'UE en 2030

Scénarios	Scénario faible	Scénario de référence	Scénario fort
Demande européenne (Gm ³)	533,12	660,80	873,60
Offre européenne (Gm ³)	125,55	96,10	51,92
Importation requise (Gm ³)	407,57	564,70	821,67
Dépendance gazière (%)	76	85	94
Réserves (Tm ³)	1,11	0,74	0,43
Prix du pétrole (\$/baril)	30	65	110
Taux de change	90,95	86,62	82,28
prix réel du gaz (\$/Mmbtu)	5,80	11	19

Source : Etabli à partir des résultats de projections basées sur le modèle II validé ci-dessus.

Scénario fort

Dans ce scénario, la demande gazière européenne augmente jusqu'à 873,6 Gm³ en 2030. La sécurité des approvisionnements énergétiques est pour l'UE une première priorité en raison des besoins énergétiques grandissants, de la baisse continue de sa production gazière interne (qui arrivera à 51,925 Gm³ dans ce scénario), et de la décroissance continue des réserves pétrolières dans le monde (par conséquent de la production) qui a pour effet immédiat le retour vers le gaz, ce qui devrait déclencher une concurrence intense entre les grandes régions consommatrices d'énergie dans le monde.

Face à cette situation et un prix du gaz de 19\$/Mmbtu, les exportateurs de gaz vers l'Europe développent leur production gazière ainsi que les infrastructures de transport vers l'Europe afin de bénéficier des marges supplémentaires que présentera le marché européen en 2030. Ils affichent des perspectives d'exportation à hauteur de 821,675 Gm³.

Scénario de référence

Dans ce scénario, l'UE cherche à orienter une bonne partie de la consommation énergétique vers les énergies renouvelables en lançant progressivement de grands investissements dans ce domaine. Comme le développement de ces énergies cumule un retard, l'UE donne au gaz naturel la priorité de couvrir une grande partie des besoins énergétiques afin d'éviter les crises socio-économiques. La demande gazière sera tirée essentiellement par la production d'électricité et l'industrie (en remplaçant partiellement le charbon et le pétrole). Elle arrivera à 660,80 Gm³ au moment où la production gazière interne ne dépasse pas 96,1 Gm³. Quant au prix du gaz, il est de 11\$/Mmbtu.

Scénario faible

La crise économique européenne persiste et s'accroît. Elle aura pour répercussions la contraction de la demande énergétique par le biais de la stagnation du PIB par habitant et l'adoption davantage de mesures d'efficacité énergétique.

La situation pourrait s'améliorer vers la fin de cette décennie. Ce qui permettrait, en somme, d'atteindre un niveau de consommation ainsi que de production gazière d'environ 533,12 et 125,55 Gm³ respectivement.

Dans ce scénario, on peut assister à un surplus d'offre gazière sur le marché européen (développement du gaz de schiste). Les exportateurs, affichant ensemble un volume d'exportation de 407,57 Gm³ en 2030, seront confrontés, par conséquent, à une forte concurrence qui ferait chuter les prix de gaz à 5,8\$/Mmbtu.

7 Perspectives pour les exportations algériennes vers l'Europe à l'horizon 2030

Afin d'estimer les exportations algériennes de gaz vers l'Europe à l'horizon 2030, nous nous sommes basés sur les prévisions de production et de consommation locale. Les données utilisées proviennent de différentes sources : Ministère de l'énergie et des mines, Sonatrach et BP Statistical Review of World Energy.

Les tableaux 23 et 24 résument respectivement la production et la consommation algériennes selon les trois scénarios, et la part de l'Algérie dans le marché gazier européen en 2030.

Tableau 23 : Production et consommation algérienne du gaz naturel à l'horizon 2030

Scénarios	Faible	Moyen	Fort
Consommation algérienne (Gm³)*	4,5% (54,91)	5,5% (60,69)	7% (69,36)
Production algérienne (Gm³)**	1% (92,82)	4% (137,28)	6% (166,92)

* : Source : Ministère de l'Énergie et des Mines, Sonatrach

** : Source :BP Stastical Review of World Energy, Sonatrach.

Tableau 24 : La part de l'Algérie dans le marché gazier européen à l'horizon 2030

Scénarios	Faible	Moyen	Fort
Exportations algériennes (production – consommation) (Gm³)	37,91	76,59	97,56
Part de l'Algérie dans le marché gazier européen (exportations algériennes / importations européennes) (%)	9,30	13,56	11,87

Les exportations gazières algériennes dépendent positivement de la demande gazière européenne, du volume des réserves algériennes, du prix du gaz à l'exportation, et négativement de la consommation gazière locale.

Cependant, l'évolution future de ces exportations peut connaître des scénarios différents. En effet, le volume des exportations gazières algériennes peut atteindre 97,56 Gm³, dans le scénario fort, cas où la demande gazière européenne atteint un haut niveau avec une maîtrise de la consommation gazière locale en Algérie.

Le volume des exportations baissera dans le scénario moyen pour atteindre 76,59 Gm³, dans le cas où l'Algérie connaîtrait une forte augmentation de sa consommation locale malgré l'évolution de la demande européenne sur la période 2012-2030 de 45%. Ce volume peut se ramener presque à un tiers (37,91 Gm³) dans le scénario faible en présence d'une forte concurrence sur le marché gazier européen et/ou d'un choc de demande en raison de la crise économique au sein de l'UE. La part du gaz algérien sur le marché européen pourrait ainsi passer de 13,56 % à 9,30 %.

Ces trois évolutions des exportations gazières démontrent, en premier lieu, le poids grandissant de la consommation gazière locale, et en deuxième lieu, les faiblesses de l'Algérie en matière de politique d'exportation de gaz vers l'Europe.

Conclusion

Ce chapitre a pour objet, une analyse des déterminants du prix du gaz sur un marché ouvert, les variables qui affectent son évolution, et les différents types de contrats dont le gaz est échangé et leurs caractéristiques.

En utilisant une analyse de cointégration et une analyse des modèles vectoriels à correction d'erreur (VECM), nous ont permis de voir comment sont formés les prix du gaz, et les variables qui les déterminent. Les résultats trouvés nous montrent que les réserves et les prix du pétrole sont les variables susceptibles d'affecter à long terme les prix du gaz en Europe.

Compte tenu de l'importance actuelle des contrats de long terme sur le marché européen, le prix du gaz restera encore pour un certain temps lié directement au prix du pétrole brut traditionnels indexés sur le cours des produits pétroliers.

Pourtant, à mesure de l'importance croissante des lieux de cotation à l'image du NBP Anglais ou de Zeebrugge en Belgique, il y a de bonnes raisons de penser qu'un prix spécifique du gaz émergera et deviendra le prix directeur des contrats long terme. Des formules d'indexation sophistiquées (moyenne des prix spots ou des "futures" sur plusieurs mois) pourraient compléter, voire remplacer, les indexations sur le pétrole. Des indexations sur l'électricité seront également de plus en plus courantes en raison de l'importance de ce secteur dans la demande gazière européenne.

Même sur des marchés dérégulés, et l'apparition des marchés Spot, les contrats de long terme demeureront présents, en particulier pour la réservation des capacités de transport. Ce ne sera également pas la fin de l'influence des cours du brut, les interactions entre énergies permettront de réguler des écarts temporaires excessifs.

La question qu'on peut se poser est peut-être la suivante : à quand un prix mondial du gaz naturel, directeur sur le marché de l'énergie ? Compte tenu des développements des gaz de schistes, du marché du GNL et du déclin possible de la production pétrolière au cours des années à venir.

Actuellement seuls les États-Unis et le Canada produisent du gaz de schiste en quantités commerciales. La production de gaz de schiste aux États-Unis atteint aujourd'hui 23 % de la consommation de gaz naturel du pays, qui représente elle-même un tiers de la consommation totale d'énergie (AIE, 2013).

En 2020, le gaz de schiste devrait osciller entre 15 et 20 % de la consommation de pétrole. Ces évolutions n'ont pas eu d'impact sur les cours du baril de brut. Elles ont, en revanche, fait chuter les prix du gaz naturel. En 2008, le Mbtu culminait à plus de 12 dollars. Quatre ans plus tard, début 2012, il tombait sous les 2 dollars, avant de remonter à 4. Mais ces prix restent trois fois moins élevés qu'en Europe. D'autant que ces sources d'énergie sont pour l'instant interdites d'exportation (AIE, 2013).

En Europe, le débat n'est pas encore tranché. La Pologne qui a accordé des licences d'exploitation afin de se libérer de sa dépendance au gaz russe a vite déchanté. Les gisements polonais se sont révélés plus de deux fois moins prometteurs que prévus par l'AIE en 2012. La France a quant à elle interdit la fracturation hydraulique en 2011.

Il faut rappeler que l'extraction du gaz de schiste est plus complexe que dans le cas des réserves de gaz naturels. Le procédé utilisé pour extraire ce gaz est l'hydrofracturation. On injecte sous haute pression (plus de 600 bars) un mélange d'eau, de sable et de détergents pour créer de microfissures dans la roche mère et libérer le gaz qui remonte à la surface. Ce procédé (hydrofracturation) est fortement remis en cause car il présente davantage de risques pour l'environnement que l'exploitation du gaz conventionnel. L'hydrofracturation nécessite des millions de litres d'eau. Chaque puits peut être fracturé plusieurs fois, engloutissant entre 10 à 15 millions de litres d'eau. Cette technique utilise également des centaines d'additifs chimiques. Seule une partie de l'eau utilisée lors du forage est récupérée, un reste important de l'eau peut alors se répandre dans la nappe phréatique, risquant de polluer l'eau potable (Jobert et Veillerette, 2011).

Pour l'Algérie, le marché européen constitue le principal débouché pour son gaz. Celui-ci est livré en grande partie sous des contrats de long terme avec une clause TOP. Ces contrats étaient l'instrument de la dépendance mutuelle entre les acteurs du marché, et peuvent jouer encore un rôle, mais de moins en moins important, dans l'approvisionnement gazier de l'Europe.

Avec l'arrivée en force des deux géants asiatiques (Chine et Inde), il y a tout lieu de penser qu'un marché international du gaz naturel se mettra en place dans les 10 ans à venir. Ce ne sera probablement pas l'existence d'un prix mondial unique, mais peut être de plusieurs prix régionaux fortement corrélés, à l'image des interactions sur le marché pétrolier entre les différents pétroles de référence (Brent en Europe, WTI aux États-Unis, Dubaï en Asie).

Avec l'augmentation prévisible de la consommation gazière locale, l'Algérie pourrait ne pas exporter plus de 97,56 Gm³ dans le meilleurs des cas (*cf.* tableau 24). Ce volume peut se rapporter presque à un tiers (37,91Gm³) en présence de forte concurrence sur le marché gazier européen et/ou d'un choc de demande en raison de la crise économique au sein de l'UE. De ce fait, la part du gaz algérien sur le marché européen pourrait passer de 13,56 % à 9,30 %. Il devient ainsi nécessaire pour l'Algérie d'engager des mesures d'encouragement à l'efficacité énergétique, pratiquer une politique de prix domestiques rationnelle et améliorer les taux de récupération des gisements de gaz (Benamirouche, Belkacem Nacer, 2012).

CHAPITRE 4

LES STRATEGIES DES

ACTEURS DU MARCHE

GAZIER EUROPEEN

CHAPITRE 4

LES STRATÉGIES DES ACTEURS DU MARCHÉ GAZIER EUROPÉEN

L'ouverture à la concurrence a conduit à une multiplication et à une diversification des acteurs sur le marché gazier européen. Cependant, alors que l'offre gazière reste traditionnellement concentrée entre un petit nombre d'acteurs compte tenu du poids croissant des sociétés nationales des pays exportateurs extra-européens, l'aval gazier affiche toujours une forte concentration des opérateurs historiques recherchant une position dominante au niveau de la fourniture de gaz.

En effet, la libéralisation qui a mis fin aux monopoles d'importation et d'exportation en Europe a conduit les opérateurs de l'amont et de l'aval à déployer de nouvelles stratégies d'alliances, de fusions et d'acquisitions (BP-Amoco, Exxon-Mobil, Total-Fina-Elf) qui se manifestent par de vastes mouvements d'intégrations verticale et horizontale entraînant une restructuration totale de la chaîne gazière.

Le déploiement de ces nouvelles opérations stratégiques vise à mieux contrôler certains risques renforcés par la concurrence, tels que ceux liés aux débouchés ou à la volatilité des prix de l'énergie, tout en tirant profit des opportunités d'investissement sur des marchés à fort potentiel et dans de nouvelles activités, comme le transport international, afin de diversifier les débouchés et d'accroître les ventes.

Les mouvements de privatisation et de libéralisation des marchés ont modifié le jeu des acteurs. Des entreprises à vocation initialement "nationale" comme Electricité de France et Gaz de France développent leurs activités à l'étranger. Différentes sociétés pétrolières (Shell, Total) affichent une stratégie de développement de leurs activités dans le secteur du gaz non seulement en amont, mais en aval et jusqu'à la production d'électricité, le plus souvent en partenariat. À l'inverse, des sociétés de distribution de gaz comme le français Gaz de France et l'américain Enron prennent position dans l'amont (exploration-production) et dans la production électrique.

L'objectif de rééquilibrage d'un portefeuille d'activités, l'élargissement des champs d'action "mondialisation" et la pression concurrentielle sur les coûts ont constitué des facteurs favorisant les fusions entre groupes pétroliers et les alliances (dans un même secteur, ou entre

pétroliers, gaziers et/ou électriciens et même entre producteurs d'énergie et banques ayant l'expérience des marchés internationaux).

Ce chapitre est consacré à la stratégie des différents acteurs du marché, à la réorganisation dans l'aval gazier et à l'apparition de nouveaux acteurs. Nous définissons dans un premier temps la stratégie d'entreprise et ses différentes orientations. Par la suite, nous décrivons les différents acteurs présents sur le marché européen du gaz, leurs objectifs et contraintes, l'organisation de la chaîne gazière avant la libéralisation et son évolution future. Enfin, nous élaborons une étude comparative en utilisant la méthode des paramètres de création de la valeur économique, entre Gazprom, Sonatrach et Statoil qui sont les principaux fournisseurs historiques du gaz naturel en Europe.

1 La stratégie d'entreprise

1.1 Objets et enjeux de la stratégie d'entreprise

Le domaine de la stratégie englobe l'ensemble des décisions et des actions qui mettent en jeu les grandes orientations de l'activité et des structures mêmes de l'entreprise. L'emprunt par la gestion de ce concept élaboré à propos des études politiques et militaires est particulièrement significatif. Il traduit le projet de rendre plus intelligibles et plus efficaces les processus qui permettent à une entreprise comme à toute autre organisation de répondre à des interrogations aussi décisives que celle associées aux questions suivantes :

- Que produire ?
- Pour quel marché ?
- Quel rapport entretenir avec les partenaires externes ?
- Quelle structure interne adopter ?

Toutes ces interrogations peuvent en effet, être associées à des choix majeurs d'orientation et leur complexité justifie la variété des formulations proposées quant à l'objet de la stratégie d'entreprise.

La plupart des auteurs importants en stratégie d'entreprise (Chandler, Alfred, Ansoff, etc.) s'accordent toutefois sur l'idée que les trois piliers fondamentaux de la stratégie sont :

1. La création de la valeur ;
2. L'affrontement concurrentiel ;
3. Le choix du périmètre des activités.

Pour une entreprise, la stratégie consiste à choisir ses activités et à allouer ses ressources de manière à atteindre un niveau de performance durablement supérieur à celui de ses concurrents dans ces activités, dans le but de créer de la valeur pour ses actionnaires (Garette, 2009). Le domaine de la stratégie recouvre essentiellement les choix relatifs aux couples « produit-marché » auxquels l'entreprise décide de consacrer des efforts. Elle englobe également les choix de spécialisation ou les décisions de recentrage qui conduisent l'entreprise à se concentrer ou à se « recentrer » sur un front plus étroit (sur les activités et les métiers les plus porteurs ou les mieux adaptés aux compétences de l'entreprise).

1.2 Les différentes orientations stratégiques

1.2.1 La spécialisation

C'est l'orientation la plus simple et la plus courante. L'action est relativement facile, rapide et peu risquée, car elle intervient dans un domaine connu et déjà maîtrisé. Toutefois, le risque n'est pas totalement absent. Pour mener à bien une stratégie de spécialisation, trois solutions sont possibles et trois seulement, car toute recherche d'une voie médiane est vouée à l'échec (Porter, 1998).

La domination globale au niveau des coûts

Un excellent moyen pour dominer les concurrents consiste à produire à un coût inférieur. Pour cela, il est indispensable de disposer d'une part de marché non négligeable afin de bénéficier des lois d'apprentissage, mais aussi de posséder une organisation sans faille. La domination par les coûts est considérée comme une arme concurrentielle utilisée par l'entreprise afin d'avoir un avantage durable sur ses concurrents. Son exécution requiert généralement des investissements importants pour disposer d'équipements modernes et productifs et exploiter des économies d'échelle. Elle requiert également des efforts permanents pour réduire les coûts de toute nature et un certain mode d'organisation.

La différenciation

La différenciation consiste en une distinction de produit ou de service offert par la firme qui vise à créer quelque chose qui soit ressentie comme unique au niveau de l'ensemble du secteur. L'entreprise qui pratique une stratégie de différenciation fonde son avantage concurrentiel sur un paramètre autre que le prix du produit, une caractéristique particulière de son offre qui la distingue de celle de ses concurrents et présente un attrait pour les consommateurs.

La différenciation procure une protection contre les forces de la concurrence. D'une part, elle induit une fidélisation de la clientèle et un moyen de défense contre les produits de substitution. D'autre part, elle autorise des marges plus élevées dans la mesure où le consommateur accepte de payer un prix supérieur pour bénéficier de l'avantage unique proposé.

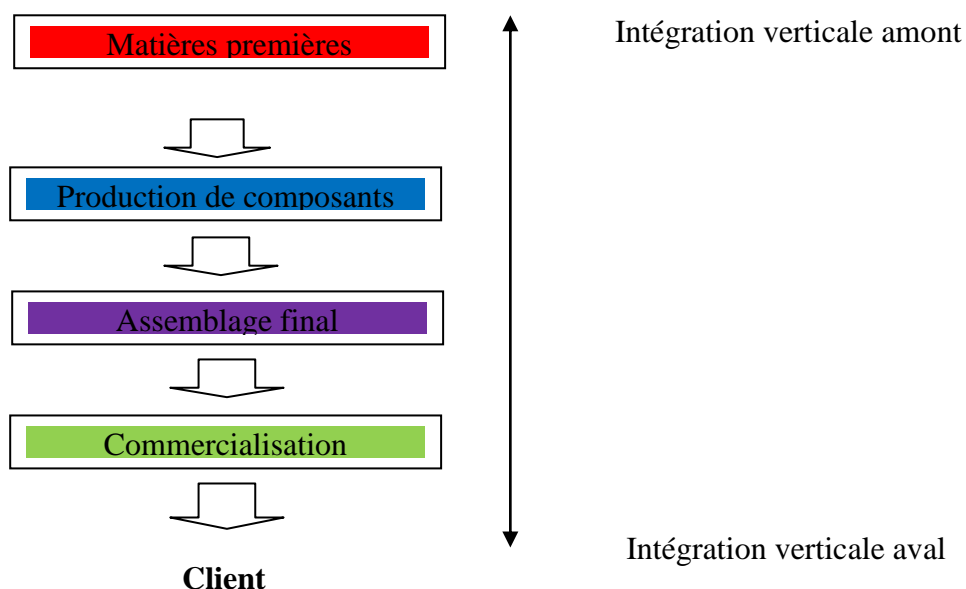
La concentration de l'activité (focalisation)

L'entreprise s'attaque à un segment précis : un groupe de consommateurs ou un groupe de produits. La recherche d'une cible unique lui permet de bénéficier des avantages soit de la domination des coûts, soit de la différenciation, soit des deux en même temps. En se concentrant sur cette cible, l'entreprise estime pouvoir être plus efficace que ses concurrents dont l'action est dispersée. La conquête de la cible doit reposer sur un avantage que ne peuvent offrir ses concurrents.

1.2.2 L'intégration

L'intégration représente soit une source de différenciation des produits ou des services offerts car le contrôle de la valeur ajoutée renforce le positionnement concurrentiel de l'entreprise ; soit elle réduit la structure des coûts en réorganisant la chaîne de valeur. L'intégration amont conduit l'entreprise à entrer dans une activité qui produit des facteurs, de la technologie ou des matières premières qui sont ensuite incorporés dans son activité d'origine. L'intégration aval amène l'entreprise à couvrir une activité ou une industrie qui, jusqu'à présent, utilisait, distribuait ou vendait ses produits ou services. La figure suivante représente quatre étapes principales dans une filière de production allant des matières premières au consommateur.

Figure 16 : Stade de la filière et intégration verticale



Source : Garette, 2009.

1.2.3 La diversification

La diversification est la décision d'une entreprise d'entrer dans un nouveau domaine d'activité. Cette stratégie pousse l'entreprise à investir dans différents créneaux complètement hétérogènes. Il est difficile de mesurer le degré de diversification. Les avantages de cette orientation sont importants. Ils tiennent essentiellement à une réduction des risques. En intervenant dans plusieurs domaines, la firme peut espérer compenser les mauvais résultats supportés éventuellement dans un secteur par la bonne performance réalisée dans d'autres.

1.2.4 L'internationalisation

Comme la décision relative à la composition du portefeuille d'activités, le choix de leur localisation se présente dans les termes d'une alternative simple : se cantonner aux frontières nationales ou s'internationaliser. Les différents motifs qui poussent l'entreprise à s'établir à l'étranger plutôt que de rester sur des positions nationales, même en exportant, sont diverses : absence de frais de transport, main d'œuvre moins coûteuse, etc.).

Pour (Milliot, 2005) l'entreprise connaît ici une forte concentration du pouvoir de décision et une faible coordination des activités menées à l'international. Les entités à l'étranger (point de vente, usine d'assemblage...) sont, en effet, fortement dépendantes de l'entité pivot (siège, usine principale...) généralement implantée dans le pays d'origine de l'entreprise. Parallèlement, l'essentiel des activités constituant la chaîne de valeur est concentré dans ce même pays. Cette stratégie se caractérise par une faible adaptation des produits de l'entreprise proposés à l'étranger. Le marché pivot est, en principe, le marché d'origine. Ce sont les conditions observées sur ce marché qui vont déterminer la conception, la fabrication et la commercialisation des produits.

1.2.5 Les modalités de croissance

La volonté de croissance et le chemin privilégié pour la conduire relèvent également de comportements fondamentaux traditionnellement classés en deux grandes catégories : croissance interne et croissance externe.

La croissance interne

Elle consiste en la création, par la firme, d'une capacité nouvelle. Il s'agit souvent d'une capacité de production. Bien évidemment, l'entreprise n'élabore pas elle-même tous les

éléments de sa croissance (acquisition des machines auprès des fournisseurs extérieurs), mais elle conçoit et réalise leur groupement en un ensemble productif.

La croissance externe

Se développer de façon externe consiste à procéder par acquisition d'actifs déjà existants. On parle également de façon courante de croissance par fusion/acquisition. La croissance externe correspond donc à l'acquisition de sociétés concurrentes ou complémentaires qui augmentent ainsi son volume d'activité.

On distingue 3 modes de croissance externe (Charléty et Souam, 2013).

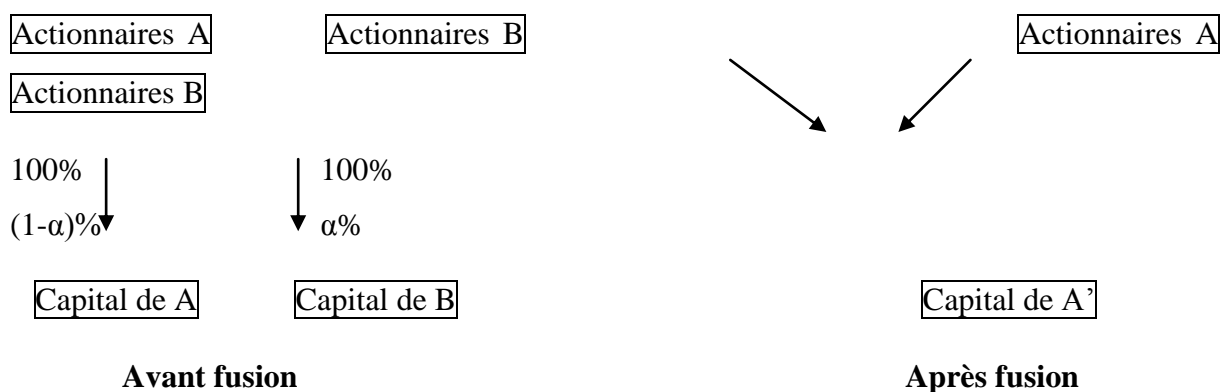
1 La fusion

D'un point de vue juridique, la fusion est l'opération par laquelle une société (A) en annexe une autre (B). La société absorbée disparaît et l'ensemble de son actif et de son passif est alors entièrement transféré à la société absorbante (A' après fusion). Généralement, la société absorbante demeure, mais la fusion peut aussi donner naissance à une nouvelle société (C). Après une période de négociation, les conseils d'administration des deux sociétés concernées doivent déposer un projet de fusion sur lequel s'exprimeront les actionnaires pour approbation en assemblée générale extraordinaire (AGE).

La fusion suppose donc une coopération entre les deux équipes dirigeantes. Les actionnaires de la société absorbée (B) étant rémunérés en actions nouvelles de la société absorbante, ils deviennent donc actionnaires de cette société (A') après fusion (voir la figure 17).

En cas de création d'une société nouvelle (C), les actionnaires initiaux de A et B deviennent actionnaires de la société C résultant de la fusion. Les deux situations sont équivalentes.

Figure 17: Structure de propriété avant et après fusion-absorption de B par A donnant naissance à A'



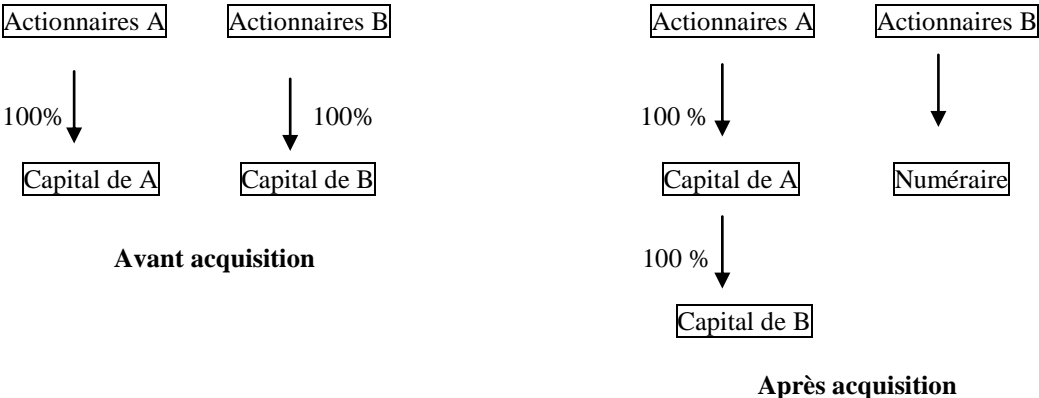
En pratique, la fusion est le mode de prise de contrôle le moins utilisé (moins de 10% des cas), la plupart des opérations prennent plutôt la forme d'acquisition de titres de propriété.

2 Les prises de participation

Une prise de participation consiste en l'acquisition de titres d'une société. Toutes les prises de participation ne conduisent pas à un changement de contrôle. En droit des sociétés, l'exercice du contrôle suppose théoriquement la détention de la majorité du capital ou des droits de vote. Dans la réalité, une participation minoritaire est toutefois souvent suffisante pour contrôler une entreprise quand le reste de l'actionnariat est diffus, en raison des règles de *quorum* dans les assemblées générales, de l'absentéisme et du manque de coordination des petits porteurs. A titre d'exemple, Vincent Bolloré a pris le contrôle d'Havas en 2005 avec seulement 22% du capital et préside depuis le Conseil d'Administration de la société de média.

Les titres de la société visée peuvent être acquis en échange de numéraire, de titres de la société acheteuse ou d'autres titres. Contrairement à la fusion, l'acquisition de titres peut être réalisée sans l'assentiment de l'équipe dirigeante de la cible (dans le cas où propriété et contrôle sont séparés). Parallèlement, les actionnaires de la cible restent libres de céder ou de conserver leurs titres. Si certains d'entre eux décident de les conserver, la présence de minoritaires risque alors de limiter les actions de l'actionnaire dominant (intégration complète des deux entreprises après la prise de contrôle par fusion qui requiert l'accord des deux tiers des actionnaires par exemple). Par ailleurs, la société contrôlée reste juridiquement distincte de l'acquéreur à l'issue de l'opération (voir figure 18). Le mécanisme de prise de contrôle dépend des caractéristiques des titres : cotés ou non, concentrés dans les mains de quelques actionnaires ou dispersés.

Figure 18 : Structure de propriété avant et après acquisition de toutes les parts de B contre du numéraire par la société A contrôlée par les actionnaires A



La prise de participation avec changement de contrôle dans une société non cotée

Dans les sociétés non cotées, le capital social est partagé entre quelques actionnaires, souvent proches des dirigeants, voire même entre des actionnaires-dirigeants. La prise de contrôle prend alors généralement la forme d'une négociation de la ou des parts détenues par le ou les actionnaires dominants. Dans certains cas, la prise de contrôle s'effectue dans le cadre d'une augmentation de capital réservée au nouvel actionnaire dominant.

L'offre Publique d'Achat (OPA) ou d'échange (OPE)

Le capital des sociétés cotées est souvent réparti entre de nombreux petits actionnaires indépendants de la direction d'une part, et quelques actionnaires plus importants d'autre part. Dans ce cas, l'acquéreur fait directement une offre par voie de presse aux actionnaires de la cible : offre publique d'achat (OPA) s'il propose du numéraire, offre publique d'échange (OPE) s'il propose des titres de sa société (les actionnaires de la cible deviennent alors actionnaires de la société acheteuse). La société acquéreuse peut également négocier le(s) bloc(s) de contrôle en présence d'actionnaires importants. La concertation avec l'équipe dirigeante de la cible n'étant pas obligatoire, les offres publiques constituent le véhicule approprié aux opérations hostiles, la plupart des offres sont néanmoins amicales. Après OPA, la structure de propriété est similaire à celle d'une acquisition en numéraire (*cf.* figure 18) ; après OPE, elle est similaire à celle d'une fusion (*cf.* figure 17).

3 Les acquisitions de branches d'activité

Une troisième méthode consiste à acheter les actifs physiques de l'entreprise visée ou toute une branche d'activité (unité d'affaires ou filiale d'un groupe) à la société personne morale plutôt que les titres de propriété à ses actionnaires. Comme pour la prise de participation, l'acquisition peut être financée par apport de titres ou de numéraire. L'acquisition d'actifs permet à l'acquéreur de se limiter à la partie de l'entreprise visée qui l'intéresse et de devenir propriétaire de la totalité de cette partie.

2 Un approvisionnement dominé par les pétroliers et les compagnies nationales des pays exportateurs

L'approvisionnement de l'UE s'appuie en grande partie sur des sources extra-européennes et lointaines, les trois premiers fournisseurs (Gazprom, Statoil et Sonatrach) représentant 46 % du total (Cedigaz, 2002 et AIE, 2004).

Ces fournisseurs ont, par les contrats de long terme de type TOP et une politique d'alignement des prix rendus "Net Back", tissé des liens bilatéraux durables avec chacun des opérateurs nationaux de transport et de distribution. Si l'on inclut les deux principaux producteurs mondiaux, Exxon Mobil et Shell, on constate que les cinq premiers fournisseurs de l'UE-27 couvrent plus de 60 % de son approvisionnement. Cette proportion passe à 80 %, si l'on tient compte des dix plus grands fournisseurs de la région (dont Total, ENI, BP, Centrica société britannique, et EBN société nationale néerlandaise).

Par ailleurs, les contrats de long terme qui lient producteurs et acheteurs chargés de la fourniture et de la commercialisation du gaz représentent actuellement plus de 90 % de l'approvisionnement européen (AIE, 2011).

2.1 Les grands fournisseurs de l'Europe et leurs stratégies

Dans un contexte de hausse attendue de la demande et de ralentissement de la production européenne, les fournisseurs traditionnels, Gazprom et Statoil, ont accru leurs ventes²⁰ vers l'UE de 5,5 % et 14 % respectivement en 2004, à 120 Gm³ et 70 Gm³ en 2011, tandis que les exportations de Sonatrach sont restées quasiment inchangées à environ 52 Gm³.

Sonatrach et Gazprom bénéficient de monopoles d'exportation dans leurs pays respectifs, tandis que Statoil commercialise plus des deux tiers de la production norvégienne (sa propre production ainsi que la production des champs contrôlés par l'État norvégien). Ces trois compagnies ont pour objectif d'accroître leurs livraisons vers l'Europe, un marché à fort potentiel. À partir du Moyen-Orient, les sociétés Qatargas/RasGas ont livré 3,9 Gm³ en 2004 et 43,4 Gm³ en 2011. Ci-après, nous passons en revue les principaux fournisseurs de l'UE, en termes de positionnement commercial et stratégique.

Gazprom

La Russie reste très largement en tête du classement mondial des pays exportateurs de gaz naturel avec ses 221,4 milliards de m³ pour l'année 2011. L'industrie gazière a été dominée par le groupe leader Gazprom, héritier du ministère du Gaz de l'Union Soviétique. Cette société se présente comme un quasi-monopole intégré verticalement sur la production et le transport et détenant le monopole des exportations. La société est cotée à la Bourse de Londres.

²⁰ Sauf avis contraire, toutes les données utilisées sont issues de BP Statistical Review of World Energy 2012.

Les investisseurs internationaux détiennent environ 20 % du capital dont l'allemand EON avec 2,5 %, l'État russe contrôle 50,003 % des actions de Gazprom par le biais de Rosimouchchestvo 38,373 %, Rosneft- Tegaz 10,74 %, et Rosgazifikatsiya 0,89 %, le reste étant réparti entre des détenteurs russes et étrangers.

Gazprom possède le plus grand réseau mondial de transport de gaz par canalisation qui s'étend sur 156 900 km. Elle possède également la plus grande réserve mondiale de gaz naturel. La part de la société dans les stocks de gaz mondial et russe représente 21% et 60 %, respectivement, avec des réserves totales estimées à 44,6 Tm³ en 2011.

Étant le premier producteur mondial de gaz avec des réserves considérables et détenant le monopole des exportations gazières, les évolutions de ses comportements et de ses stratégies sont importantes pour l'approvisionnement et la stabilité des marchés européens.

Du fait de l'élargissement de l'Europe, le poids des importations de gaz russe dans l'approvisionnement total s'est accru, couvrant désormais 24 % des besoins de la région contre environ 18 % de l'Europe des 15 en 2003 (Locatelli, 2007).

Actuellement, les gisements (Ourengoï, Yambourg et Medvezhye) assurent environ 75% de la production de gaz de Gazprom et environ 65 % de la production totale de la Russie²¹. Deux facteurs peuvent constituer un handicap pour le développement de l'industrie gazière dont l'industrie du GNL en Russie.

- Le marché de la consommation intérieure en Russie, est le deuxième en taille après celui des États-Unis.
- Le manque d'investissement qui caractérisait notamment la démarche de Gazprom, mais l'histoire a donné raison à ses réticences avec l'avènement de la chute brutale des cours du gaz naturel.

Sonatrach

Historiquement, l'Algérie a été le premier pays à produire du GNL dès 1964. Actuellement, c'est le troisième exportateur mondial de GNL, derrière le Qatar et l'Indonésie. Le groupe s'est fixé comme objectif d'occuper la seconde place au niveau mondial, après le Qatar, en matière d'exportation de GNL à l'horizon 2015. De même, il projetait d'exporter 100

²¹ OCDE, *Étude économiques de l'OCDE*, (2004).

milliards de m³ à l'horizon 2020 (Revue de la Sonatrach, 2006).

Le volume des exportations de gaz de l'Algérie réalisé sous la forme de contrats à long terme, est estimé à 80 %. Le prix est indexé sur les prix du pétrole et le fioul. Lorsqu'il s'agit des contrats à long terme, l'Algérie a toujours défendu le principe de la clause TOP, même si en pleine montée du prix du gaz, elle a mis en place une stratégie de commercialisation sur des marchés spot. Cette forme de commercialisation (TOP), qui a été tant contestée, s'avère aujourd'hui, avec la morosité du marché spot du gaz, d'un grand secours.

Avec 4,5 Tm³ de réserves, Sonatrach exporte aujourd'hui son gaz naturel principalement vers l'Italie, la France et l'Espagne, à la fois sous forme de GNL et par canalisation. Elle semble également avoir choisi de poursuivre le développement de ses exportations, par le canal de partenariats avec les pétro-gaziers et avec ses acheteurs historiques, en vue de conserver un certain accès à la rente aval avec l'ouverture du marché européen du gaz.

Sonatrach a exporté près de 51,5 Gm³ en 2011, dont 96 % vers l'Europe et 16,8 Gm³ sous forme de GNL, à partir de quatre usines de liquéfaction d'une capacité totale actuelle de 27,4 Gm³/an, et 32,8 Gm³ via deux gazoducs :

- Pedro-Duran Farell, d'une capacité de 11,5 Gm³/an reliant l'Algérie à l'Espagne par Gibraltar.
- Enrico Mattei, d'une capacité de 27 Gm³/an reliant l'Algérie à l'Italie par la Tunisie.

Pour atteindre cet objectif, Sonatrach tire profit de sa proximité avec le marché européen et de l'avantage compétitif dont elle bénéficie en matière de coûts de transport du gaz pour accroître sa part de marché. À ce titre, la compagnie a acquis des participations dans deux projets de gazoducs sous-marins qui relieront à terme l'Algérie à l'Espagne (projet Medgaz opérationnel depuis 2011) et l'Algérie à l'Italie (projet Galsi qui sera opérationnel en 2014).

Sonatrach développe de nouveaux liens de coopération dans l'aval de la chaîne gazière afin de bénéficier des synergies dans le transport et la fourniture et de sécuriser son portefeuille clients. Ses principaux partenaires dans les projets de gazoducs sont Cepsa (Medgaz), Edison, Enel et Wintershall (Galsi).

Statoil

Principal opérateur national en Norvège, dont les réserves sont estimées en 2011 à 2 Tm³, Statoil désire poursuivre la montée en régime des exportations norvégiennes (de 72 Gm³ en 2011 à 110 Gm³ en 2020) et cela en cherchant une coopération avec ses grands partenaires européens.

En 2004, Statoil a augmenté ses ventes de gaz de 3,2 Gm³ à partir de sa production propre sur le plateau continental norvégien pour les porter à 25 Gm³. De plus, le groupe a commercialisé 29 Gm³ en Europe à partir de la production des champs contrôlés par l'État, contre 25,6 Gm³ en 2003, et 72 Gm³ en 2011.

Statoil commercialise environ 70 % de la production norvégienne, alors que Norsk Hydro, Exxon Mobil, Total et Shell produisent environ 25% du gaz norvégien. Ses livraisons sont destinées à de nombreux marchés européens et couvrent près de 15% de la consommation de l'UE. Elle assure en particulier 22 % de la consommation française et plus de 15 % du marché allemand. Les trois principaux clients de la compagnie sont E.ON Ruhrgas (Allemagne), Gaz de France et British Gas, ce dernier ayant signé en mai 2002 un contrat d'une durée de 10 ans et un volume de 5 Gm³/an à livrer depuis 2005.

Qatargas et RasGas

La production du GNL est assurée par deux entreprises QatarGas et RasGas, l'actionnaire principal dans les deux entreprises étant l'entreprise publique Qatar Petroleum (QP). Qatargas a été créée en 1984, chargée de développer le GNL au Qatar, et investie dans l'ensemble des responsabilités de la filière, qui a pour débouchés principalement le Japon et le Royaume-Uni.

Le Qatar est devenu le premier exportateur mondial de GNL avec ses 65 millions de tonnes en décembre 2011. La stratégie du Qatar, concernant le shipping du GNL se base sur la construction d'une flotte composée de 54 méthaniers, dont 9 bateaux conventionnels (154 000 m³), 31 navires Q-Flex (216 000 m³) et 14 navires Q-Max (266 000 m³), construits dans les chantiers navals de la Corée du Sud (22 pour RasGas et 32 pour Qatargas). Les transporteurs Q-Flex Q-Max sont 40 % plus grands que les méthaniers conventionnels (Senouci, 2012).

Le Qatar a le plus grand gisement de gaz naturel non-associé au pétrole dans le monde et le troisième en matière de réserves prouvées après la Russie et l'Iran.

Toutefois, la situation géographique du pays et le fait qu'il soit entouré par un ensemble de pays exportateurs d'hydrocarbures, entrave la mise en valeur de son gaz à travers les gazoducs, contrairement à l'Algérie et à la Russie qui fournissent à l'UE une grande partie de leur gaz par des gazoducs.

Malgré le fait qu'il existe déjà le gazoduc Dolphin qui relie le Qatar aux Émirats Arabes Unis et le projet du gazoduc Nabucco²² qui concerne les réserves de gaz de la région caspienne et du Moyen-Orient, la meilleure option du point de vue du Qatar reste le GNL du fait de son positionnement géographique et stratégique pour qu'il puisse valoriser ses réserves de gaz.

Le Qatar s'est donné tous les moyens afin de mettre en œuvre sa stratégie, être présent dans des segments de la chaîne énergétique comme le transport, dans le but de contribuer à réaliser l'ambition d'assurer le tiers des exportations mondiales de GNL avec un objectif de 77 millions de tonnes annuellement (Senouci, 2012).

2.2 Les producteurs pétro-gaziers en Europe

Dans le cadre de l'ouverture actuelle des marchés à la concurrence en Europe, les producteurs pétro-gaziers ont renforcé leur positionnement dans de nouvelles filières et sur certains marchés, producteurs ou consommateurs, selon une stratégie qui vise à optimiser la valeur commerciale et la rentabilité de leurs ressources, aussi bien en termes de valorisation que de débouchés. En outre, l'objectif d'accès aux débouchés se trouve aujourd'hui renforcé par rapport au passé en raison du poids croissant de la production de gaz dans l'activité des sociétés pétrolières.

La stratégie des opérateurs dans l'amont repose sur un positionnement optimal orienté vers les gisements à très fort potentiel : les principales majors sont en effet présentes sur les plus grands gisements gaziers au monde (Total sur North Field/South Pars), parfois par l'intermédiaire d'alliances et de partenariats, tels que Shell et BP avec Gazprom en Russie.

2.2.1 Un rôle croissant dans le transport gazier international, en particulier le GNL

La recherche d'une diversification géographique des débouchés conduit les producteurs à accroître leur présence dans le commerce du GNL, un moteur de croissance essentiel compte-tenu de l'expansion soutenue de cette option liée à la flexibilité qu'elle permet aussi bien en

²² Nabucco est un projet de gazoduc reliant l'Iran et les pays de la Transcaucasie à l'Europe centrale, soutenu par l'UE. Il permettrait, dès 2017, de diversifier les sources d'approvisionnement énergétique de l'Europe, notamment d'un pays comme la Hongrie, qui dépend à 80 % du gaz russe.

termes de volumes que par l'éventail possible des sources d'approvisionnement.

Le positionnement des pétro-gaziers dans la liquéfaction, le shipping et la regazéification renforce et optimise leur présence sur l'ensemble des maillons de la chaîne gazière. Par ailleurs, la diversification des débouchés du gaz naturel, en particulier dans le domaine de la production d'électricité et du GTL est parfois recherchée.

2.2.2 Les activités des producteurs pétro-gaziers dans l'aval de la chaîne gazière

Par le passé, les producteurs pétro-gaziers ont acquis, via des partenariats, des participations dans les sociétés de transport et de distribution nationales en Europe afin de s'assurer le placement de leurs ressources dans les meilleures conditions possibles tout en permettant aux opérateurs nationaux de sécuriser à la fois leurs approvisionnements et les investissements réalisés dans le transport. Les compagnies pétrolières et gazières tendent à se désengager de leurs positions patrimoniales antérieures dans les opérateurs intégrés afin d'assurer directement la commercialisation de leurs ressources de gaz par la création d'entités de négoce.

2.3 Les transporteurs-distributeur européens

On peut, en première analyse, les répartir entre deux catégories d'acteurs :

- Les filiales des pétro-gaziers (Gasunie, Ruhrgas, Enagas...). Etant intégrés sur l'ensemble de la chaîne de valeur du gaz, leurs actionnaires pourraient se résoudre à voir ces filiales évoluer vers une scission de leurs activités, ce que la directive n'impose pas mais que certaines législations nationales ont prévu (Italie, Espagne). Fortement régulée et soumise à une rentabilité normée, l'activité logistique serait séparée, ouverte à des tiers, voire cotée en Bourse.
- Les opérateurs de transport/distribution non adossés à des pétro-gaziers (GDF, ÖMV²³), apparaissant comme relativement isolés et vulnérables, se sont engagés dans une double démarche : acquérir directement des réserves (cas de GDF, notamment en Mer du Nord auprès de Total et de Statoil), ouvrir leur capital à un ou plusieurs pétro-gaziers en vue de conforter leur position stratégique et financière.

²³ OMV est une compagnie autrichienne privée, fondée en 1956, ayant son siège à Vienne. En 2008, elle contrôle l'un des trois principaux centres de répartition du gaz russe en Europe.

2.4 Typologie des acteurs, objectifs et contraintes

Le précédent classement de l'ensemble des acteurs gaziers en trois catégories permet une analyse plus globale de l'organisation du marché et de son futur. Ces catégories d'acteurs sont caractérisées par des objectifs communs détaillés ci-après.

➤ Les producteurs pétro-gaziers

Objectifs	Acheter à bas prix du gaz et assurer la sécurité des approvisionnements. Maintenir les parts de marchés du gaz sur le marché final. Dissuader l'entrée.
Problèmes	Remise en cause de leurs monopoles. Ouverture à la concurrence. Risque de perte de parts de marché.
Moyens	Entretenir leur réputation. Offrir des tarifs très compétitifs. S'intégrer dans la production. Diversifier leurs approvisionnements. Offrir éventuellement des services multi énergies.

➤ Les électriciens et les gros consommateurs

Objectifs	Sécuriser un approvisionnement au coût le plus bas.
Problèmes	Problème d'apprentissage. Manque d'expérience dans la négociation de contrats gaziers.
Moyens	Etablir des liens directs avec les producteurs. Faire peser la menace d'entrer sur les compagnies gazières afin de négocier des prix bas.

➤ Les grands fournisseurs

Objectifs	Maximiser les profits. Maintenir les contrats à long terme.
Problèmes	Entrée de nouveaux producteurs. Besoins en capitaux et technologie (Sonatrach, Gazprom).
Moyens	Contractualisation de long terme, Association avec consommateurs. Intégration vers l'aval, Recours aux compagnies pétrolières.

Cette décomposition fait apparaître des positions opposées entre les acteurs en place et les entrants potentiels dont les contraintes et objectifs sont divers. Les uns tentent de conserver leurs parts de marché alors que les autres tentent d'entrer significativement sur un marché qui s'ouvre à la concurrence (Ouvry, 1998).

En pratique, l'introduction de l'ATR et l'émergence de réels marchés spot de gaz (Zeebrugge, Emden) constituent deux événements propres à créer des opportunités d'entrée au niveau de l'offre et de la demande. De ce fait, il existe une incertitude forte sur le maintien, voire la mise en place, de barrières à l'entrée par les acteurs en place.

3 Réorganisation dans l'aval gazier et apparition de nouveaux acteurs

Les sociétés gazières européennes importatrices de gaz naturel étaient généralement jusqu'à une période récente les opérateurs historiques dans le transport, la distribution et le stockage du gaz naturel. Ce modèle est remis en cause avec la libéralisation.

Gasunie (société néerlandaise) est le fournisseur majeur de l'UE. En 2010, elle a vendu 35,2 Gm³ sur le marché domestique, ce qui représente une part de marché d'environ 80 %, et 50,5 Gm³ à l'exportation. Ces flux sont principalement destinés à l'Allemagne (44 %), la France (18 %), l'Italie (18 %) et la Belgique (17 %). Parmi les autres opérateurs européens chargés de fournir et de commercialiser du gaz naturel, les groupes E.ON Ruhrgas (Allemagne) et ENI (Italie) occupent les second et troisième rangs en termes de ventes, avec plus de 80 Gm³ chacun en 2010.

Il est à noter que ces opérateurs historiques ont adopté des stratégies variées vis à vis des règles de séparation des activités de réseau et de négoce imposées par la deuxième directive gaz (2003). Certains opérateurs ont vu leurs actifs dans la compagnie de transport partiellement (Gas Natural) ou entièrement (British Gas) retirés, les conduisant à se focaliser sur les activités de fourniture de gaz et, dans de nombreux cas, à prendre de nouvelles positions sur le marché de l'électricité. Dans cette section, nous analysons les orientations stratégiques des opérateurs historiques nationaux. Ce nouvel environnement a vu la montée en puissance de nouveaux entrants dans l'aval gazier, la recomposition des producteurs d'électricité ainsi qu'une convergence gaz / électricité en Europe.

3.1 Les orientations stratégiques des opérateurs historiques nationaux

Alors que les ressources gazières déclinent progressivement, conduisant l'Europe vers une dépendance croissante vis à vis des sources extérieures, l'ouverture à la concurrence accroît la

nécessité de sécuriser les approvisionnements. Certains opérateurs ont donc renforcé leur stratégie d'intégration verticale vers l'amont à l'échelle internationale par l'acquisition d'actifs en exploration / production. E.ON Ruhrgas (société allemande) et Gaz de France, qui ont pour objectif d'assurer au moins 15% de leurs ventes à partir de leur production propre, illustrent parfaitement ces orientations. Les fournisseurs historiques développent également leurs activités dans le transport international, à la fois par gazoducs mais aussi par la filière GNL.

Par ailleurs, l'ouverture à la concurrence encourage les opérateurs à renforcer leur rôle dans la fourniture et la distribution de gaz naturel. Ce développement stratégique des compétences en aval s'appuie sur une internationalisation de leurs activités et une croissance externe (acquisition de participations dans des sociétés de distribution et de commercialisation). Les opérateurs recherchent une croissance à l'échelle européenne, voire internationale, afin de disposer d'une taille critique suffisante, notamment en terme de capitalisation boursière, pour être moins vulnérables aux prises de contrôle et mieux affronter la concurrence massive.

Pour des fournisseurs gaziers majeurs comme Rwe Gas (Allemagne), Gas Natural (Espagne), Distrigaz (Belgique) et Gaz de France, les ventes à l'international couvrent déjà plus de 30 % de leurs ventes globales, et cette proportion est appelée à croître.

Les opérateurs cherchent aussi à développer des débouchés par la diversification des marchés potentiels mais aussi par leur développement dans de nouveaux secteurs, la production d'électricité en particulier, principal moteur de la croissance gazière. Ainsi, l'opérateur Centrica, un gazier à l'origine, est aussi un acteur bi-énergie, puisque 50 % de ses clients ont opté pour une offre "duale".

3.2 La montée en puissance des nouveaux entrants dans l'aval gazier

Depuis quelques années, les compagnies d'électricité ont fait une percée fulgurante sur le marché gazier en combinant les activités gaz et électricité. Cette expansion se développe sur la base d'une croissance interne (construction de centrales à cycles combinés) ou externe via l'acquisition d'actifs dans des compagnies gazières.

Les opérateurs mixtes sont très présents au Royaume-Uni, où les principaux concurrents de Centrica sont Innogy (ex-National Power racheté par RWE), E.ON-UK (ex PowerGen) ou EDF Energie, mais aussi en Allemagne (E.ON, RWE), en Italie (Edison, Enel) et en Espagne (Union Fenosa, Endesa, Iberdrola). Certaines de ces compagnies sont également très présentes

dans d'autres industries de réseau (télécommunications) et d'autres secteurs (eau, déchets...) et sont ainsi devenues des sociétés "multi énergies" et "multi utilités", reconnues à l'échelle internationale, à l'instar de Suez ou de RWE. La compagnie d'électricité allemande E.ON, qui assure près du tiers de la production d'électricité sur son marché domestique, a acquis début 2003 le troisième opérateur gazier européen, Ruhrgas.

Au Royaume-Uni et en Europe Centrale, E.ON est le deuxième plus grand fournisseur mixte et occupe la troisième place dans les pays scandinaves avec un chiffre d'affaires (voir tableau 25) de 68,7 milliards d'euros en 2007. La stratégie gazière d'EDF s'appuie en particulier sur sa filiale Edison en Italie, deuxième opérateur gazier et électrique, qui, avec un volume de 18,4 Gm³ en 2010, contrôle une part de 20 % du marché gazier national. En Espagne, les compagnies électriques Endesa et Iberdrola, qui s'inscrivent parmi les dix plus grandes compagnies électriques en Europe, ont fortement accru leur présence sur le marché gazier national et sécurisent leurs approvisionnements via la signature de contrats de long terme, majoritairement de GNL. En Italie, l'électricien ENEL, cinquième fournisseur d'électricité en Europe, s'est également fortement développé dans la vente de gaz avec une part du marché domestique d'environ 12%.

Tableau 25 : Les principaux groupes gaziers en Europe

Groupes	Chiffre d'affaires*	Activités
ENI Italie	87,2	Exploration – production de pétrole et de gaz, distribution-vente de gaz (Italgas, It.), Distrigas (Bel.), Projets GNL, production-vente d'électricité.
GDF Suez France	74,3	Distribution, vente de gaz en France, GNL, production. Actifs électricité : Electrabel (Bel.), CNR (Fr.), internationale.
E.ON Allemagne	68,7	Production, distribution, vente d'électricité. Distribution – vente de gaz via sa filiale Ruhrgas. Activité dans l'exploration et les terminaux GNL.
RWE Allemagne	42,5	Production, distribution, vente d'électricité. Exploration-production, transport et distribution de gaz via sa filiale Transgas.
Centrica R.U	15,2	Production/stockage vente de gaz au Royaume-Uni. Activité de vente au détail de l'électricité.
Gas Natural Espagne	10,1	Distribution – vente de gaz, projets GNL. Actifs électricité : Union Fenosa (Espagne). Actionnaire de référence : Repsol-YPF (pétrole), 31%.

* Chiffres d'affaires 2007 exprimés en milliards d'euros.

Source : Defeuilley, 2009.

3.3 La recomposition des producteurs d'électricité

Dans le cadre de la libéralisation et de l'ouverture des marchés à la concurrence, il est primordial de rendre indépendante la gestion du réseau de transport. La société en charge de cette gestion commercialise les "sillons" : elle est garante de la libre circulation des flux de gaz ou d'électricité sur le réseau, sans discrimination.

Au terme du processus de privatisation, depuis 2007, ENI, entreprise nationale italienne ne devra pas contrôler en Italie plus de 20% du capital du gestionnaire de réseau. En Espagne, Enagas gère trois terminaux méthaniers, quatre points d'entrée de gazoducs internationaux, pratiquement tout le réseau intérieur de transport et de distribution, ainsi que deux centres de stockage souterrains.

La recomposition du marché est complexe, faite de rachats, de fusions et de prises de participations. Elle est loin d'être terminée et le paysage qui se dessine est fondamentalement différent du précédent.

La libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité, couplée à la volonté de développement durable de l'UE, entraîne la formation d'un nouveau paysage énergétique, plus complexe et concurrentiel qui relance la compétition entre les terminaux portuaires et stimule les investissements.

3.4 Les stratégies de convergence gaz / électricité en Europe

La convergence gaz / électricité est un phénomène relativement récent qui est né avec l'ouverture à la concurrence des marchés énergétiques. L'adoption par de nombreux groupes énergétiques d'un modèle de développement fondé sur la convergence gaz / électricité repose sur plusieurs constats : l'ouverture à la concurrence des marchés électriques et gaziers crée de nouvelles opportunités dans des secteurs connexes mais génère également une pression sur les marges dans les activités historiques.

L'objectif des stratégies de convergence est donc de bénéficier de relais de croissance pouvant générer des synergies. Dans ce contexte, les enjeux principaux pour les acteurs sont les suivants :

- Maîtriser les ressources énergétiques : l'accès, dans de bonnes conditions, au gaz naturel et à l'électricité est un pré-requis car il permet de contrôler les marges.
- Atteindre la taille critique : les activités électriques et gazières sont extrêmement capitalistiques. La taille critique est un facteur clé de succès.

4 L'organisation industrielle du marché gazier de demain

4.1 De nouveaux métiers et de nouveaux rôles

Les compagnies gazières distributrices vont se trouver dans l'obligation de séparer sous une forme ou une autre leurs activités de gestionnaire de réseau (transport, stockage, distribution) de leurs fonctions de vente et marketing.

La subsistance de distributeurs tels qu'ils existent aujourd'hui, c'est-à-dire à la fois transporteurs et marketers²⁴ de gaz dépendra du degré d'ouverture du marché qui sera décidé, une ouverture complète entraînant la disparition de tels acteurs et une séparation définitive des deux fonctions.

Les acteurs futurs sur le marché gazier sont relativement aisément identifiables : il s'agit des producteurs européens, et hors Europe, des compagnies gazières, des gros consommateurs, et des compagnies électriques. Ces divers acteurs ont tous un intérêt, pour diverses raisons, à prendre pied dans le marché gazier libéralisé ou à étendre leurs activités.

La définition du rôle de chaque acteur et son domaine d'intervention va évoluer et se traduira par l'introduction de la concurrence. Ainsi, les producteurs devraient tenter de commercialiser directement une partie de leur production, les compagnies gazières devenues marketers vont avoir accès à la production en investissant dans l'amont.

4.2 Des incertitudes et des risques qui fragilisent l'UE : le cas de la crise du gaz entre la Russie et l'Ukraine

La tension concernant les approvisionnements gaziers entre la Russie et l'Ukraine au début de l'année 2006 a été l'occasion de mettre cette énergie au premier plan et de souligner certaines problématiques qui pourraient devenir sensibles dans les années à venir. En effet, faute d'accord commercial entre ces deux pays, la compagnie russe Gazprom a décidé le 2 janvier 2006 de couper les livraisons à destination de l'Ukraine, entraînant en Europe des baisses de l'approvisionnement de 20% à 30%.

La Russie a engagé en 2005 un ensemble de négociations avec les pays de l'ex-URSS visant à revoir les conditions tarifaires d'importation ou de vente et de transit.

²⁴ Les marketers sont chargés de la vente de gaz aux clients éligibles. Ils sont en relation directe avec les gestionnaires de réseau et arrangent l'achat et les modalités de transport et de stockage du gaz pour le client final.

La négociation avec l'Ukraine ne revêtait donc pas un caractère exceptionnel. Toutes les anciennes républiques soviétiques sont dépendantes du système des gazoducs russes. En outre, ces pays servent au transit du gaz vers les zones supérieures qui apportent le gros des bénéfices de Gazprom. En raison du rapprochement de ces pays avec l'Occident, les dirigeants russes mettent fin aux tarifs préférentiels pratiqués sous l'administration Eltsine comme moyen de conserver leur influence (Dasseleer, 2009).

La Russie cherche à se défaire de sa forte dépendance vis-à-vis des États de transit. Celle-ci est due avant tout aux conséquences de la chute de l'URSS et à la perte de territoires et d'infrastructures au profit des nouveaux États indépendants. Elle est renforcée par la prépondérance des pipelines dans l'exportation du pétrole et surtout du gaz, pipelines qui réduisent la marge de manœuvre de l'État exportateur par rapport à la solution maritime (Teurtrie, 2008).

Actuellement, l'Europe n'a pas de politique commune en ce qui concerne la sécurité des approvisionnements, faute de volonté suffisante des États membres. Le contexte des échanges gaziers européens était relativement sûr jusqu'à présent pour se contenter d'un dialogue au niveau des 27 pays membres. Pourtant, avec la dérégulation et une dépendance européenne croissante, une politique plus structurée et coordonnée pourrait désormais constituer un objectif commun.

La directive du 26 avril 2004 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel constitue une première étape dans ce sens.

Dans la crise entre la Russie et l'Ukraine, l'Europe a été assez ferme pour rappeler que les enjeux dépassaient ces deux pays et ainsi favoriser dans une certaine mesure un aboutissement rapide. Demain, les risques pour tous les acteurs gaziers sont susceptibles de devenir plus importants, et ce pour deux raisons :

- Les échanges par méthaniers (GNL) devraient représenter une part croissante du commerce gazier (25% aujourd'hui) et limiter la solidarité physique naturelle des échanges par gazoducs.
- La dérégulation, déjà réalisée dans les pays anglo-saxons et en cours en Europe, a pour conséquence de modifier les relations contractuelles : durée plus courte des contrats, volumes achetés plus faibles compte tenu de la multiplicité des acheteurs.

Il faut en tout état de cause continuer à favoriser la diversification : des sources côté acheteurs et des routes d'exportation côté vendeurs (choix par exemple de Gazprom en Russie ou de Sonatrach en Algérie).

Globalement, la sécurité des approvisionnements repose sur un ensemble de mesures préventives d'une part, via des politiques énergétiques, industrielles et diplomatiques, et d'urgence d'autre part (stocks, clients effaçables, souplesse des contrats, etc.).

5 Étude comparative entre Gazprom, Sonatrach et Statoil

Les différents modèles établis dans les années 1950 (Durand, 1957 ; Gordon et Shapiro, 1956 ; Modigliani et Miller, 1958 et 1961) ont posé toutes les bases pour la pratique de l'évaluation des entreprises. De même, la recherche sur l'impact de la structure financière et de la politique de dividende sur la valeur de l'entreprise, bien que faisant toujours l'objet de nombreuses discussions, permet aujourd'hui de s'interroger sur d'autres sources de création de valeur. Le retour aux paramètres fondamentaux pour appréhender la valeur de l'actif économique est une réalité tant au sein de la littérature que dans les pratiques financières.

L'étude de la valeur d'une entreprise consiste dans sa valorisation ainsi que dans l'identification des éléments susceptibles de l'influencer, et en particulier des sources de création de valeur. Ainsi, comprendre les mécanismes d'évaluation de la firme est une condition indispensable pour toute personne impliquée dans le champ de la finance d'entreprise.

L'évaluation des entreprises est une tâche extrêmement importante et constitue la variable clé de toute politique financière. Les déterminants de la valeur, de même que la valorisation à proprement parler, ont fait l'objet de très nombreuses recherches, qui permettent aujourd'hui d'appréhender les différents problèmes en se fondant sur des concepts théoriques solides.

Dans notre cas, nous utilisons la méthode des paramètres de création de la valeur économique au sein d'une firme pour un secteur industriel donné. Celle-ci nous permettra de déterminer les variables clés pour la valorisation d'une firme. Les tableaux du groupe Sonatrach, Statoil et Gazprom sont exprimés en milliards de dollars.

L'étude comparative repose sur une méthode traditionnelle appelée la méthode des paramètres de création de la valeur économique au sein d'une firme. Il s'agit d'une méthode qui consiste à comparer les différentes variables économiques et financières d'une entreprise à savoir : le

profit net, la rentabilité économique, la rentabilité financière et l'effet de levier, avec ceux d'une ou plusieurs entreprises comparables en termes de secteur d'activité, de taille, etc.

La comparaison est effectuée entre trois entreprises (Gazprom, Sonatrach et Statoil) pour une période allant de 2009 à 2011. L'objectif de cette étude est de déterminer la stratégie industrielle des différents acteurs à travers les différents ratios calculés et de prévoir leur évolution future.

Notre travail consiste à comparer les résultats des trois entreprises (Gazprom, Sonatrach et Statoil), et évaluer leur performance à travers les résultats des différents ratios et indicateurs économiques et financiers calculés.

Pour évaluer la performance des trois entreprises, nous avons utilisé les ratios financiers suivants (Ferchichi, 2012).

1. La marge nette (ROS) calculée par le rapport entre le profit net et le chiffre d'affaires.
2. La rentabilité économique (ROA) calculée par le rapport entre le profit net et le total des actifs.
3. La rentabilité financière (ROE) calculée par le rapport entre le profit net et les capitaux propres.
4. L'effet de levier (FLE) qui est la différence entre le ROE et le ROA.

5.1 Calcul des paramètres économiques et financiers

Nous détaillons dans ce qui suit ce que mesurent précisément les 4 indicateurs ci-dessus mentionnés.

Détermination du ROS : Taux de rentabilité nette

Le ROS (la marge nette) est le ratio le plus utilisé pour indiquer la profitabilité d'une entreprise. Il correspond au pourcentage de bénéfice net d'une entreprise par rapport au chiffre d'affaires qu'elle dégage.

$$ROS = \frac{\textit{profit net}}{\textit{chiffre d'affaires}}$$

Détermination du ROA : Rentabilité économique

Le ROA est le rapport entre le résultat net et le total des actifs. Il représente la capacité de l'entreprise à dégager un résultat en utilisant l'ensemble de ses moyens.

$$ROA = \frac{\textit{profit net}}{\textit{total actifs}}$$

Il représente donc la capacité de l'entreprise à créer du profit, à partir de sa base d'actifs. Etant donné que l'on divise le profit net par les actifs, nous obtenons donc, pour un dollar d'actif au bilan, le profit qui a été obtenu. Plus ce ratio est élevé, plus l'entreprise est performante, puisque cela signifie qu'avec le même dollar d'actif, elle arrivera à générer davantage de profit.

La rentabilité économique constitue un élément fondamental de performance économique de la firme. A court terme, un faible ratio ROA peut être soit une indication d'une piètre performance économique, soit le résultat d'une phase d'investissements prometteurs de rendements futurs attrayants.

Détermination du ROE : Rentabilité financière

Le ROE (Return On Equity) se calcule en divisant le résultat net par les capitaux propres. Plus le ROE est élevé, plus les capitaux utilisés par l'entreprise sont rentables.

$$ROE = \frac{\textit{Profit net}}{\textit{capitaux propres}}$$

Plus le ROE est élevé, plus l'entreprise arrive à générer du profit avec un dollar investi, et que c'est donc un bon indicateur de performance.

En effet, s'il est possible d'interpréter le ROE comme le simple ratio profit net sur capitaux propres, il est également possible de le décomposer en deux ratios : le ROA que multiplie le ratio actif sur capitaux propres. Il en résulte que deux entreprises avec le même ROA (et donc aussi performantes l'une que l'autre selon ce critère) peuvent avoir deux ROE différents : l'entreprise avec le levier financier (voir le tableau ci-dessous) le plus important aura le ROE le plus élevé.

De même, deux entreprises aux performances différentes (mesurées par le ROA), peuvent pourtant avoir le même ROE. Il suffit que leurs leviers financiers soient différents.

Détermination du FLE (Effet de levier)

L'effet de levier financier (FLE) est la différence entre la rentabilité des capitaux propres ou rentabilité financière (ROE) et la rentabilité économique (ROA) en raison de l'endettement.

$$FLE = ROE - ROA$$

Les différentes variables économiques et financières sont reportées dans le tableau 26 ci-dessous.

Tableau 26 : Détermination des paramètres économiques et financiers de Gazprom, Sonatrach et Statoil

Compagnies		Gazprom				Sonatrach				Statoil			
Paramètres	Années	2009	2010	2011	moyenne	2009	2010	2011	moyenne	2009	2010	2011	moyenne
Profit net (milliards de dollars)		26,56	31,90	44,45	33,97	3,83	9,12	8,77	7,24	3,34	6,94	14,37	8,21
Chiffre d'affaires (milliards de dollars)		101,92	118,48	157,70	126,03	44,9	56,89	70,13	57,30	84,92	96,64	117,80	99,78
Total Actifs (milliards de dollars)		282,27	311,73	367,91	320,63	71,84	84,54	94,98	83,78	107,77	112,06	146,69	122,17
Capitaux Propres (milliards de dollars)		190,56	220,61	261,94	224,37	43,50	53,66	60,50	52,55	36,55	41,35	52,09	43,33
ROS (Marge Nette) (%)		26%	27%	28%	27%	9%	16%	13%	12,66%	4%	7%	12%	7,66%
ROA (Rentabilité économique) (%)		9%	10%	12%	10,33%	5%	11%	9%	8,33%	3%	6%	10%	6,33%
ROE (Rentabilité financière) (%)		14%	14%	17%	15%	9%	17%	15%	13,66%	9%	17%	28%	18%
FLE (Effet de levier) (%)		5%	4%	5%	4,66%	3%	6%	5%	4,66%	6%	11%	18%	11,66%

Les trois entités économiques Gazprom, Sonatrach et Statoil ont respectivement une marge nette moyenne de 27 %, 12,66 % et 7,66 % sur les trois années. Ce qui dénote la bonne performance économique de ces trois entités. Il faut toutefois noter que les exportations de Gazprom en gaz représentent 100 % des exportations totales en hydrocarbures de la Russie, alors qu'elles représentent à peu près 55% pour la Sonatrach et uniquement 10% pour Statoil.

Le ROA moyen de Statoil pour les trois années (2009, 2010 et 2011) est de 6,33 %, largement inférieur à celui de Gazprom 10,33% et de Sonatrach 8,33%. Ce faible ratio peut être expliqué par le résultat d'une phase d'investissements prometteurs de rendements futurs attrayants. En effet, Statoil a investi environ 19 milliards de dollars sur la période 2009-2012. L'objectif est de découvrir de nouveaux gisements et de mettre en exploitation ceux déjà découverts.

Confronté à une baisse de la demande de gaz en Europe, Gazprom a annoncé la diminution de près de 30% de son programme d'investissement en 2009. Gazprom a exporté un peu plus de 142 milliards de mètres cubes de gaz en Europe en 2009 soit plus de 10% de moins qu'en 2008 (AIE, 2010).

Concernant la Sonatrach, en 2010, deux projets, basés sur des contrats de fourniture à long terme ont été gelés. Le premier, le Galsi, doit acheminer, à partir des champs algériens, 8 milliards de m³/ an à l'Italie via la Sardaigne. Le second, le TSGP, prévoit de transporter du Delta du fleuve Niger jusqu'en Europe via le Niger et surtout l'Algérie, 15 milliards de m³/ an. Les prix bas du marché spot sapent l'investissement sans oublier la montée en puissance du gaz non conventionnel sur le continent nord américain, et des programmes ambitieux d'exportation de GNL du Qatar et de la Russie. Sonatrach ne souffre pas uniquement d'un recul de ses volumes de productions dû à la baisse des cours du pétrole mais aussi de la corruption (affaire Khelil 2010, affaires Sonatrach 1, 2, 3 et 4).

Statoil a le ROE le plus élevé (18 %) suivi respectivement par Gazprom (15 %) et Sonatrach (13,66 %). Cela peut être expliqué par le financement par de la dette de la majeure partie de ses actifs. Statoil bénéficie d'un effet de levier plus important (11,66 %) que les deux autres entreprises (4,66 %).

La rentabilité financière est un ratio important permettant entre autres de montrer comment une entreprise peut améliorer sensiblement son rendement sur les fonds propres en finançant une partie des actifs par le biais de la dette.

5.2 La stratégie des trois opérateurs

5.2.1 La stratégie de Gazprom

L'industrie du gaz naturel russe est la plus grande du monde. Étant donné l'ampleur des réserves de la Russie par rapport au reste du monde, la part qui reviendra au gaz russe sur le marché mondial augmentera, selon toute vraisemblance, au cours des prochaines décennies (Biggar, 2002).

Aujourd'hui, il s'agit pour la Russie de se positionner sur les marchés asiatiques (exportations par gazoducs et de GNL), et sur le marché nord-américain (exportations de GNL), et donc d'accroître la base de ses exportations. La Russie cherche ainsi à définir une stratégie qu'elle qualifie elle-même de globale tout en jouant sur la concurrence entre les gros consommateurs pour l'accès à ses hydrocarbures, et ce notamment entre l'Europe et l'Asie mais aussi entre les grands pays asiatiques eux-mêmes (Chine/Japon). Il s'agit d'une rupture fondamentale dans la politique énergétique russe (Locatelli, 2007).

Un des objectifs de Gazprom consiste à prendre des participations dans diverses sociétés de transport (par exemple SPP en Slovaquie) et signer des accords d'alliances et de partenariats dans les principaux pays de transit pour sécuriser ses livraisons. La compagnie a par ailleurs réservé des capacités sur certains sites de stockage liés au transit (Ukraine, Slovaquie, Autriche, etc.). Outre son portefeuille de contrats à long terme, Gazprom a pour objectif d'accroître ses livraisons sur les marchés spot par l'intermédiaire de sa filiale Gazprom Marketing & Trading basée à Londres et qui assure actuellement la vente de volumes spot sur les marchés britannique et belge.

Gazprom investit par ailleurs dans la filière du GNL afin de pénétrer de nouveaux marchés (États-Unis, Chine). Dans le cadre de cette stratégie, la compagnie a déjà réalisé ses premières ventes de GNL à destination des États-Unis via des swaps conclus avec Gaz de France et BP. Gazprom envisage notamment le développement du projet GNL en Mer de Barents et la construction d'une usine de liquéfaction dans la région de Saint-Petersbourg.

Gazprom développe ainsi une stratégie d'internationalisation poussée. Sa volonté de développer une « stratégie globale » d'exportation, à travers l'installation de l'usine de liquéfaction de Sakhaline II (pour des livraisons vers le Japon et la Corée, mais aussi vers l'Amérique du Nord), sa politique d'acquisition d'actifs à travers des investissements directs à l'étranger ainsi que la diversification (hors de Russie) de la base de ses réserves et donc de

l'origine de sa production en sont les trois caractéristiques les plus marquantes. De plus, Gazprom poursuit une stratégie de diversification de ses activités, en renforçant sa présence dans la filière de la production d'électricité : la compagnie détient notamment 10 % du principal producteur d'électricité russe, SEU, qui fournit 70 % du marché national.

5.2.2 La stratégie de Sonatrach

La stratégie de Sonatrach est celle de conquérir des marchés dans les pays consommateurs, et de chercher à créer de la valeur aussi bien localement qu'à l'international. En 2005, elle a créé une filiale de commercialisation, dénommée Sonatrach Gas Marketing UK Ltd, basée à Londres et destinée au marché britannique. Notons que la Sonatrach est déjà présente sur ce marché grâce au GNL qu'elle exporte vers le terminal de regazéification d'Isle of Grain, dans la banlieue de Londres. L'ouverture du marché britannique du gaz a poussé la plupart des grandes compagnies concurrentes de la Sonatrach à s'y installer, offrant ainsi leurs services aux consommateurs résidentiels ou industriels. Sonatrach UK Gas Marketing vend près de 5 milliards de m³ directement sur le marché britannique. Ce prolongement de l'activité constitue une première pour la compagnie algérienne, qui a déjà facilement pénétré ce marché grâce à son alliance avec la compagnie BP.

En plus du terminal d'Isle of Grain, Sonatrach participe déjà dans le terminal de regazéification de Reganosa (Galice), dans l'usine pétrochimique de Tarragone (Catalogne), en partenariat avec la compagnie allemande BASF, et dans le terminal français de Montoir, en Bretagne, en vue d'atteindre d'autres pays d'Europe ou d'Amérique.

Enfin, dans le cadre de sa stratégie de diversification, la compagnie a conquis de nouvelles positions dans le secteur électrique avec en particulier une participation de 30 % dans le segment de la production d'électricité de Cepsa en Espagne.

5.2.3 La stratégie de Statoil

La stratégie de Statoil vise à maximiser la rente en provenance du plateau continental norvégien et à développer ses activités internationales en prenant des participations dans des champs situés en Azerbaïdjan, Iran, Algérie et Irlande.

La compagnie norvégienne a récemment développé des activités de commercialisation directe de gaz en Europe, notamment au Danemark et en France, et envisage de les étendre à d'autres pays.

L'accès au marché britannique, qui présente de fortes perspectives de croissance, fait partie des principaux axes stratégiques de la compagnie. Afin d'internationaliser ses activités et de pénétrer de nouveaux marchés, Statoil renforce sa position dans le commerce du GNL dans le bassin atlantique et détient des participations dans le projet européen de liquéfaction de Snohvit et le terminal de regazéification de Cove Point sur la côte Est des États-Unis. Statoil va investir 21 milliards de dollars en moyenne sur la période 2013-2016.

Le groupe Statoil se distingue de ses concurrents comme le premier opérateur au monde du pétrole et des gisements de gaz à des profondeurs maritimes au delà de 100 mètres. En ce qui concerne le gaz, l'objectif premier de Statoil est de renforcer sa position au sein du marché gazier européen afin de jouer un rôle bien plus important au Royaume Uni. De plus, la diversification de ses sources d'approvisionnement, à travers le développement de ses positions internationales en gaz en Afrique du Nord, Afrique Occidentale, Azerbaïdjan et ailleurs, lui permettront de fournir le marché européen de manière plus sûre, tout en optimisant les coûts de transport.

Conclusion

L'existence d'économie d'échelles importantes dans l'industrie gazière laisse présager une re-concentration de l'industrie gazière à plus long terme. La multiplication des acteurs apparaît inévitable dans un premier temps et pourrait mener à terme à la formation d'un oligopole pour la commercialisation du gaz, après restructuration. De plus, une convergence des activités gazières et électriques commence à avoir lieu du fait des synergies qui caractérise ces deux types d'énergie.

Parmi les trois pays, l'Algérie est le seul pays qui combine les deux modes de transport le gazoduc et le GNL. La Russie n'est entrée sur ce marché que très récemment puisque sa première cargaison de GNL date de 2009 à partir du champ de Sakhaline-II. Pour ce pays, le gazoduc est l'outil stratégique, sa géographie lui permettant de livrer le gros de son gaz naturel en Europe et en Asie sans emprunter la mer pour le transit.

L'Algérie a toujours défendu, lorsqu'il s'agit des contrats à long terme, le principe de la clause TOP. En parallèle, elle a mis en place une stratégie de commercialisation sur les marchés spot dès leur apparition. Elle a été classée quatrième exportateur mondial de gaz naturel en 2008, devancée par la Russie, le Canada et la Norvège. Elle est le troisième exportateur de GNL au monde, elle s'est fixée comme objectif, d'occuper la seconde place au niveau mondial, après le Qatar, en matière d'exportation de GNL à l'horizon 2015.

Un nouveau fournisseur est apparu et c'est un sérieux concurrent pour les fournisseurs historiques de l'UE notamment pour la Sonatrach. Il s'agit du Qatar qui est parvenu au développement de son gaz naturel, en lançant des unités de GNL permettant de valoriser ses ressources dont il dispose.

L'Algérie, la Norvège, le Qatar, et la Russie cherchent à renforcer leurs positions sur le marché européen. Leurs stratégies visent le plus souvent à anticiper les investissements pour dissuader les autres projets de nouveaux entrants. Pour ce faire, ces pays ont tous investi dans le partenariat commercial afin de soutenir cette stratégie.

CHAPITRE 5

LES PERSPECTIVES

POUR L'ALGERIE DANS

UN MARCHE GAZIER

MONDIALISE

CHAPITRE 5

LES PERSPECTIVES POUR L'ALGERIE DANS UN MARCHE GAZIER MONDIALISE

Depuis son indépendance en 1962, l'Algérie a subi de nombreuses et importantes transformations structurelles sociologiques, politiques et économiques. Un modèle de développement basé sur le socialisme a été tout de suite mis en place, avec une volonté d'arriver rapidement à une industrialisation et à un modèle économique, proches de ceux des pays de l'Europe de l'Est. Celui-ci a pu voir le jour et a donné, à un moment, l'illusion que le pays était sur la bonne voie uniquement grâce au secteur des hydrocarbures dont l'essor a été pensé comme un moyen d'arriver à un développement rapide à travers une stratégie d'industrialisation lourde. Le contre-choc pétrolier de 1986 et la crise de la dette des années 1980 ont montré les limites d'une telle stratégie ainsi que la fragilité de l'économie et sa dépendance vis-à-vis des hydrocarbures. En effet, depuis les années 1970, la dépendance de l'Algérie aux hydrocarbures a augmenté de manière considérable. Ce secteur représente plus de 40% de son PIB sur la dernière décennie. Ce pays est marqué par plusieurs symptômes liés au *Dutch Disease* (déindustrialisation importante, hausse des prix des biens non échangeables,...) et une absence structurelle de diversification de ses exportations (Ainas, Ouarem et Souam, 2012).

Ses principales caractéristiques font de l'Algérie un État rentier (Machin Alvarez, 2010) : importance des hydrocarbures dans l'économie (en moyenne 43% du PIB dans les années 2000, entre 95% et 98% des exportations et 75% des recettes budgétaires proviennent de la fiscalité pétrolière) ; rôle de l'entreprise nationale Sonatrach dans la politique énergétique ; et politique de distribution des revenus.

Cette dépendance aux hydrocarbures fait que ce secteur est fondamental pour ce pays qui n'a pas réussi, jusqu'à présent, à diversifier son économie et à ne pas être affecté par les fluctuations des prix des hydrocarbures. L'histoire de l'Algérie indépendante est intimement liée à celle de ce secteur. En effet, le pays a hérité à son indépendance en 1962 d'une économie essentiellement agricole et peu industrialisée, avec toutefois d'importantes découvertes de gisements de gaz et de pétrole quelques années seulement avant l'indépendance. L'Algérie n'a certes pas tout de suite profité au maximum de ses

hydrocarbures à cause du Code Pétrolier Saharien (CPS). En effet, l'ordonnance 58-111 du 22 novembre 1958 définit le régime de la recherche, de l'exploitation et du transport des hydrocarbures liquides et gazeux dans le Sahara Algérien. Elle permet aux sociétés essentiellement françaises mais également étrangères, en association avec des capitaux français, de valoriser le pétrole saharien. Il n'empêche que la perspective de l'utilisation des hydrocarbures était, dès le départ, présente dans la stratégie des pouvoirs publics comme l'atteste la création de la société nationale pour le transport et la commercialisation des hydrocarbures (Sonatrach) par le décret N°63/491 du 31 décembre 1963. Sonatrach, accède alors à l'amont pétrolier et exerce désormais un monopole sur la filière (la participation étrangère ne peut dépasser 49 % du capital) (Talahite, 2010). Le 22 décembre 1966 par décret N°66/292 le champ d'activité de la Sonatrach s'est élargi et devient société nationale pour la recherche, la production, la transformation et la réalisation des hydrocarbures. Désormais tout ce qui relève des hydrocarbures, d'une manière directe ou indirecte est du domaine de la Sonatrach.

L'Algérie est un pays traditionnellement fournisseur de gaz naturel à l'Europe depuis 1964, d'abord en Angleterre, puis en France, à travers les flux de GNL. Sonatrach procure plus de 95% des recettes d'exportation du pays et assure plus de 51 % des recettes budgétaires (Sonatrach, 2012). En 2011, Sonatrach a exporté 52 Gm³ à destination essentiellement de l'Europe son marché traditionnel, une autre partie est destinée, sous forme de GNL, à la Turquie et aux États-Unis.

Sonatrach opère en Algérie et dans plusieurs régions du monde : en Afrique (Mali, Niger, Libye, Egypte), en Europe (Espagne, Italie, Portugal, Grande Bretagne), en Amérique Latine (Pérou) et aux USA. Avec un chiffre d'affaires à l'exportation de près de 56,1 milliards de US\$ réalisé en 2011, Sonatrach est classée 1^{ère} compagnie en Afrique et 12^{ème} compagnie dans le monde. Elle est également 4^{ème} exportateur mondial de GNL, 3^{ème} exportateur mondial de GPL, et 5^{ème} exportateur de gaz naturel. L'entreprise emploie 47963 salariés (120 000 avec ses filiales), génère 30 % du PNB de l'Algérie. En 2011, sa production est de 232,3 millions de TEP, dont 11,7 % (24 millions de TEP) pour le marché intérieur²⁵.

²⁵ Sonatrach 2012, BP Statistical Review of World Energy 2012.

Dans ce chapitre, nous examinons l'évolution du cadre institutionnel régissant le secteur des hydrocarbures en Algérie, l'évolution de son potentiel gazier ainsi que la valorisation de cette ressource.

Nous analysons de manière détaillée comment ce pays, à travers sa compagnie pétrolière nationale la Sonatrach, est affecté par la libéralisation du marché gazier en Europe. Nous abordons ensuite la stratégie que la Sonatrach a mise en œuvre pour contrecarrer les effets négatifs d'une telle évolution (mise en place de partenariats commerciaux, accord stratégique avec Gazprom, négociation du prix du gaz exporté à travers le gazoduc Maghreb-Europe, GME). Nous terminons ce chapitre par l'examen des problématiques actuelles et futures de la valorisation du gaz algérien.

1 Le cadre juridique et institutionnel relatif au secteur des hydrocarbures²⁶

Dans le contexte incertain du marché des hydrocarbures, soumis à des déterminations complexes (géologiques, économiques, politiques, géostratégiques...) avec des facteurs de risque importants et de brusques retournements, comment l'Algérie a-t-elle organisé le cadre juridique et institutionnel dans lequel se déroule cette activité ?

Les analyses économiques ne permettent pas seules de comprendre la situation d'un pays rentier. L'analyse des institutions mises en place permet souvent une meilleure lecture des blocages. La gestion des revenus des ressources naturelles est cruciale pour le développement, à travers l'arbitrage entre consommation et investissement, entre différents types d'investissement, création de fonds souverains, transparence, responsabilité, etc. (cf. Humphreys et Sandbu, 2007 ; Collier *et al.*, 2009 ; Collier et Gunning, 2005).

Outre les problèmes de corruption qu'une telle politique peut entraîner (Kolstad et Soreide, 2009) et le fait que ceux-ci soient moindres en présence d'institutions démocratiques, de transparence et de contre-pouvoirs (Bhattacharyya et Hodler, 2010), le management juridique du secteur des hydrocarbures peut également poser problème. Cette section propose une analyse de l'évolution de l'arsenal juridique algérien en la matière. Nous montrons que les réaménagements successifs, à différentes étapes historiques, répondent à des objectifs différents (recouvrer la souveraineté, augmenter la production, attirer les IDE, se protéger des fluctuations du marché...) mais sont également soumis à des contraintes internes et externes complexes. Au total, apparaît l'absence d'une vision stratégique de long terme pour ce secteur pourtant essentiel ainsi qu'un cadre juridique instable.

1.1 La nationalisation des hydrocarbures en 1971

En 1971, le gouvernement algérien remet en cause les dispositions du CPS et les accords passés avec la France en 1962 et 1965. Le pays recouvre la souveraineté totale sur ses hydrocarbures en les nationalisant (loi n°71-21), processus entamé dès 1967 avec les entreprises anglo-saxonnes. Les entreprises étrangères ne peuvent investir dans les activités de recherche et de production des hydrocarbures liquides qu'en association avec la Sonatrach, majoritaire avec au moins 51 % des actifs, et en constituant pour des raisons fiscales une société de droit algérien.

²⁶ Cette section est directement inspirée de Ainas, Ouarem et Souam (2012).

L'État devient le propriétaire exclusif des richesses du sol et du sous-sol, et la Sonatrach détient désormais le monopole sur l'exercice des activités pétrolières à travers l'exclusivité sur les permis de recherche et les concessions d'exploitation.

Il s'agit d'une véritable avancée en matière de fiscalité des hydrocarbures car le régime juridique du CPS était largement favorable aux sociétés françaises. Les hausses sur les redevances et les impôts interviennent ensuite graduellement en 1974 et 1975 pour atteindre 20 % pour la redevance sur les hydrocarbures liquides, 5 % pour les hydrocarbures gazeux et un maximum de 85 % pour le taux de l'impôt direct pétrolier sur les bénéfices de la Sonatrach. De plus, le prix de référence, base de calcul de la redevance et de l'impôt direct pétrolier, est désormais fixé souverainement par l'État. Cet acte n'a pas été sans difficulté et a créé un lourd contentieux avec la France.

Les pouvoirs publics ont tenté de tirer le maximum de revenus des hydrocarbures afin d'industrialiser rapidement le pays. Toutefois, le manque d'expertise, de transfert de technologie et de remontée de filières a fait que l'industrie a toujours été dépendante des importations d'intrants payées grâce aux exportations d'hydrocarbures et aux dettes contractées à l'étranger. Le pays a ensuite manqué de finances à la suite de la baisse concomitante du prix du baril de pétrole et du dollar. Les investissements et la production dans le secteur des hydrocarbures en ont particulièrement souffert. Cette grave crise a eu comme conséquence directe l'ouverture du domaine minier.

1.2 La première ouverture du domaine minier en Algérie en 1986

Afin de relancer les investissements et *in fine* les découvertes, de nouvelles dispositions ont été prises. La loi n° 86-14 introduit un élément nouveau dans les contrats, le partage des découvertes pour les hydrocarbures liquides. Celles des gisements de gaz reviennent toutefois intégralement à la Sonatrach, moyennant le remboursement des dépenses de recherche ayant conduit à la découverte, ainsi qu'un bonus. Les activités de prospection, de recherche et d'exploitation des gisements d'hydrocarbures, de transport d'hydrocarbures par canalisations, de liquéfaction de gaz naturel (GN), et de traitement et de séparation de gaz de pétrole liquéfié (GPL) sont soumises à une redevance et à un impôt sur les résultats. Des taux plus faibles sont appliqués dans les zones où il y a eu peu de découvertes et/ou de production et relativement dépourvues d'infrastructures (transport et canalisations) afin d'inciter à l'effort de prospection.

Bien que modestes, l'assouplissement de la législation et l'ouverture du domaine minier ont eu des effets positifs sur l'activité de prospection et de recherche des hydrocarbures. Entre 1987 et 1990, 11 contrats de recherche et 2 de prospection sont signés avec des compagnies étrangères. Toutefois, l'investissement est considéré comme relativement peu attractif par les partenaires étrangers. La fiscalité est jugée contraignante. Les associés sont toujours exclus des découvertes d'hydrocarbures gazeux et ne peuvent s'associer aux gisements déjà découverts. De plus, le monopole de la Sonatrach reste intact, notamment dans l'activité de transport par canalisation. Cela a poussé les autorités à apporter d'autres modifications en 1991 afin d'améliorer les avantages des partenaires étrangers dans les contrats de partage de production.

1.3 L'amendement de 1991

Deux modifications importantes ont été apportées par la loi n° 91-21. La première concerne le règlement des litiges opposant les investisseurs étrangers à la Sonatrach dans le cadre des contrats d'association. Ils sont dorénavant portés à l'international, tandis que les litiges les opposant à l'État relèvent toujours de la justice algérienne. La seconde a trait à la possibilité pour les partenaires étrangers d'une participation aux découvertes de gaz. Celle-ci peut prendre plusieurs formes : partage de production, commercialisation conjointe à l'exportation et partage des revenus entre la Sonatrach et les partenaires étrangers. De nouvelles incitations (réductions du taux de la redevance et de l'impôt sur les résultats) sont créées afin de stimuler les efforts d'exploration. La loi ne prévoit toutefois pas d'entorse au principe du contrôle *in fine* de la production, et la Sonatrach reste majoritaire dans l'ensemble des contrats d'association et seule bénéficiaire des titres miniers, propriété de l'État.

Avec cette seconde ouverture, les efforts d'exploration repartent à la hausse et plusieurs contrats ont entraîné des découvertes avec une amélioration sensible du taux de succès. La Sonatrach seule maintient son niveau de découvertes à 4 par an en moyenne entre 1986 et 1995. La part des associés en matière de découvertes va aller *crescendo* à partir de 1991, en même temps que les signatures de contrats. Ainsi, 13 contrats de recherche et 4 de prospection sont signés entre 1991 et 1993. En 1990, les associés de la Sonatrach n'ont réalisé qu'une seule découverte. En 1998, leurs efforts ont permis de réaliser 16 découvertes, soit 2/3 du total de découvertes réalisées par la Sonatrach en 9 ans.

1.4 La tentative de libéralisation en 2005 et ses avatars

Après l'annulation des premières élections législatives libres de 1991, le pays sombre dans une spirale infernale aux niveaux sécuritaire et économique. Au bord de l'asphyxie, les autorités acceptent un rééchelonnement de la dette et adoptent des PAS à partir de 1994. À la fin des années 1990, a lieu une certaine embellie financière. La hausse des prix du pétrole et les amendements de la loi sur les hydrocarbures ont eu comme conséquence directe le redémarrage des activités de prospection et de recherche qui ont entraîné une hausse importante des découvertes. L'amélioration de la situation, tant au niveau économique (croissance, endettement, inflation...) qu'au niveau sécuritaire, n'a toutefois pas empêché les décideurs politiques d'aller plus loin dans les amendements de la loi sur les hydrocarbures.

Dès 2001, il y eut une volonté politique forte de supprimer le monopole de l'État sur les activités de recherche et de production des hydrocarbures. Surfant sur la vague de libéralisation des marchés de l'énergie, et plus particulièrement du gaz, dans les pays occidentaux et s'appuyant sur la volonté affichée d'adhérer à l'OMC, une loi de libéralisation avancée (loi n° 05-07) de ce secteur a été finalement promulguée en 2005.

L'un des objectifs affichés était la suppression du monopole de l'État et donc de la Sonatrach sur les activités de recherche et de production des hydrocarbures, son recentrage vers son cœur de métier et l'attribution d'un certain nombre de ses prérogatives à deux nouvelles agences.

L'Autorité de régulation des hydrocarbures (ARH) est chargée notamment de veiller au respect des réglementations techniques et des réglementations relatives à l'application des tarifs et du principe de libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation et de stockage, d'étudier les demandes d'attribution de concession de transport par canalisation, d'élaborer des textes réglementaires et de participer à l'élaboration de la politique énergétique du pays (art. 13). Elle joue le rôle dévolu auparavant à la Direction de l'énergie et des carburants du ministère de l'Énergie (Benchikh, 2006). L'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) a pour objectifs essentiels la promotion de l'investissement dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures. Lui sont ainsi conférées la gestion et la mise à jour de banques de données relatives à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures.

De même, elle choisit les périmètres devant faire l'objet d'une recherche et dont les titres miniers lui sont exclusivement attribués.

Le choix des acteurs se fait désormais à travers une procédure d'appels d'offres, une des principales nouveautés dans l'arsenal juridique des hydrocarbures. Cette loi remet directement en cause les acquis de la nationalisation et notamment sa mesure phare, l'obligation d'association à la Sonatrach. Désormais, les sociétés étrangères ont la possibilité d'intervenir directement dans le domaine minier (amont et aval) sans association avec la Sonatrach et sans aucune limitation de participation dans les projets.

Toutefois, une option légale de participation de 20 à 30 % est offerte à la Sonatrach dans toutes les découvertes réalisées par les sociétés étrangères en contrepartie du remboursement, à hauteur de sa participation, des coûts directement liés à la découverte du puits et des travaux d'appréciation. L'agence ALNAFT contrôle tout ce processus. Cette volonté de libéralisation a entraîné de très sérieuses controverses en Algérie et des réactions négatives de certains pays de l'OPEP, car pouvant les impacter directement.

Plusieurs arguments ont été avancés par les promoteurs de cette loi : inefficacité du monopole, nécessité de la concurrence, attractivité du secteur, récupération par l'État de ses prérogatives... Fondamentalement, il est vrai qu'une transparence accrue dans la procédure d'attribution des concessions minières et, plus généralement, dans le fonctionnement de ce secteur pourrait permettre de mieux lutter contre la corruption, véritable fléau en Algérie. Ainsi, recentrer la Sonatrach sur son métier de base et faire en sorte qu'elle soit confrontée localement à une concurrence devrait permettre de diminuer sensiblement les comportements rentiers. Par ailleurs, ces changements s'inscrivent dans la poursuite des réformes économiques portant essentiellement sur l'ouverture à la concurrence de différents secteurs d'activités et en vue de l'adhésion de l'Algérie à l'OMC. Notons que le « *double pricing* » du gaz (à l'international et au local) est l'un des points fondamentaux qui bloque cette adhésion. Les articles 9 et 10 portant sur la détermination des prix des produits pétroliers et du gaz naturel sur le marché national sont une réponse aux demandes formulées par certains membres de l'OMC. De même, ses promoteurs espéraient attirer plus d'investissements étrangers dans différents segments de la chaîne des hydrocarbures. Cet argument est toutefois à relativiser, car les amendements de 1986 et 1991 et l'introduction des contrats de partage de la production ont déjà permis une sensible augmentation des contrats d'association et des découvertes.

Selon les opposants à cette loi, « *la thèse centrale qui sous-tendait la loi sur les hydrocarbures n° 05/07, adoptée en avril 2006 et amendée aussitôt par ordonnance du président de la République du 30 juillet 2006, était que les ressources de pétrole étaient abondantes dans le monde, que la concurrence était vive entre les pays exportateurs et que, pour défendre sa part de marché, l'Algérie se devait d'améliorer son attractivité, en ouvrant davantage son domaine minier aux investisseurs étrangers* »²⁷. Or, force est de constater, selon cet auteur, que les fondamentaux du marché pétrolier international résident dans la raréfaction du pétrole conventionnel et son renchérissement, ainsi que dans une suspicion sur la véracité des réserves estimées. Dans ce cas et avec l'envolée durable du prix des hydrocarbures, il devient inutile et dommageable pour l'économie algérienne de faire profiter autant les firmes multinationales. Sous la pression interne politique et syndicale, mais aussi externe (Venezuela), un revirement total a eu lieu et s'inscrit plus globalement dans un changement de stratégie des pays pétroliers arabes et de la Russie. La Sonatrach est réintégrée dans sa position d'acteur principal garantissant le monopole de l'État dans le secteur, avec l'obligation d'avoir une participation minimum de 51 % dans chaque projet de recherche et de production d'hydrocarbures. De même, pour capturer le plus de rente possible, les pouvoirs publics ont institué des taxes sur les profits exceptionnels pour tout prix du baril au-dessus de 30 dollars US. Toutefois, les trois appels d'offres lancés par ALNAFT entre 2008 et 2011 ont été un échec cuisant, et seulement 7 blocs d'exploration ont été attribués. Malgré l'intérêt suscité par le troisième appel d'offres, aucune grande compagnie n'a répondu, à part la Sonatrach.

Cela souligne le manque d'attractivité de l'amont pétro-gazier en Algérie, en raison notamment d'une fiscalité jugée trop défavorable, d'une instabilité législative et d'un manque de cohérence du cadre juridique conservant des dispositions libérales de la loi de 2005 (concessions) alors que le système de partage de production a été rétabli. Ces déconvenues poussent à un nouveau réaménagement de la loi comme l'a annoncé M. Yousfi, ministre de l'Énergie et des mines, en décembre 2011. Toutefois, la complexité de la prise de décision dans ce pays, accentuée par le scandale de la Sonatrach de 2010 (mise en cause du PDG et incarcération de plusieurs hauts responsables), a fait perdre beaucoup de temps et de revenus.

²⁷ Amor Khelif, Une loi à contre-courant des fondamentaux du marché pétrolier international, *El Watan*, 8 octobre 2006.

D'un point de vue économique, il est difficile de trouver une cohérence globale et une vision stratégique en matière d'hydrocarbures. Aujourd'hui encore, des changements dans la loi sont préparés dans la plus grande opacité.

Des analyses géostratégiques et politiques sont nécessaires pour comprendre les réels enjeux (Malti, 2010). Notons que les changements opérés ont été soit réalisés dans la précipitation pour la plupart, soit anachronique (loi de libéralisation de 2005). Cela a pour effet d'augmenter l'insécurité juridique et *in fine* de nuire à l'attractivité du secteur pour les entreprises étrangères.

Enfin, le resserrement du jeu politique interne (montée de la demande de justice sociale, de transparence, de démocratie, pression des « printemps arabes », interrogations pressantes autour de la gestion du fonds de régulation des recettes), tournant autour de l'appropriation et du partage de la rente, pourrait expliquer un tel blocage mais être également le déclencheur d'une solution globale négociée.

2 L'industrie gazière algérienne

L'Algérie est le seul pays africain qui possède avec le gaz une ressource stratégique pour les pays de l'UE. Toutefois, cette dépendance est réciproque. En effet, ce pays dépend pour ses recettes extérieures, et ce quasi exclusivement, de ses ventes d'hydrocarbures, parmi lesquelles le gaz et les produits dérivés qui sont de plus en plus demandés en Europe.

2.1 Les réserves

Les gisements de gaz représentent l'une des richesses en hydrocarbures dont dispose l'Algérie avec 57% du total, le reste provenant du pétrole (27%), le condensât (9%) et les GPL (7%). Ces gisements sont parmi les plus grandes réserves connues dans le monde mais loin toutefois des plus grandes réserves de pays comme la Russie, le Qatar ou encore l'Iran.

Tableau 27 : Evolution des réserves prouvées de gaz naturel en Algérie de 1960 à 2012 en (Gm³)

Année	1960	1970	1980	1991	2001	2005	2010	2011
Réserves	600	2875	3200	3600	4500	4500	4500	4500
Ratios (R/P)*	-	-	225,3	60	57,54	51,02	55,97	57,69

Source : reconstruit à partir de différents rapports annuels de Statistical Review of British Petroleum.
* : R/P : Réserves/Production en année.

A la lecture du tableau 27, on constate que les réserves de gaz naturel ont beaucoup progressé depuis 1960 jusqu'à 2001 selon des taux d'évolution différents. La plus forte progression est celle enregistrée entre 1960 et 1970, passant de 600 Gm³ à 2875 Gm³. Cette augmentation des réserves est principalement due à des réévaluations des potentiels de gisements découverts et au développement des partenariats dans l'exploitation. Parallèlement, le ratio (réserves/production) est passé de 225,3 ans en 1980 à 57,69 ans en 2011. Ceci est, pour l'essentiel, dû à l'évolution continue de la production pour satisfaire la forte demande nationale puisque l'Algérie a décidé de manière stratégique d'en faire l'énergie de référence au niveau national.

En 1991, les réserves prouvées de gaz naturel étaient évaluées à 3600 Gm³ faisant de l'Algérie le septième pays au classement mondial, les réserves algériennes sont estimées à 4500 Gm³ en 2011²⁸, soit une augmentation de 25%. Ce succès est réalisé grâce au partenariat fructueux amorcé depuis les années 1990 et s'est accentué ces dernières années.

Le potentiel gazier reste élevé dans la mesure où le pays demeure sous exploré, pour rappel la moyenne internationale de puits forés est évaluée à une centaine de puits, alors qu'en Algérie elle est de huit puits et de 500 aux États-Unis. Aujourd'hui, on compte cinq grandes régions gazières en Algérie²⁹.

Hassi R'Mel

Ce champ est classé Super Géant selon les normes AAPG (American Association of Petrol Geologists). Il a été découvert le 8 novembre 1956. Avec 2415 Gm³, ce champ représente 57% des réserves algériennes de gaz. La couche « réservoir » se trouve à une profondeur moyenne de 2200 mètres.

Rhourde Nouss

Située au Sud de Hassi Messaoud, cette région se compose de nombreux gisements (Rhourde Nouss Sud-Est, Rhourde Adra, Rhourde Hamra et Rhourde Chooff et Hamra). Ces champs totalisent 500 Gm³, soit 12% des réserves prouvées récupérables de l'Algérie, dont le premier gisement (Rhourde Nouss) a été découvert en mars 1962.

²⁸ Selon les données de BP Statistical Review of World Energy 2012.

²⁹ Ministère de l'énergie et des mines (2008).

Alrar (Région de Stah)

Il a été découvert en 1961 dans le bassin d'Illizi. Sa couche « réservoir » se trouve à une profondeur moyenne de 2585 mètres. Les réserves prouvées récupérables sont estimées à 317 Gm³.

Gassi Touil

Ce champ a été découvert en 1961 à 170 km au Sud-Est de Hassi Messaoud. Il renferme des hydrocarbures gazeux et de l'huile. Le plan de séparation gaz-huile est à une profondeur de 1685 mètres. Les réserves prouvées récupérables sont estimées à 195 Gm³.

In Salah

Ce champ est situé au Sud/Sud-Ouest de Hassi R'Mel. Il regroupe plusieurs gisements de gaz sec. Les plus importants sont Leg, Tignentour et Krechba. Les réserves prouvées récupérables sont de 300 Gm³.

2.2 La production et les exportations gazières

La réactivation de l'exploration et la mise en production de nouveaux gisements, notamment les gisements humides, et le recours au partenariat avait pour finalité le redressement au profit de la production. Cette dernière se confirme et se poursuit avec le développement des gisements surtout ceux découverts et développés en association avec les partenaires.

Tableau 28 : Production de gaz naturel en Algérie entre 2001 et 2011 en Gm³

Année	2001	2005	2007	2008	2009	2010	2011
Volume	78,2	88,2	84,8	85,8	79,6	80,4	78

Source : BP Statistical Review of World Energy 2012.

La production de gaz naturel a commencé dès 1960, quelques années seulement après la découverte du gisement de Hassi R'Mel en 1956. Elle a connu durant la période 2005-2011 (*cf.* tableau 28) une évolution à la baisse de l'ordre de 11,5%. Ceci était dû principalement au manque d'investissements et aux faibles gisements découverts.

L'Algérie s'est dotée tout au long de 50 ans d'expérience de production, d'unités de réinjection qui lui ont permis de réduire le volume de gaz brûlé et d'autres pertes.

En 2011, Sonatrach a exporté 52 Gm³ de gaz : 34,4 Gm³ par gazoducs et 17,6 Gm³ par méthaniers. La part la plus importante était destinée à l'Italie, soit 44% des exportations, suivie par l'Espagne (19%) et la France (11%). Ces trois pays sont donc destinataires de 74% des exportations gazières algériennes.

Les pays européens ont importé 228 Gm³ en 2011, près d'un quart de ces exportations proviennent de l'Algérie. L'Europe du Sud est le marché le plus favorisé par les exportations algériennes, et ce pour des raisons évidentes de proximité.

Tableau 29 : La répartition de la production commercialisée de gaz naturel

Année	Consommation nationale	Exportation
1970	62%	38%
1975-1979	45%	55%
1980-1983	61%	39%
1984-2000	37%	63%
2001-2011	29%	71%

Source : calculé à partir des données de BP Statistical Review of World Energy 2012.

La forte part des exportations dans la dernière décennie reflète une certaine déconnexion du secteur énergétique par rapport aux autres secteurs de l'économie algérienne (*cf.* tableau 29). En effet, l'Algérie cherche durant cette période à honorer ses contrats avec ses partenaires et à préserver sa place sur le marché européen du gaz naturel (qui absorbe plus de 92% des exportations gazières algériennes) en fixant un plafond des exportations gazières de 100 Gm³ pour 2020, un objectif loin d'être réalisé à cause des contraintes d'ordre technico-économique spécifiques au pays.

L'Algérie est l'un des premiers pays exportateurs de gaz. Elle est pionnière non seulement dans l'exportation du GNL (Unité Camel, 1964), mais aussi dans la mise en service du premier gazoduc transcontinental (Transmed, 1983) en eau profonde, reliant le continent africain (Cap Bon en Tunisie) à l'Europe (Sicile). Elle est, en fait, l'un des rares pays possédant 12 infrastructures d'exportation du gaz sous ses deux formes : gazeuse et liquéfiée. L'Algérie dispose actuellement d'un portefeuille de 20 clients répartis au sein de 12 pays.

La filière gazoduc constitue la pièce maîtresse de la politique de commercialisation du gaz naturel. Cette politique s'articule autour de trois objectifs (Sonatrach, 2011).

1. Diversification des débouchés ;

2. Recherche de marchés valorisants ;
3. Choix de la forme d'exportation la moins coûteuse en capital.

En 2012, l'Italie et l'Espagne sont les deux plus gros importateurs du gaz algérien avec une part de 49% et 22% respectivement. L'élargissement de l'UE ainsi que l'augmentation prévue de sa demande gazière, en particulier dans le secteur de la production d'électricité, peut constituer un atout majeur pour l'Algérie afin de faire probablement face à une concurrence future intense sur ce marché (Données de la Sonatrach, 2013).

Cependant, cette valorisation de la ressource gaz se heurte à une série de problèmes que nous développons ci-après.

Les contraintes liées à la politique algérienne d'exportation de gaz (Khelif, 2005)

La politique algérienne d'exportation de gaz est confrontée à une série de contraintes.

1^{ère} contrainte : La structure oligopolistique du marché européen de gaz

Compte tenu du nombre limité de fournisseurs externes (Algérie, Russie et Norvège), le volume offert par chaque fournisseur devient un levier important dans l'équilibre du marché et des prix et la cohésion au sein des fournisseurs. Le choix de l'Algérie en matière de volumes additionnels à exporter aura donc une influence déterminante, ce qui n'est pas le cas ou très faiblement pour ses exportations pétrolières. Si l'Algérie met trop de gaz sur le marché, elle risque de provoquer l'hostilité des autres fournisseurs de gaz et les prix risquent de s'effondrer, compromettant ainsi la rentabilité du secteur algérien du gaz. Si par contre, l'offre de gaz algérien est trop faible, le développement du marché du gaz en Europe (Europe du Sud notamment) risque de prendre du retard ou plus exactement, il risque d'être pris en main par la concurrence, ce qui compromet le développement futur du secteur gazier en Algérie.

2^{ème} contrainte : Arbitrage entre les prix et les volumes à exporter

En tant que membre d'un oligopole de vente sur le marché européen du gaz, l'Algérie a théoriquement le choix entre la réalisation de revenus par les prix ou par les volumes, c'est-à-dire entre des ventes de volumes élevés à prix modérés ou des ventes de volumes plus modestes à des prix plus élevés (ceci se justifie, en théorie, par le fait que les acheteurs de gaz cherchent à diversifier leurs approvisionnements et sont prêts à payer le prix fort).

Si l'Algérie opte pour la captation d'une part de marché modeste à des prix élevés, il y a le risque de voir sa part de marché se réduire progressivement.

Si par contre elle opte pour une part de marché plus importante à des prix modérés, elle risque de déclencher une guerre des prix dont les conséquences seraient désastreuses pour l'ensemble des vendeurs.

3^{ème} contrainte : Apparition de nouveaux acteurs suite à la libéralisation du marché gazier européen

Si l'Algérie opte pour la poursuite de ses relations privilégiées avec les ex-monopoles nationaux, parce qu'ils offrent, entre autres, la possibilité de garantir des contrats de livraison à long terme et leur stabilité, il y a le risque aussi que ceux-ci, forts de leur poids sur le marché et de leur pouvoir de négociation, ne captent une partie significative de la rente et prennent un profit intermédiaire suffisamment important pour ralentir la croissance du marché. Si par contre l'Algérie privilégie ses relations avec le nouveau secteur concurrentiel, il y a le risque que les prix baissent (concurrence accrue) sans que les acheteurs puissent garantir des contrats de longue durée.

4^{ème} contrainte : Organisation des négociations de vente de gaz du côté algérien

L'Algérie a le choix, en principe, entre la poursuite de l'approche centralisée pratiquée jusqu'ici (la Sonatrach est vendeur unique ou leader dans les négociations de vente dans les projets en association), ou une approche plus décentralisée qui verrait la multiplication des vendeurs. Une vente centralisée du gaz qui est compatible avec la libéralisation de l'amont gazier renforce la position du vendeur sur le marché. Une vente décentralisée du gaz comporterait le risque d'affaiblir la position du vendeur.

Problématique gisement à développer/gisement à découvrir (El Kadi, 2009)

Les partenaires étrangers de l'Algérie savent comment ce pays, grand producteur de gaz naturel, souhaite commercialiser la ressource dans l'avenir. Il reste à mieux connaître quels seront les volumes disponibles à l'exportation lors des prochaines années.

Le ministère algérien de l'énergie et des mines a accumulé du retard dans son planning décennal des exportations de gaz naturel suite à une série de contretemps, parmi lesquels la destruction par une explosion accidentelle de l'usine GLK1 de liquéfaction de gaz naturel

à Skikda en novembre 2004 (4 milliards de m³/an). Le contrat a été remporté en 2004 par le tandem Repsol-Gas Natural au terme d'un appel d'offres qui le rendait partenaire de Sonatrach sur toute la chaîne, jusqu'au marché de destination.

L'Affaire Gassi Touil est venue compliquer un contentieux sur la part trop grande selon les Espagnols de Sonatrach dans le gazoduc Medgaz en cours de construction. Elle illustre les pièges qui entravent le développement des gisements gaziers déjà découverts et dont les volumes de gaz naturel escomptés sont commercialement engagés. Les autres gisements à développer n'arriveront pas à la phase commerciale effective avant 2012, et ce n'est toujours pas le cas en 2013. Le cumul de toutes les incertitudes a rendu improbable le palier d'exportation de 85 milliards de m³ de gaz naturel algérien avant 2015. Néanmoins, il faudra traiter deux paramètres importants de la donne algérienne : le déclin du géant de Hassi R'Mel et la croissance accélérée de la demande intérieure en gaz naturel.

Les nouvelles découvertes compenseront-elles une baisse de la production de gaz ou l'intensifieront-elles ? Le ministre de l'énergie et des mines soutient inlassablement que le meilleur des découvertes de gaz « est encore devant nous ». Il évoque à l'appui les 1,5 millions de km² non explorés, et le très faible taux de puits réalisés/10000 km² (14 en moyenne en Algérie contre 500 dans les régions les mieux prospectées du monde). Cela rend plus clairs les enjeux de la recherche-exploration dans l'amont gazier algérien couvert par la nouvelle génération de contrats «conditionnés» lancée par ALNAFT en 2008.

Arbitrage entre la consommation locale et les exportations

Depuis le début des années quatre-vingts, l'Algérie fait preuve d'une gestion très prudente de ses réserves en gaz. Cette prudence s'expliquait par le rôle dévolu au gaz naturel dans la couverture en priorité des besoins énergétiques nationaux à long terme, seul pouvait être exporté le reliquat disponible de gaz.

Durant les quarante années d'exportation du gaz algérien, la consommation intérieure de ce produit énergétique a d'abord compté à la marge, avant de devenir un paramètre d'ajustement pour l'offre de vente au marché mondial. Cette variable d'ajustement est restée stable durant les années 1990 à cause du/ou grâce au tassement de la croissance économique du pays au plus fort de la violence politique.

2.3 La demande nationale

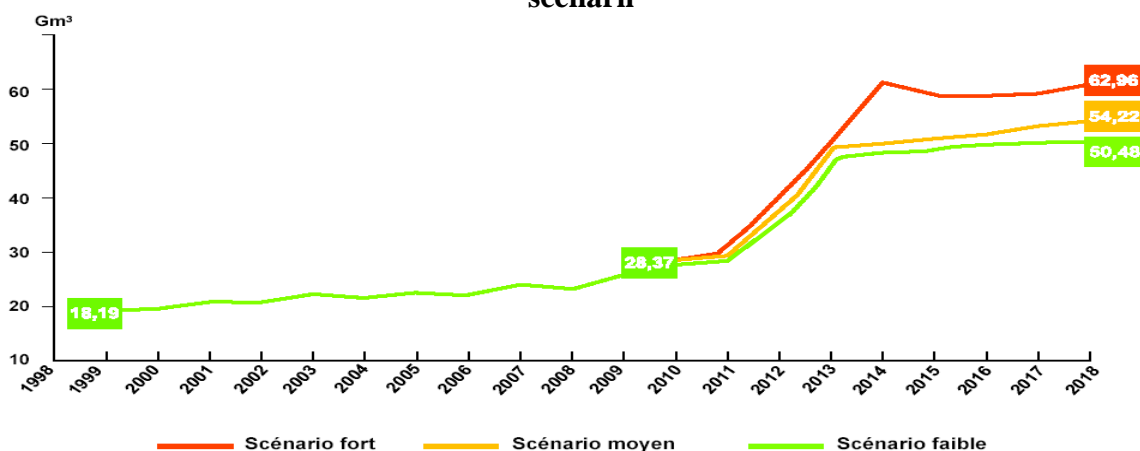
La demande nationale en gaz naturel est en forte croissance. Elle était en 2005 de l'ordre de 23,20 Gm³ contre 10,90 Gm³ seulement en 1995, soit un taux de croissance annuel moyen de 11,28%/an.

La pénétration du gaz naturel dans le bilan énergétique algérien s'est accrue de 61% en 1998 à 76% en 2002. Quant à la production d'électricité en Algérie, elle est presque exclusivement réalisée au gaz naturel (96%).

Les principaux secteurs qui partagent cette demande nationale sont : Sonelgaz avec plus de 88% (électricité et gaz), Asmidal 7% (production d'engrais), Naftec 2% (raffinage), le reste revient à Enip (pétrochimie) et Engi (production et distribution des gaz industriels).

Des projections, établies par la Commission de Régulation de l'Electricité et de Gaz (CREG) dans le cadre du programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz 2009-2018, montrent que compte tenu des niveaux prévisibles de consommation du gaz, les profils de production ne suffisent pas à la satisfaction des besoins nationaux³⁰. En effet, trois tendances d'évolution de la demande future en gaz naturel résultent du développement des trois scénarii établis par la CREG. Ces derniers tiennent compte des évolutions des principaux paramètres socio-économiques, ainsi que de certaines hypothèses liées aux types de clients existants et des nouveaux clients. Les paramètres globaux de croissance économique ont en effet changé avec l'explosion des revenus énergétiques du pays entre 2004 et 2008.

Figure 19 : Evolution de la demande de gaz naturel à l'horizon 2018 selon les trois scénarii



Source : Plan indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz 2009-2018, CREG.

³⁰ Rapport de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz, Alger (2009).

La figure 19 montre l'évolution de la demande nationale selon les 3 scénarii envisagés. Le scénario fort prévoit un développement socio-économique haut avec l'intégration de plusieurs projets industriels, plus précisément dans la sidérurgie et la pétrochimie, ceci explique la croissance forte de la demande en gaz. La demande globale en 2018 sera de 62,96 milliards de m³ selon les prévisions du scénario fort, soit une évolution annuelle moyenne de 9%. La demande progressera dans le scénario moyen à un rythme annuel moyen de 11% passant de 27,2 milliards m³ en 2009 pour atteindre les 54,22 milliards m³ en 2018. Les prévisions du scénario faible indiquent que la demande en gaz naturel augmentera selon un rythme annuel moyen de 6,6% au cours de la période 2009-2018 pour atteindre en 2018 un volume de 50,48 milliards de m³.

Par ailleurs, l'Algérie prétend devenir exportatrice nette d'électricité au-delà de 2012, dans le cadre d'une boucle méditerranéenne de l'électricité. Selon Khelif (2005), l'Algérie a peu de chance de devenir un exportateur important d'électricité vers la rive nord-méditerranéenne du fait de deux obstacles *« d'une part, les européens n'accepteront jamais d'être dépendants d'un pays du sud pour une énergie stratégique qui ne se stocke pas, et d'autre part les prix comparés à l'exportation entre le gaz naturel vendu en l'état et l'électricité resteront durablement favorables à l'exportation directe du gaz naturel »*.

Enfin, les besoins de relance de l'industrialisation promettent d'accentuer la pression sur les usages locaux du gaz naturel à l'échéance de dix ans. La nouvelle politique industrielle algérienne propose de faire notamment de la pétrochimie, de la production d'aluminium et de la sidérurgie des filières prioritaires soutenues par l'État. Le bas prix intérieur du gaz naturel servirait d'avantage comparatif pour attirer des investissements étrangers et exporter des produits mieux valorisés (engrais, aciers, alliages, etc.) sur le marché mondial.

2.4 Le réseau de transport de gaz naturel

Le réseau de transport par canalisation compte 14 gazoducs d'une longueur totale de 8629 km, avec une capacité de transport de 142 milliards de m³/an.

2.4.1 Les gazoducs transcontinentaux

Enrico Mattei

Le gazoduc « Enrico Mattei » a été réalisé pour répondre aux objectifs de valorisation des gisements et d'approvisionnement du marché italien, via la Tunisie.

Le gazoduc est entré en service en 1982, d'une capacité de 33,15 Gm³ et d'une longueur de 1647 km. 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 (cf. tableau 30).

Tableau 30 : Contrats d'exportation gazière via le gazoduc Enrico Mattei

Clients	Signature	Démarrage	Volume annuel (10 ⁹ m ³ /an)
Eni /gp (Italie)	1977	1983	19,50
Geoplin (Slovénie)	1985	1992	0,35
Etap (Tunisie)	1990	1992	0,40
EnelTrde S.p.a (Italie)	1992	1996	4,00
EnelTrde S.p.a (Italie)	2001	2005	2,00

Source : Sonatrach 2012.

Pedro Duran Farrell

Le gazoduc est entré en service en 1996, d'une capacité de 11,6 Gm³ et d'une longueur de 521 km. Le gazoduc alimente aujourd'hui l'Espagne et le Portugal via le Maroc (cf. tableau 31).

Tableau 31 : Contrats d'exportation gazière via le gazoduc Pedro Duran Farrell

Clients	Date de démarrage	Volume (10 ⁹ m ³ /an)
Gaz Natural (Espagne)	1996	6,00
Transgas (Portugal)	1997	2,50
Gaz Natural (Espagne)	2005	3,00

Source : Sonatrach 2012.

MEDGAZ

Le gazoduc est entré en service en 2011, d'une capacité de 8 Gm³. Partant de Beni-Saf, près d'Arzew, la canalisation traverse la méditerranée sur une longueur de 210 km et à une profondeur maximale de 2160 m, pour aboutir près d'Almeria, sur la côte espagnole. Medgaz est déclaré « projet d'intérêt européen » et constitue un vecteur important en termes de sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Europe.

Le tableau 32 résume les principales caractéristiques de ces trois gazoducs.

Tableau 32 : Les gazoducs transcontinentaux

Gazoducs	Mise en service	Capacité (Gm ³)	Longueur (km)
Enrico Mattei	1982	33,15	1647
Pedro Duran Farell	1996	11,6	521
Medgaz	2011	8	210

Source : Sonatrach 2012.

2.4.2 Les gazoducs transcontinentaux en projet

Galsi

Le gazoduc Algérie-Italie via la Sardaigne devra s'étendre sur une distance totale de 860 km dont 560 km offshore. Il partira de Hassi R'mel pour rejoindre, via El Kala, la Sardaigne pour aboutir à Castiglione Délia Pescaia, une région située au Nord de Rome. Sa capacité initiale sera de 8 Gm³ par an. La profondeur maximale de pose est située à 2000 m. le gazoduc pourra desservir l'Italie, le Sud de la France et les pays européens au Nord des Alpes.

Le Trans-Saharan Gas Pipeline

Le Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP) est une canalisation destinée à acheminer le gaz naturel vers les marchés européens à partir de la région du « Delta du Niger », au Sud du Nigeria, via le Niger et l'Algérie, puis par une conduite sous-marine qui traversera la Méditerranée. Le gazoduc permettra aussi l'approvisionnement de la région Ouest de l'Afrique en gaz naturel. Cette conduite, d'une longueur de 4188 km, et d'une capacité de 20 à 30 milliards de m³ acheminera, via le Sahara, le gaz nigérian des champs d'Abuja jusqu'à Béni Saf, près d'Arzew.

2.4.3 Les méthaniers

Le GNL est destiné essentiellement aux marchés lointains ou inaccessibles par gazoduc. Les exportations de GNL commencent dès 1964, à Arzew à partir de la première usine de liquéfaction de gaz naturel au monde. Plus tard, Sonatrach signe une série de contrats de fourniture de GNL avec différents clients en Europe et aux États-Unis. Une nouvelle impulsion est ainsi donnée aux exportations de GNL.

Actuellement, l'Algérie dispose pour la commercialisation du GNL d'une flotte maritime gérée par une filiale spécialisée de Sonatrach, HYPROC SC (cf. tableau 33) et de quatre complexes de liquéfaction du gaz naturel, trois à Arzew et un à Skikda.

Tableau 33 : Les grands méthaniers et transporteurs de GNL

Nom	Capacité en m ³	Mise en service
ABANE Ramdane	126000	1981
DIDOUCHE Mourad	126000	1980
Larbi BEN MHIDI	129000	1977
CHIHANI Bachir	129000	1979
BEN BOULAIID Mostefa	125000	1976
Berge Arzew	138000	2004
Lalla Fatma N'SOUMER	145000	2004

Source : Sonatrach 2012.

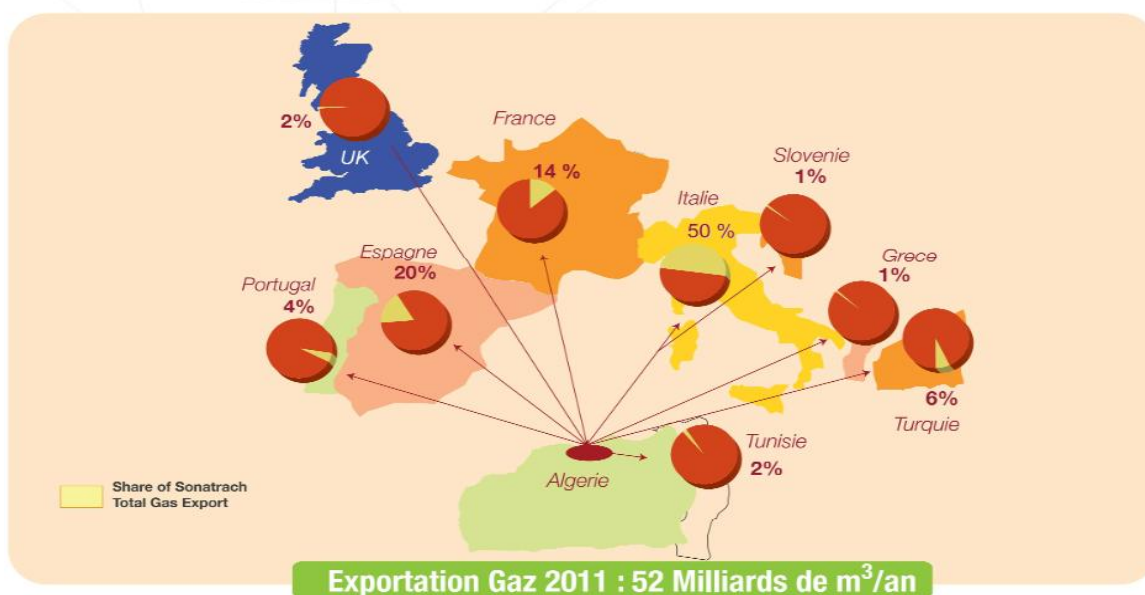
Les différents contrats d'exportation du GNL signés par la Sonatrach sont consignés dans le tableau 34.

Tableau 34 : Contrats d'exportation du GNL signés entre Sonatrach et ses partenaires

Clients	Date de signature	Volume (Gm ³ /an)
GDF (France)		10,2
Contrat 1	1964	
Contrat 2	1971	
Contrat 3	1976	
Contrat 4	1991	
Distrigaz (Belgique)	1975	4,50
Gaz Natural (Espagne)	1975	3,80
Botas (Turquie)	1988	4,00
Depa (Grèce)	1988	0,70
Kni/gp (Italie)	1997	1,80
Endcsa (Espagne)	2001	1
Cepsa (Espagne)	2002	0,85
Iberdola (Espagne)	2002	1
Statoil	2003	1

Source : Sonatrach , 2012.

Figure 20 : Les exportations de gaz en 2011



Source : Sonatrach , 2012.

En 2011, Sonatrach a exporté 52 Milliards de m³ de gaz naturel, dont 69% par voie gazoduc et 31% par voie maritime. Le marché méditerranéen représente 96% du total des exportations algériennes en gaz naturel (figure 20). Les différents pourcentages dans la figure 20 représentent la part de la Sonatrach dans les différents pays de l'UE où elle exporte.

3 Valorisation du gaz et partenariats

3.1 La mutation des marchés gaziers européens : opportunités pour le gaz algérien

Avec des réserves prouvées de 4500 Gm³ révélées par un domaine minier largement sous exploré, la Sonatrach doit adapter sa stratégie pour maintenir puis augmenter sa part de marché globale en Europe et dans le monde. Ainsi, l'analyse des démarches mises en œuvre par les différents pays consommateurs de gaz en Europe en vue de transposer la directive gaz dans leurs législations respectives montre une grande diversité de situations, et de manière générale, une grande prudence confortée par l'application du principe de subsidiarité.

L'Europe du Nord : un marché difficile

Le Nord de l'Europe concentre l'essentiel des réserves et de la production de gaz naturel de

l'Europe de l'Ouest : en Norvège, aux Pays-Bas et au Royaume-Uni.

La consommation gazière y est très importante, facilitée par un réseau dense de canalisations qui mettent le gaz naturel à la portée de tous les clients potentiels, tous secteurs d'utilisation confondus. Les pré-requis physique et économique à une libéralisation de type anglo-saxon étant réunis, on assiste à un développement du négoce du gaz naturel selon une logique proche de celle qui prévaut aux États-Unis.

L'apparition de marchés au comptant a engendré une volatilité des prix du gaz et donc un risque-prix pour les consommateurs. La veille stratégique algérienne sur ces marchés doit se fixer deux objectifs essentiels :

- Etudier la viabilité économique des fournitures de gaz algérien dans la zone à la lumière des nouvelles conditions induites par la libéralisation poussée des marchés.
- Analyser le positionnement stratégique des principaux pays fournisseurs de la zone pour tenter d'en déduire le rôle qu'ils pourraient jouer en Europe du Sud.

L'Europe du Sud : un marché naturel

Les pays d'Europe du Sud dépendent, en matière de consommation énergétique, pour l'essentiel d'approvisionnements extérieurs contractés sur le long terme avec une clause TOP. Si de petits contrats de fourniture à court terme voient le jour depuis une décennie, ils ne pourront pas constituer avant longtemps la règle en matière d'approvisionnement.

Qu'il s'agisse d'un acheteur unique ou de centrales d'achat, le fournisseur externe ne pourra contracter qu'avec des partenaires à même de lui garantir la rentabilisation de ses investissements à long terme. La Commission Européenne a pris du temps mais elle a fini par admettre ce principe économique élémentaire en revenant sur son rejet initial des contrats à long terme. Ceci revient à dire que pour les fournisseurs de l'Europe du Sud, la nature et la philosophie des transactions ne risquent pas d'être bouleversées par l'application de la directive gaz. De fait, elles réduisent les besoins de flexibilité saisonnière des livraisons, durement négociés dans le cadre de contrats de long terme traditionnels. Ces considérations ne concernent bien évidemment que les pays de la région présentant un taux de pénétration significatif du gaz naturel dans leur bilan énergétique. La Grèce et le Portugal, marchés

émergents selon les critères de la directive gaz, ne sont pas appelés à libéraliser leurs marchés dans l'immédiat.

L'Europe de l'Est : un marché potentiel

En Europe de l'Est, les pays éligibles à l'intégration au sein de l'UE dans un futur plus ou moins proche sont fortement dépendants des fournitures du géant russe Gazprom. La consommation gazière, bien qu'en nette diminution depuis la chute du bloc soviétique, y reste très élevée et de gros efforts sont consentis pour réduire l'intensité énergétique de tous les secteurs de consommation, notamment celle du secteur résidentiel.

La diversification des sources d'approvisionnement y demeure l'un des soucis majeurs bien que le fait de dépendre d'un seul fournisseur dispense ces pays d'appliquer dans l'urgence la directive gaz. Une démarche prudente de rattachement au réseau interconnecté ouest européen couplée à une ouverture progressive de ces marchés à des concurrents de Gazprom semble être la voie pragmatique choisie par les pays de la région.

Par ailleurs, la formule des contrats de long terme, assortis de la clause TOP, devrait continuer à dominer les transactions dans une zone où la structure des marchés gaziers est relativement similaire à celle des pays de l'Europe du Sud. Parfaitement conscients de cette réalité, les dirigeants de Gazprom ont conclu un partenariat stratégique avec l'allemand Wintershall pour continuer à placer son gaz dans la région via la joint-venture Wingaz. La clé de ce vaste marché serait donc l'Allemagne et bien des opportunités pourraient s'offrir au gaz algérien, aussi bien dans ce pays que dans sa zone d'influence retrouvée.

Deux créneaux sont porteurs d'espoir : l'abandon progressif programmé du recours à l'énergie électronucléaire en Allemagne et la diversification attendue des approvisionnements gaziers des ex-pays de l'Est et dont il semble que le levier principal soit l'Allemagne.

3.2 Le dilemme de la politique algérienne d'exportation de gaz

Membre de l'oligopole fournisseur de gaz, en même temps largement dépendante du marché européen qui représente son principal débouché, la politique algérienne de gaz est confrontée à un dilemme important, dont celui de satisfaire une demande nationale qui ne cesse de progresser (*cf.* figure 19) et accroître en même temps son volume d'exportation à 85 Gm³ en 2015 et 100 Gm³ en 2020.

Avant, le mécanisme d'affectation des réserves entre consommations internes et exportations se trouvait en théorie très simplifié : une fois l'horizon de couverture de la demande de marché intérieur fixé, du bilan des réserves découle le volume de gaz disponible à l'exportation. Il est vrai que le bilan des réserves retenues au début des années 1980 reposait sur des estimations très prudentes : n'ont été comptabilisées dans ce bilan que les réserves prouvées récupérables, sans aucune spéculation sur les réévaluations ou la découverte de réserves nouvelles.

Le redémarrage de l'exploration grâce aux contrats de partage de production signés dans la foulée de l'adoption de la loi sur les hydrocarbures de 1986 et des amendements de 1991 a réintroduit une dynamique nouvelle des réserves d'hydrocarbures en Algérie. Sonatrach et les sociétés étrangères ont permis une augmentation nette des réserves et une hausse de la production entre 1992 et 2001.

Par ailleurs, et comme nous l'avons déjà souligné, Sonatrach et la société Italienne Edison Gas ont ainsi conclu un accord de partenariat en 2005 qui prévoit en particulier l'étude d'un nouveau gazoduc (Galsi) reliant l'Algérie à l'Italie. La capacité initiale du futur gazoduc serait de 8 Gm³/ an.

L'Algérie envisage aussi d'exporter de l'électricité produite sur place à partir du gaz, à plus long terme. Une autre idée fait également son chemin actuellement, et consiste à créer des partenariats avec des sociétés internationales qui feraient tandem avec la Sonatrach non seulement pour l'exploitation et la production de gaz, mais aussi pour sa transformation et sa commercialisation sous forme de produits pétrochimiques.

3.3 Conséquences de la libéralisation pour l'Algérie

Pour les fournisseurs traditionnels du marché gazier européen, la libéralisation du marché est porteuse d'un certain nombre de conséquences importantes.

3.3.1 Modification de certaines clauses contractuelles

La libéralisation conduira à terme 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 de la société gazière. Les formules de prix devront prendre en compte plus rapidement les variations du prix du pétrole, ce qu'ils ne font actuellement qu'avec un délai de plus de six mois. Elles tiendront compte dans certains cas des prix des marchés électriques comme élément de valorisation d'une partie du gaz, ou du prix du

charbon comme substitut du gaz dans la production électrique. Elles pourront intégrer d'ici quelques années le prix des marchés spot sur le continent, marché qui n'évolue pas comme les prix du pétrole mais dans une logique de concurrence de court terme entre gaz quand ces marchés seront suffisamment liquides. La libéralisation conduira donc probablement à des modifications dans la formation des prix.

A court et moyen termes, les prix du gaz non contractualisés seront tirés vers le bas du fait des surcapacités de production, de l'overcontracting des années de pré-réforme, par la concurrence gaz-gaz sur le marché de court terme ce qui influencera la redéfinition des prix contractuels.

3.3.2 Modifications des volumes exportés

La libéralisation peut aussi déboucher sur une modification des volumes exportés : volumes de gaz déjà placés mais aussi opportunités de ventes supplémentaires, par accroissement de la flexibilité des clauses TOP.

On estime de manière générale, que la libéralisation accroîtra l'exposition au risque-prix et au risque volume des fournisseurs traditionnels de l'Union Européenne.

3.4 Les opportunités et contraintes offertes par la libéralisation

3.4.1 Les opportunités pour l'industrie gazière algérienne

La libéralisation est susceptible de faciliter la stratégie de conquête de nouvelles parts de marché pour Sonatrach en lui offrant de nouveaux débouchés, ceci pourrait se concrétiser à travers notamment :

- l'émergence de nouveaux acteurs à la faveur de la libéralisation, comme les électriciens et les gros consommateurs qui cherchent d'une part à sécuriser leurs approvisionnements et d'autre part à s'approvisionner directement auprès des fournisseurs sans passer par des intermédiaires ;
- la perte de parts de marché de certaines compagnies gazières telles que la Snam (Pays-Bas), Gaz Natural (Espagne), poussées par la législation dans certains pays européens qui fixent une limite de détention de part de marché.

Le nouveau paysage gazier permettra aussi à Sonatrach de développer des transactions de court terme (exemple hub de Zeebrugge). Ainsi Sonatrach serait susceptible de placer sur une base spot, comme sur une base contractuelle, des quantités non négligeables de gaz. En effet,

elle pourrait tirer profit de la création d'un marché spot en Europe, sous condition qu'elle puisse exporter. Toutefois, pour que cette stratégie puisse être mise en œuvre et s'avérer payante, diverses incertitudes devront être surmontées.

En particulier, à court terme cette stratégie ne peut s'appliquer que sur la partie de la demande non engagée par les contrats, qui devrait rester limitée pendant les prochaines années. Enfin, et c'est un élément essentiel, il importe de considérer qu'une telle stratégie de conquête de nouvelles parts de marché fragiliserait les contrats en tirant les prix spot à la baisse et en gênant les grands partenaires contractuels de Sonatrach.

3.4.2 Les contraintes pour l'industrie gazière algérienne

Sur le court terme mais surtout sur le plus long terme, les adaptations des clauses contractuelles (TOP, indexation des prix, destination finale) sont porteuses de contraintes pour l'industrie gazière algérienne dans la mesure où les contrats de long terme sont la base du financement des investissements de Sonatrach en matière de production et de transport.

A l'image des autres fournisseurs de l'UE comme la Russie, la clause TOP 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 et le renouvellement de ses capacités de production. En la matière, la modification des contrats de long terme induit un important degré d'incertitude et risque d'accroître les contraintes pesant sur sa politique d'investissement alors même que les nouveaux gisements à mettre en production exigeront des investissements considérables.

L'ouverture à des investisseurs internationaux pourrait partiellement résoudre ce problème. Ceux-ci se trouveront également confrontés à un accroissement du risque financier si les prix du gaz sur le marché européen sont bas et volatiles. La libéralisation du marché gazier européen est, en effet, susceptible d'induire et de maintenir de bas prix du gaz. Mais, il importe pour les fournisseurs de distinguer les enjeux de court terme de ceux de long terme. Sur le court terme, ce facteur n'est susceptible de jouer que sur la partie non dépendante des contrats indexés sur le prix du pétrole. Il aura bien entendu beaucoup plus d'importance sur le long terme. En particulier, la volatilité des prix qui pourrait résulter d'une libéralisation du marché gazier européen est une contrainte et un facteur d'incertitude important pour l'État algérien et son budget, compte tenu du poids des exportations gazières en matière de recettes

fiscales. Enfin, un des enjeux majeurs actuels pour la Sonatrach porte sur la question de la suppression de la clause de destination finale.

La libéralisation du marché gazier européen suppose la suppression de cette clause, en application du droit européen de la concurrence, dans la mesure où celle-ci est difficilement compatible avec l'établissement d'un marché caractérisé par des échanges et des arbitrages dans l'espace et dans le temps entre opérateurs. Si cette clause est supprimée, les sociétés pourraient utiliser le gaz acheté dans le cadre des contrats de long terme pour participer à la concurrence dans le négoce entre pays. La suppression de cette clause est largement combattue par la Sonatrach qui entend maintenir un certain contrôle sur ses débouchés, mais surtout limiter les possibilités d'extraction de la valeur par les acheteurs initiaux qui revendraient le gaz sur d'autres marchés où les prix seraient plus élevés.

Depuis 1998, les évolutions des prix du gaz étaient essentiellement liées à celles du pétrole. Toutefois, les variations cycliques des prix devraient rester encadrées par les prix des produits pétroliers, dans la mesure où toute augmentation trop forte entraînerait des substitutions vers ceux-ci et par les prix du charbon dans le cas inverse. La concurrence introduite pour les possibilités de substitutions énergétiques reste un facteur clé dans la formation du prix du gaz sur les marchés concurrentiels (notamment aux États-Unis, AIE, 2009). Il existe des liens étroits entre la demande saisonnière de gaz, les prix du gaz et des produits pétroliers et du charbon. Enfin, les évolutions de l'offre et de la demande gazières en Europe et les structures de coût de production et de transport selon les fournisseurs influenceront également sur les prix.

4 Le gaz algérien : stratégies et approches

Avec les gazoducs Enrico Mattei et Pedro Duran Farrell, Sonatrach dispose actuellement d'une capacité d'exportation d'environ 38 milliards de m³. Une augmentation substantielle de cette capacité pourra être réalisée avec l'extension de ces deux ouvrages. Le challenge que se donne Sonatrach est d'un niveau supérieur au regard des différentes actions menées tous azimuts pour augmenter les ventes de gaz : développement de champs, nouvelles infrastructures de transport, mise en place de partenariats, prises de participation dans l'aval, etc. Le potentiel gazier constamment révisé à la hausse, conjugué aux perspectives fort prometteuses de croissance de la demande en Europe conforte l'objectif de porter les exportations annuelles de gaz naturel à 100 Gm³ à l'horizon 2020.

Sur le plan stratégique, trois objectifs sont visés (Sonatrach, 2009).

4.1 Accroissement de la part du gaz algérien sur ses marchés traditionnels

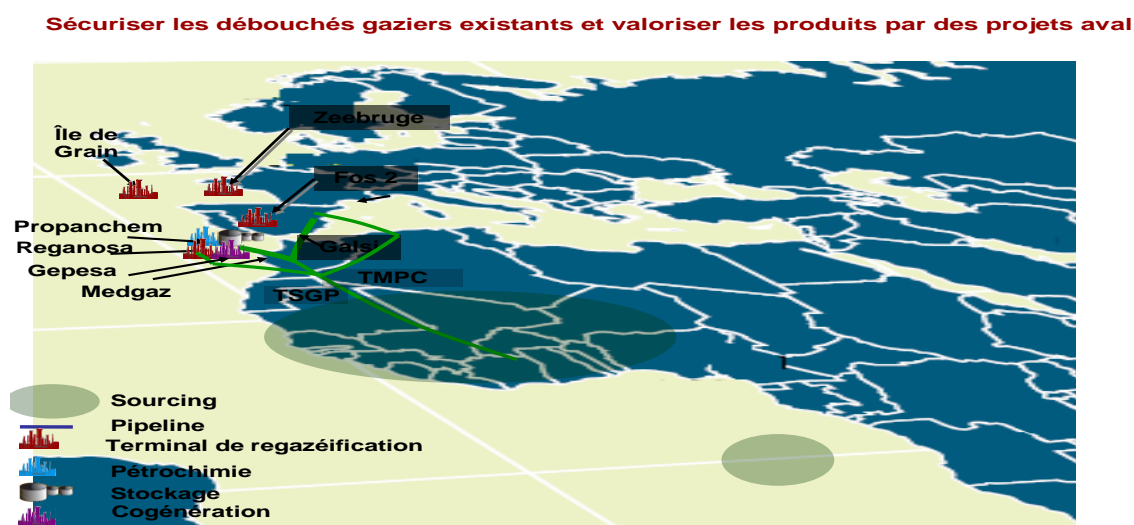
- Développer et exploiter 4 routes et un Hub africain (20 Gm³) acheminant d'autres ressources que celles d'Algérie (Nigeria...) pour contourner la limitation imposée par l'UE aux importations algériennes.
- Participation et réservation de capacités dans des terminaux de regazéification et stockage en Europe.
- Valoriser et adapter les matières premières à la demande du marché par des projets pétrochimiques, de raffinage ou électriques.

Cette augmentation qui répondrait aux besoins de forte croissance de cette région notamment pour la production d'électricité, serait effectuée, essentiellement par gazoducs, et ce pour plusieurs raisons :

- Une grande partie (15 Gm³/an) de ce développement serait effectuée au moindre coût, par l'addition de stations de compression sur les ouvrages existants, à l'Est le Transmed Enrico Mattei et à l'Ouest le gazoduc Europe Maghreb Duran Farell (GME).
- Le renforcement de la relation avec ses marchés par le biais de nouveaux liens physiques, outre qu'il contribuerait à une plus grande sécurité d'approvisionnement du consommateur européen, valoriserait mieux le gaz puisque le coût de revient serait moindre que dans le cas d'une chaîne de GNL.
- La réalisation de nouveaux gazoducs à l'Est et à l'Ouest, atteignant directement les marchés visés, assurera une plus grande diversification des moyens d'exportation.

La capacité d'exportation par gazoducs pourrait ainsi être portée à près de 60 Gm³ avant la fin 2020, soit une augmentation de 56%. Pour faire face à la libéralisation des marchés du gaz naturel en Europe et maintenir, voire développer, ses parts de marché, Sonatrach a opté pour la réalisation des projets aval comme le montre la figure 21.

Figure 21 : débouchés du gaz algérien



Source : Sonatrach, Business Plan International 2005-2015.

4.2 Stabilisation des marchés approvisionnés en GNL et diversification des débouchés

Dans l'optique de diversification de ses débouchés, Sonatrach a décidé la construction d'une usine de liquéfaction de 3 millions de tonnes/an d'ici 2015. De même, l'acquisition de méthaniers de grande capacité est prévue dans le cadre du projet de développement intégré du champ Gassi Touil.

Le marché nord américain, dont le potentiel de demande de GNL est très important, serait approvisionné à travers les usines de regazéification existantes et/ ou les nombreuses unités en projet actuellement.

4.3 Soutien de ce développement par la mise en place d'un partenariat commercial

Le développement envisagé s'accompagne de la volonté de mettre en place un partenariat commercial, attestant d'une ambition à moyen et long termes. Il aurait pour finalité de :

- S'assurer une partie de la rente disponible en aval.
- Favoriser les relations à long terme.
- Considérer une flexibilité réciproque dans les liens commerciaux.
- Minimiser dans une certaine mesure les effets conjoncturels et l'acuité des contraintes.
- Connaître les rouages et les conditions du marché.

Pour ce qui concerne le dialogue ou la concertation, plusieurs forums, conférences, rencontres officielles ou informelles, ont été initiés et organisés par le ministère de l'énergie et Sonatrach pour tenter de susciter l'intérêt des partenaires et d'explicitier l'approche de l'Algérie en matière de coopération dans le domaine de l'énergie.

Sonatrach s'est également engagée dans de nouveaux modèles de développement de projets complètement intégrés. A ce titre, le projet de Gassi Touil prévoit le développement des champs de cette région, des infrastructures de transport, la construction d'un nouveau train de liquéfaction d'une capacité de 4 à 5 Gm³/an ainsi que la commercialisation du gaz en Europe et en Amérique du Nord.

De plus, la Sonatrach est l'une des sociétés sélectionnées par le gouvernement péruvien pour la construction d'un réseau de transport (2000). Il s'agit d'un gazoduc et d'un oléoduc reliant le champ de Camisea dans le Sud-Est du Pérou à deux villes (Lima et Callao) sur la côte péruvienne.

Par ailleurs, et comme nous l'avons déjà souligné ci-avant, l'étude a été lancée pour la construction d'un gazoduc Nigeria-Algérie, c'est à dire Nigeria-Europe. Il est permis alors d'imaginer que l'Afrique se dotera d'un hub gazier, cette fois-ci dans le désert, à Hassi R'Mel et vers lequel conflueront le gaz nigérian, mais aussi tout le potentiel gazier du Sud-Ouest et du Nord de l'Afrique.

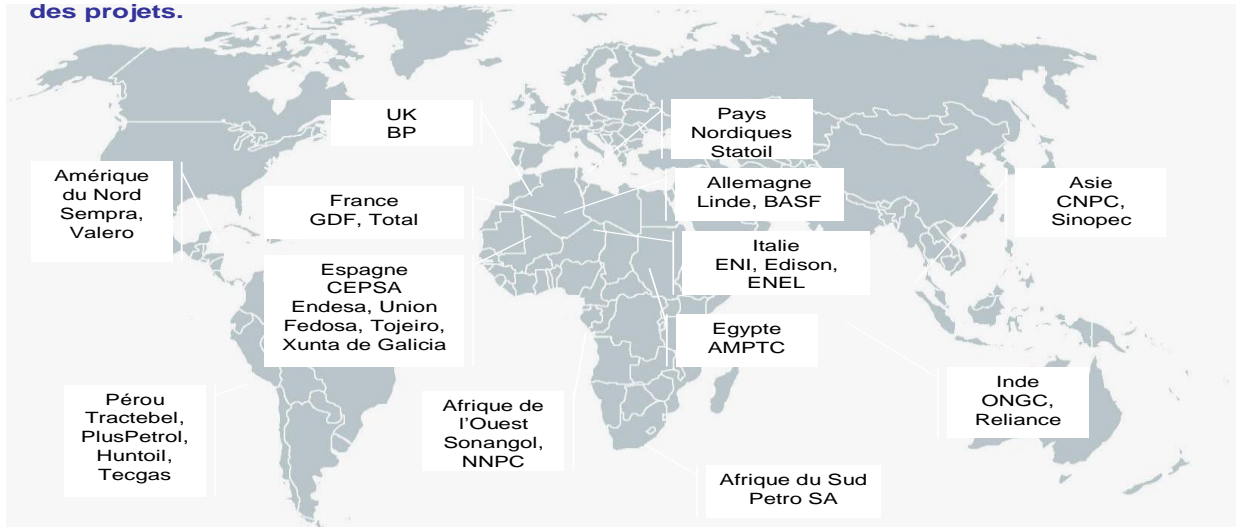
Cette internationalisation vers l'aval constitue un objectif clé de la stratégie de Sonatrach. Elle est motivée par un double objectif :

- Assurer des débouchés stables à une production sans cesse croissante.
- Capter une part de la rente présente dans de nouveaux segments d'activité.

Enfin, cette stratégie d'intégration passe avant tout par la recherche des partenariats croisés et d'une coopération renforcée avec les différents acteurs. Elle se traduit par le partage du risque entre ces derniers et offre une meilleure maîtrise de la valorisation du gaz, depuis la tête de puits jusqu'à l'utilisateur final. La figure 22 montre les différents partenariats établis par la Sonatrach.

Figure 22 : Partenariat entre Sonatrach et ses partenaires

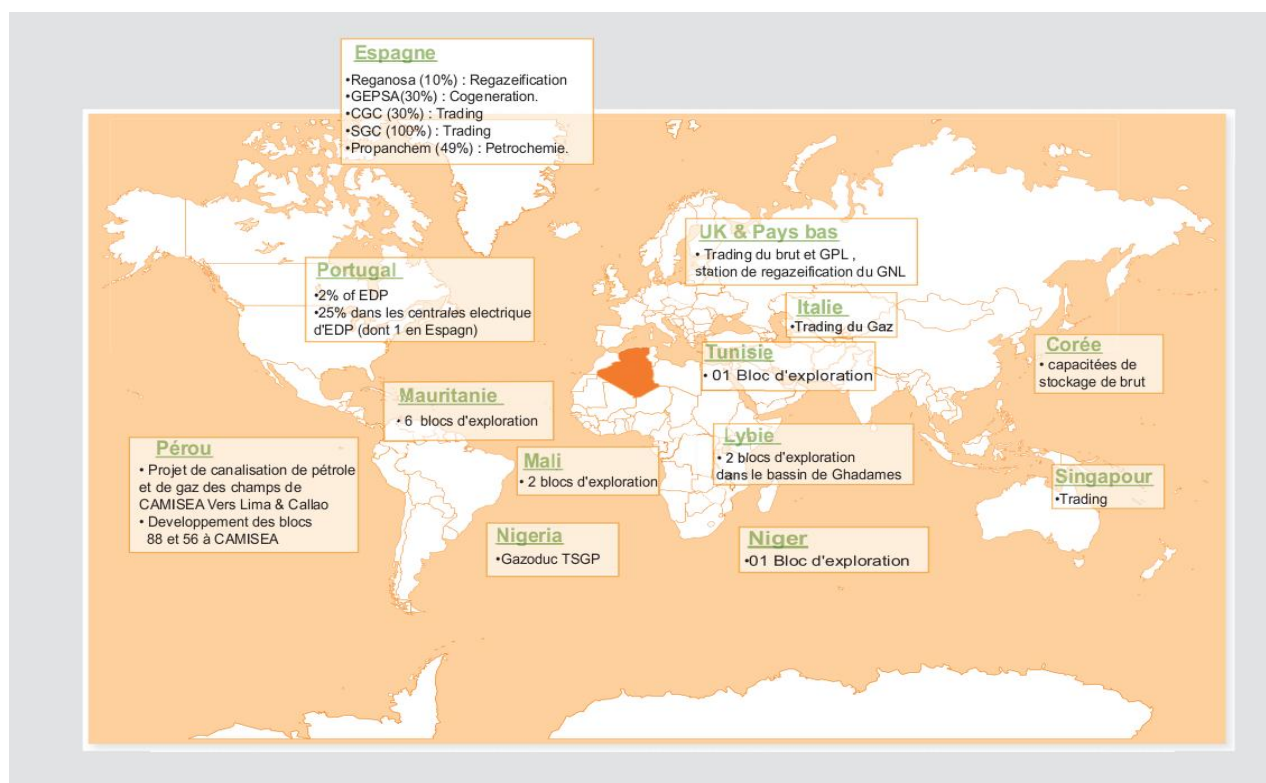
Les partenariats devront permettre de partager les risques, faciliter l'accès au marché ou favoriser l'acquisition de savoir-faire. Ils se noueront autour de prise de participations dans des projets.



Source : Abu Dhabi, UAE GASTECH 2009, 25-28 MAY 2009.

Ainsi, cette entreprise développe une politique de partenariat basée sur le renforcement et l'approfondissement de ses relations de coopération. Elle vise à multiplier les opportunités de création de richesse avec ses partenaires habituels comme elle œuvre aussi à élargir son portefeuille de projets à de nouveaux acteurs. Cette politique de partenariat connaît aujourd'hui des prolongements dans l'aval gazier et c'est ainsi que le déploiement international de Sonatrach se matérialise progressivement à travers des projets concrets. La majorité des projets à l'international sont fortement liés à l'activité commercialisation. L'objectif de ce déploiement à l'international est d'assurer des ventes additionnelles, de sécuriser les débouchés et enfin de capter des marges dans l'aval. Les mutations des marchés et l'accroissement des exportations placent Sonatrach dans une forte dynamique de développement à l'international. Sa présence est aujourd'hui remarquée en Europe, en Amérique Latine, en Afrique et au Moyen-Orient comme en témoigne la figure 23.

Figure 23 : Sonatrach dans le monde



Source : Sonatrach 2012.

4.4 Partenariat et grands projets gaziers

4.4.1 Gassi Touil, le projet « Projet intégré Gaz »

Sonatrach et le consortium espagnol Repsol YPF/Gas Natural ont signé le 1^{er} décembre 2004 le contrat portant « Réalisation du Projet Intégré de développement, exploitation, liquéfaction et commercialisation du gaz naturel provenant des gisements de Gassi Touil et Rhourde Nouss ». Le projet bénéficie de réserves récupérables de l'ordre de 219 Gm³ de gaz naturel, de qualités très variées. L'investissement global (hors shipping) devrait se situer entre 3 et 4 milliards de dollars US. Avec une période de 54 mois de développement, le contrat devrait s'étaler sur 30 ans et couvrira un périmètre contractuel initial avoisinant les 13100 km² sur les régions de Gassi Touil et Rhourde Nouss. Le projet est opérationnel depuis juillet 2013.

Le contrat prévoit la réalisation des travaux suivants :

- Exploration/appréciation sur le périmètre contractuel.
- Forage de 52 puits minimum de développement et reprise de 16 puits existants.

- Construction des installations de surface pour le traitement de 22 millions de m³ par jour de gaz brut.
- Construction d'une usine de liquéfaction de gaz naturel d'une capacité de 4 millions de tonnes par an.
- Le transport par pipe, en Algérie, des produits issus du périmètre contractuel ainsi que la séparation des GPL seront assurés par Sonatrach à 100%. Le GNL produit sera commercialisé conjointement par Sonatrach et le consortium sur le marché international, par le biais d'une société de commercialisation conjointe.

4.4.2 Le projet Camisea (Pérou)

Sonatrach fait partie du consortium retenu par le gouvernement péruvien pour la réalisation et l'exploitation d'un réseau de transport et de distribution d'hydrocarbures au Pérou. La concession prévoit la réalisation de deux canalisations entre le champ de gaz de Camisea, situé au Sud-Est du Pérou, et les villes de Lima et de Callao, sur la côte péruvienne.

- Un gazoduc d'une longueur de 700 km qui pourra transporter, dans une première étape, 6,5 millions de m³ /jour pour atteindre, par la suite, 13 millions de m³ /jour.
- Un oléoduc pour le transport des hydrocarbures liquides, doté d'une capacité de 7250 tonnes/jour.

Début 2003, Sonatrach conforte sa présence au Pérou par une prise de participation de 10% dans le « consortium amont », chargé du développement du champ de Camisea. Les réserves prouvées du champ s'élèvent à 8,24 TCF³¹ en gaz et 482 millions de barils de condensât. En août 2004, a commencé la production effective du champ et ont été inaugurés le centre de séparation liquides/gaz de Malvinas (jungle péruvienne), terminal d'arrivée de gaz de la ville de Lurin, situé à 45 km au Sud de Lima ainsi que l'unité de fractionnement des liquides de la ville de Pisco.

³¹ Trillion cubic feet.

4.5 Partenariat et extension à l'échelle internationale

4.5.1 Filiales opérationnelles ou existantes

TMPC : La Trans Méditerranéen Pipeline Company LTD

Créée en 1975, elle a pour objectif principal l'installation et l'exploitation d'un gazoduc trans-méditerranéen, reliant Cap Bon (Tunisie) à Mazzara Del Vallo, Sicile (Italie).

Sonatrach Petroleum Company (SPC)

Filiale à 100% de Sonatrach et basée à Londres, SPC est spécialisée dans le trading des liquides (GPL, Naphta, Brut). Elle participe activement à l'affrètement et à la gestion des navires transporteurs de GPL.

In Salah Gas Service

In Salah Gas Service est une filiale commune entre Sonatrach et BP. Créée en mars 1997, elle est enregistrée à Jersey. ISGS a pour mission la commercialisation conjointe du gaz produit en association issu des champs d'In Salah. L'objectif de production annuelle prévoit un volume de 9 milliards de m³ à commercialiser en Europe du Sud.

Sonatrading

Filiale à 100% de Sonatrach, Sonatrading a été mise en place dans le cadre des contrats de vente de GNL au marché américain.

La société Propanehem S.A. Tarragone (Espagne)

Sonatrach et le groupe allemand BASF, un des leaders mondiaux de la chimie, ont signé, fin 1999, un contrat d'association portant sur :

- La prise de participation par Sonatrach, à hauteur de 49%, dans l'unité de production de propylène à intégrer au site pétrochimique BASF de Tarragone en Espagne.
- La vente à long terme (12 années renouvelables), par Sonatrach à BASF, de 420 000 tonnes/an de propane.
- Le transport de propane, depuis Béthouia jusqu'à Tarragone, par les unités de la flotte Sonatrach.

MED LNG and GAS, société commune Sonatrach/GDF

Sonatrach et Gaz de France, au terme de l'accord de coopération signé en juin 2000, ont créé une société commune à parts égales le 31 mai 2001 dénommée MED LNG and GAS. Elle est chargée de la commercialisation conjointe de GNL sur les marchés européen et nord américain.

MED LPG Shipping and Trading - (marché de Suez)

MEDLPG Shipping and Trading est une société commune entre la filiale Sonatrach SPTC (Sonatrach Petroleum Transportation Company) et AMPTC (Arab Maritime Petroleum Transport Company). L'accord de partenariat a été signé en octobre 2003. MEDLPG Shipping and Trading a pour mission essentielle le stockage flottant en mer de Suez, la gestion des opérations de Shipping entre le stockage flottant et le marché de Suez et enfin la commercialisation de butane à la société EGPC, au port de Suez.

4.5.2 Le partenariat dans le transport du GNL

En juillet 2002, Sonatrach et sa filiale de transport maritime, Hyproc ont créé, avec les sociétés japonaises Itochu et Mol, une joint-venture, dénommée ANGTC (Algeria Nippon Gas Transport Corporation). Détenue à parts égales, la joint-venture a acquis un méthanier de 145 000 m³ le « Lalla Fathma N'Soumer ». Le nouveau navire a effectué sa première livraison de GNL en décembre 2004, à Lake Charles, aux USA. Un accord similaire, signé avec l'armateur norvégien Bergensen, a permis l'acquisition d'un autre méthanier de 138 000 m³, le « Berge Arzew », détenu par SBAC (filiale de Sonatrach) et BAPAS (filiale de Bergensen). Ces nouveaux navires seront affrétés par Sonatrach durant une période de 20 ans.

4.5.3 Les terminaux de regazéification

Reganosa : Sonatrach s'est associée avec deux grandes entreprises espagnoles de production d'électricité qui sont Endesa et Union Fenosa pour la construction d'un terminal de regazéification de GNL à Mugarodos (Ferrol) en Galice, Nord-Ouest de l'Espagne, d'une capacité de 2,5 milliards m³/an. Le terminal a été mis en service en mai 2007 et la part de Sonatrach dans ce projet est de 10%.



Isle of grain : Sonatrach a signé un accord avec Grain LNG pour la fourniture à parts égales de près de 5 milliards m³ de gaz.



Montoir de Bretagne : Sonatrach et Gaz de France ont signé un contrat pour une réservation dans le terminal de regazéification de GNL à Montoir de Bretagne. En 2010, Sonatrach a fourni, par l'intermédiaire du Montoir de Bretagne, environ 1 milliard de m³ de gaz au marché français.

Conclusion

Depuis 1986, année du déclin des recettes pétrolières, l'Algérie est entrée dans une crise qui a amené le programme d'ajustement structurel et le rééchelonnement de la dette extérieure. La compagnie nationale des hydrocarbures doit s'adapter à la nouvelle donne qui s'annonce pour le troisième millénaire et qui voit le gaz devenir un enjeu mondial.

Les deux grands changements qui ont eu un impact sur le redéploiement actuel de Sonatrach sont, sans conteste, le changement du cadre juridique en Europe avec la libéralisation du marché qui était régi par les contrats à long terme avec des clauses de type TOP et l'expansion de la demande de gaz dans le monde avec la convergence gaz-électricité avec comme principale tendance une forte demande sur le GNL du fait de l'éloignement des gisements des marchés. Pour contourner les difficultés du schéma classique de la chaîne gazière marquée durant longtemps par les contrats à long terme, Sonatrach a dû commencer à s'adapter sur le plan commercial.

L'attribution du projet géant intégré de Gassi Touil (opérationnel depuis juillet 2013) marque le début de la concrétisation de la nouvelle stratégie gazière de la Sonatrach. Cette stratégie à moyen terme consiste à porter les capacités d'exportation à 85 Gm³ d'ici 2015.

La flexibilité du GNL et les actions de partenariat lui ont permis de se placer sur certains marchés comme le marché Nord-Américain avec des ventes spot en partenariat avec Gaz de France (plus de 1,3 Gm³ en 2003), ensuite avec Statoil avec la signature d'un accord de vente de GNL sur une base ex-ship à destination du terminal de Cove Point dans le Maryland, à raison de 1 Gm³/an sur 3 ans, ou le marché espagnol avec une prise de participation de 10% sur Reganosa, la société chargée de réaliser et d'exploiter un terminal de stockage de GNL et de regazéification (capacité prévue de 5 Bcm) à Mugaros et d'un système de transport de gaz en Galicie en Espagne.

Le développement de la concurrence sur les marchés de la fourniture risque malgré tout d'induire des évolutions en matière de contrats d'approvisionnement, ainsi que la multiplication du nombre d'acheteurs potentiels. Le besoin de flexibilité des différents acteurs de l'aval gazier et la possibilité pour les producteurs d'intervenir directement auprès des utilisateurs finals (c'est le cas notamment de la Sonatrach qui est entrée en partenariat avec BP sur le terminal de Isle of Grain dans la banlieue de Londres pour placer 5 Gm³/par an

depuis 2005 à cause du déclin des réserves de la Mer du Nord) devraient se traduire par des changements sensibles dans les caractéristiques des contrats : réduction de la durée, relâchement de la logique Net Back et allègement des contraintes TOP.

Ce déplacement de l'activité de Sonatrach vers le client final (end user) est l'une des principales caractéristiques de la stratégie qu'elle a décidé d'appliquer pour maintenir et sécuriser ses parts du marché et les renforcer. Le projet géant intégré de Gassi Touil se situe dans cette optique.

Au final, porté par l'accroissement de la demande attendu en Europe (pour la production électrique principalement), les contrats de long terme demeureront majoritaires dans les approvisionnements européens notamment en raison de leur rôle dans la sécurité d'approvisionnement. Plus flexibles, ils pourraient contribuer au développement des marchés spot grâce aux volumes placés soit par des producteurs soit par des acheteurs excédentaires.

En définitive, ces derniers apparaissent plus comme des compléments que de véritables substituts aux contrats de long terme. Cette complémentarité semble vérifiée en Amérique du Nord où, bien que les marchés spot fonctionnent pleinement, les contrats de long terme, qui ont sensiblement évolué, subsistent.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Les marchés du gaz naturel de l'UE, traditionnellement monopolistiques, sont entrés dans une phase de mutation structurelle sans précédent. A l'image du mouvement observé dans les pays anglo-saxons, les instances européennes ont initié un processus de libéralisation dans le cadre de la politique de concurrence communautaire, dont le but est la création d'un marché unique à l'échelle continentale. L'objectif affiché est d'améliorer l'efficacité du marché, grâce à l'élimination des inefficacités de gestion des opérateurs historiques, conduisant à des baisses de prix pour le consommateur final. Toutefois, la prééminence des monopoles s'explique par les contraintes techniques qui pèsent sur le transport et la distribution du gaz. La libéralisation s'annonce de ce fait complexe et ce d'autant plus que les opérateurs historiques, qui maîtrisent la ressource rare incontournable que constitue le réseau, connaissent bien le marché, disposent d'une bonne notoriété et restent habilités à intervenir sur l'ensemble des maillons de la chaîne.

Malgré la multiplication des échanges entre les marchés nationaux et une intégration verticale moindre par rapport au secteur électrique, la construction d'un marché gazier européen unique, intégré et basé sur une plus grande fluidité des échanges grâce à des places de marché actives, n'est pas encore achevée. La mission des pouvoirs publics consiste à conduire l'adaptation du secteur gazier européen au nouveau contexte, en maintenant la confiance tant vis-à-vis des producteurs que des consommateurs. De manière plus générale, les gouvernements font face à une tâche multiple qui consiste à accroître la concurrence et la compétitivité du secteur gazier tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement et les missions de service public et en respectant les dispositions relatives à la protection de l'environnement. Il convient donc de concilier concurrence et maintien des équilibres offre-demande à long terme, et de bâtir des formes d'organisations adaptées, pour que l'offre potentielle de gaz naturel, de plus en plus lointaine, se développe suffisamment pour satisfaire la forte croissance attendue de la demande.

Pour que la collectivité bénéficie à la fois des avantages d'une gestion centralisée des infrastructures et de la concurrence, la logique de déréglementation repose sur la séparation des activités gazières. La concurrence s'introduit en effet dans la vente de combustible et de services finaux aux utilisateurs, maillons jugés potentiellement contestables, c'est-à-dire, où les barrières à la mobilité sont les plus basses. Les monopoles sont maintenus sur la gestion des canalisations. La concurrence sur le négoce et sur les services aux utilisateurs est permise

par l'instauration d'un accès des tiers au réseau, en vertu duquel le transporteur est obligé de prendre en charge le gaz des opérateurs concurrents, compte tenu de ses disponibilités. Pour éviter que l'opérateur historique n'abuse du pouvoir de marché que lui confère sa position centrale, l'ATR est soumis à une réglementation visant à garantir l'équité de l'accès aux infrastructures. Celle-ci soumet les firmes à un découplage de leurs différentes activités afin de réduire les asymétries d'information et impose une certaine transparence dans la tarification.

L'introduction de la concurrence définie par les différentes directives est progressive. Elle passe par la désignation de consommateurs éligibles habilités à choisir leur fournisseur en fonction du niveau de leur demande, les seuils devant être abaissés progressivement. Face à l'hétérogénéité de la scène gazière européenne, la première directive ne reflétait qu'un compromis fixant des règles communes pour tous les pays, comme les taux d'ouverture et les principes d'accès au réseau. Ainsi, l'accès peut être soit réglementé (les tarifs sont les mêmes pour tous les utilisateurs et sont publiés), soit négocié (les prix sont établis par contrat entre le transporteur et les tiers, sous contrôle du régulateur). En revanche, le texte adopté par les quinze laisse aux États une certaine liberté, afin qu'ils puissent adapter la libéralisation aux spécificités de leur marché.

Cependant, il apparaît une grande disparité dans les modalités de mise en œuvre de la directive 98/30/CE, ce qui n'est pas particulièrement favorable à l'émergence d'un marché intérieur unique. La recherche d'un cadre réglementaire et de fonctionnement plus homogène et en premier lieu la mise en place d'autorités indépendantes de régulation, dotées de pouvoirs réels sur l'ensemble des conditions d'accès aux réseaux et aux instruments de souplesse, constitue donc un objectif essentiel pour l'ensemble des parties prenantes. La directive 2003/55/CE a, par ailleurs, fixé un cadre commun plus précis sur certaines questions essentielles, telles que les pouvoirs du régulateur gazier, l'obligation d'ATR régulé et la séparation juridique du transport.

Il apparaît clairement que l'entrée sur le maillon de commercialisation devrait être massive et l'intégration verticale en être le premier facteur, les producteurs ayant en effet une tentation forte à commercialiser directement leur gaz en formant des filiales. Dans une optique d'intégration horizontale, électriciens et gaziers seraient également intéressés par une distribution multi-énergies. Autant d'acteurs qui entreraient sur le marché de la commercialisation gazière et exerceraient ainsi une concurrence plus forte. Il est toutefois

hautement improbable qu'une multiplicité d'acteurs se maintienne à terme. On devrait donc probablement assister à une concentration progressive dans un second temps, de manière classique à travers des restructurations (partenariats, fusions-acquisitions, etc.). Les économies d'échelles d'une telle activité de réseau sont en effet telles que les acteurs trouveront un intérêt fort à la création d'alliances sous une forme ou une autre. L'état de la concurrence qui en résultera serait alors fonction du degré de concentration de l'industrie et éventuellement des mesures réglementaires qui seraient prises.

D'un point de vue pratique, le prix du gaz sur le marché européen restera encore pour un certain temps directement lié au prix du pétrole brut, compte tenu de l'importance actuelle des contrats de long terme traditionnels, indexés sur le cours des produits pétroliers. Pourtant, à mesure de l'importance croissante des lieux de cotation à l'image du NBP anglais ou de Zeebrugge en Belgique, il y a de bonnes raisons de penser qu'un prix spécifique du gaz émergera et deviendra le prix directeur des contrats de long terme. Des formules d'indexation sophistiquées pourraient compléter, voire remplacer, les indexations actuelles sur le pétrole. Des indexations sur l'électricité seront également de plus en plus courantes en raison de l'importance de ce secteur dans la demande gazière européenne et mondiale. La moindre importance des contrats traditionnels ne signifiera néanmoins pas le règne absolu du court terme. En effet, des contrats de long terme peuvent exister même sur des marchés dérégulés, en particulier pour la réservation des capacités de transport. Ce ne sera également pas la fin de l'influence des cours du brut, les interactions entre énergies permettront de réguler des écarts temporaires excessifs.

La vraie question est peut-être la suivante : à quand un prix mondial du gaz naturel, directeur sur le marché de l'énergie ?

Il est possible de se poser légitimement cette double question compte tenu des développements futurs du marché du GNL et du déclin possible de la production pétrolière au cours des 10 à 30 ans à venir.

Plus de flexibilité, de souplesse et une diversification plus importante des sources et des routes d'approvisionnements sont les évolutions majeures recherchées par une industrie gazière qui se mondialise progressivement. Malgré les nombreux obstacles que les opérateurs devront surmonter, en particulier pour mettre sur le marché, au moment adéquat, les volumes nécessaires pour répondre à la demande, le GNL reste l'option de choix pour assurer un

développement harmonieux de l'expansion gazière.

Il en découle que le prix actuel du gaz, indexé sur le prix du pétrole, ne traduit pas sa valeur réelle. Et à moyen terme, le développement d'une concurrence gaz-gaz de court terme autour des hubs gaziers pourrait conduire à une baisse significative des prix. Cette baisse des prix, qui marquerait une certaine indépendance vis-à-vis du prix du pétrole, résultera des disponibilités qui alimenteront le marché spot. Ces dernières proviendront d'une part des productions domestiques nouvelles, situées essentiellement en Norvège, qui devraient progressivement atteindre 30Gm³/an à l'horizon 2015. A ces quantités, viendront s'ajouter d'autre part les disponibilités en gaz liquéfiés en excédent des flux commerciaux dédiés à long terme, qui pourraient atteindre 15 Gm³/an en 2015. Soit au total, 10% des besoins européens qui peuvent être alimentés par des ressources plus fluides et qui constitueraient une indexation crédible pour la plupart des transactions.

La libéralisation des marchés de l'énergie en Europe se traduit par la remise en cause non seulement de l'organisation monopolistique des marchés nationaux, mais également des contrats de long terme sur lesquels étaient fondées les relations entre producteurs et importateurs. Cette remise en cause devrait se traduire à terme par une modification de certaines clauses contractuelles des contrats existants. Cela concernerait d'abord l'indexation des prix et les multiples aspects des formules des prix qui organisent les ventes de la société gazière. Ainsi, les formules de prix pourront intégrer, d'ici quelques années, le prix des marchés spot sur le continent. Ensuite, la suppression de la clause de destination finale pour les contrats existants et futurs est quasiment certaine. Enfin, plus d'accroissement de la flexibilité des clauses TOP devrait s'opérer.

La problématique de la concurrence dans le secteur du gaz en Europe peut être schématisée de la manière suivante.

1 / Il n'existe pas de forces concurrentielles spontanées que le seul décloisonnement des marchés pourrait libérer. C'est d'ailleurs bien ce que l'on constate dans les pays d'Europe continentale ayant transposé la directive de 1998 avant l'échéance d'août 2000 (Allemagne et Espagne, en particulier). Bien qu'aucune statistique ne soit disponible sur le taux de mutation du marché éligible (part de ce marché éligible ayant changé de fournisseurs), il est généralement admis que l'ouverture a produit peu d'effets concrets dans l'industrie.

2/ Le prix du transport doit assurer la couverture des charges du réseau : charges d'exploitation, avec une incitation convenable aux gains de productivité, et charges de capital déterminées selon des règles acceptées par les régulateurs.

3/ La politique de prix net back constitue un obstacle structurel à l'établissement d'une concurrence au premier degré, c'est à dire entre les opérateurs historiques, à partir de leurs ressources acquises dans le cadre des contrats de long terme et en utilisant les capacités de transport acheminant ces ressources vers leurs propres marchés. La Commission européenne a pris la mesure de cet obstacle et la DG Concurrence a ouvert une enquête sur la légitimité des clauses de territorialité ou de non- concurrence.

La restructuration de la scène gazière se poursuit au rythme de l'ouverture des marchés à la concurrence. Ainsi, les opérations de fusions et d'acquisitions se sont récemment accélérées sur le marché européen, et cette tendance devrait se poursuivre grâce aux prix élevés de l'énergie et les initiatives des gaziers et électriciens pour compenser leur perte de clients sur leurs marchés traditionnels.

Cette période à venir, de consolidation et d'internationalisation, pourrait de nouveau conduire à une vague de concentration de l'industrie énergétique, avec l'émergence d'acteurs multi-énergies de taille européenne, voire mondiale, fruits d'alliances et de fusions successives. En effet, le trait dominant du panorama énergétique européen se caractérise par des rapprochements et des alliances, pouvant aller jusqu'à la fusion, entre compagnies énergétiques. On constate ainsi une consolidation du secteur européen de l'énergie autour de pôles comme EDF, l'allemand E.ON ou l'italien Enel. Le temps des entreprises au statut public se limitant à la satisfaction des besoins de leur marché domestique est, de ce point de vue, révolu. En effet, la libéralisation des marchés de l'énergie a conduit les anciens monopoles à élargir leur champ d'intervention pour compenser les pertes de marché, qu'ils subissent sur leur propre marché historique. Ainsi, dans un contexte de développement international et de diversification des grandes compagnies gazières, les stratégies d'achat et de fusion se multiplient.

Le potentiel actuel du gaz à l'échelle mondiale offre à cette ressource une durée de vie d'environ 65 ans au niveau de consommation actuelle, cela est dû principalement aux nouvelles découvertes et aux réévaluations faites dans beaucoup de régions. Cette énergie propre, qui a pénétré presque tous les secteurs, reste mieux adaptée aux usages résidentiels mais aussi à la production de l'électricité. Si la production gazière est amenée à se développer

grâce au progrès technologique, la demande mondiale évolutive en cette matière pourrait être satisfaite grâce aux mises en production de nouvelles découvertes, aux développements de gisements anciens non exploités, voire aux ressources non conventionnelles. La part du GNL dans les échanges internationaux est appelée à croître plus que celle des gazoducs, cette forme de gaz naturel devrait jouer, à l'avenir, un rôle primordial dans l'équilibre gazier.

Sur le marché gazier européen, les objectifs affichés dans les différentes directives gaz, en matière de concurrence, ne sont pas atteints alors que la situation s'est compliquée ces dernières années en raison de la dépendance croissante vis-à-vis les importations. A l'horizon 2030, on affiche trois situations possibles pour l'évolution de la demande gazière européenne : une croissance forte c'est le cas d'une politique de sécurité d'approvisionnements basée sur les énergies fossiles la demande gazière de l'UE-27 pourrait atteindre 873,6 Gm³; une croissance moyenne (scénario de référence) : le gaz naturel deviendrait une énergie dominante à côté des énergies renouvelables afin d'atteindre un double objectif, assurer les approvisionnements énergétiques et protéger l'environnement, dans ce cas la demande gazière atteindrait 660,80 Gm³; et enfin une croissance écologique dont les énergies dominantes seront les renouvelables avec beaucoup d'efficacité énergétique, la propreté du gaz naturel lui permettra de préserver une part de marché où la demande pourrait être de 533,12 Gm³.

A l'horizon 2030, la production gazière en Europe affiche une baisse nette mais diffère sensiblement selon les trois scénarii envisagés. Dans le premier, on constate une forte baisse, la production sera de l'ordre de 51,925 Gm³. Dans le deuxième scénario, le plus probable, la production gazière baisserait de 40% sur la période 2010-2030 pour être de 96,1 Gm³ à l'échéance. Dans le troisième scénario, on assiste à une faible baisse de l'ordre de 20%, soit une production de 125,55 Gm³ en 2030. La dépendance gazière de l'Europe peut être comprise entre 76% à 94%.

En Algérie, les différentes évolutions institutionnelles adoptées depuis l'indépendance avaient pour but une meilleure valorisation des ressources en hydrocarbures. Les grands efforts d'exploration engagés depuis les années 1970 ont amené les réserves gazières à 4550 Gm³ en 2012. A l'échelle locale, la valorisation du gaz s'est traduite par la priorité de satisfaction de la consommation interne. Cette dernière a beaucoup augmenté ces dernières années et devrait continuer à croître à des taux relativement élevés à l'avenir. Les pouvoirs publics algériens affichent une forte volonté pour accroître les ventes de gaz à l'Europe. Dans ce cadre,

l'Algérie, représentée par Sonatrach, a opté pour le renforcement des infrastructures de transport de gaz vers l'Europe en partenariat avec des compagnies étrangères.

A l'horizon 2030, on peut s'attendre à trois scénarii d'évolution des exportations gazières algériennes en Europe. Dans le premier scénario, le volume des exportations gazières algériennes pourrait atteindre 97,56 Gm³, dans le cas où la demande gazière européenne atteindra un haut niveau avec une maîtrise de la consommation gazière en Algérie. Le deuxième scénario présente une forte croissance de la consommation gazière locale avec une évolution de 60,69%, cela engendrerait un volume des exportations gazières de 76,59 Gm³. Dans le troisième scénario, les exportations algériennes en Europe devraient être de l'ordre de 37,91 Gm³.

L'ouverture des marchés gaziers s'opérant en Europe impose donc une bonne démarche stratégique de la part de Sonatrach, surtout que le développement de la scène gazière mondiale à moyen terme montre que la Sonatrach devrait alimenter, en GNL, de plus en plus les marchés britannique et américain. Cette démarche passe impérativement par la recherche de plus d'alliances et de partenariats en aval de la chaîne. L'intégration vers l'aval apparaît ainsi comme une réponse compatible avec la logique de marché qui se met en place. Elle est nécessaire et indispensable car elle permet de capter une part de la rente sur d'autres segments, de garantir des débouchés stables et de reporter une partie du risque amont sur le consommateur.

Cela implique pour Sonatrach l'apprentissage de nouveaux métiers, à savoir :

- 1/ La prise de participation dans les joint-ventures de commercialisation du gaz naturel.
- 2/ L'intégration de la génération électrique dans son portefeuille d'activités.
- 3/ Le renforcement de sa présence au niveau des points d'entrée du gaz en Europe, en étant partie prenante dans les nouveaux projets de terminaux de réception.
- 4/ L'internationalisation de ses activités : elle devrait disposer en portefeuille d'un volume substantiel d'activités internationales sur tous les segments de la chaîne.

Sonatrach a déjà consenti des investissements considérables en aval de la chaîne gazière, notamment les prises de participation dans une unité de regazéification en Espagne, dans des

unités de production d'électricité en Espagne, et des joint-ventures de commercialisation avec GDF, Cepsa et BP. De notre point de vue, ces engagements doivent être soutenus par des investissements intensifiés répartis dans ces secteurs et envisager de nouveaux domaines d'activités notamment les alliances avec les sociétés de distribution détenant une grande part de marché et offrant des débouchés multiples à ses futures exportations, mais ceci demeure avant tout fonction des opportunités du marché qui s'offriront à elle.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

Abbas Y., Bentarzi W., (2005) : *Étude des Prix Spot du Gaz naturel*, Mémoire d'ingénieur d'état en recherche opérationnelle, Université des sciences et de la technologie Houari Boumediene (U.S.T.H.B), 156 p.

Ainas Y., Ouarem N., Souam S., (2012) : Les hydrocarbures : Atout ou frein pour le développement de l'Algérie ? *Revue Tiers Monde*, N°210, pp.69-88.

Babusiaux D., (2005) : *L'énergie de Demain- Techniques, Environnement, Economie- Groupe Energie de la Société Française de Physique*, Édition EDP Science, France, 636 p.

Benamirouche H., (2010) : *Les exportations gazières Algériennes en Europe, Essai d'analyse prospective*, Thèse de magistère, École Nationale Supérieure de la Statistique et de l'Économie Appliquée, Alger, 167 p.

Benamirouche H., Belkacem Nacer A., (2012): Évolution des exportations gazières algériennes vers l'Europe à l'horizon 2030, document du travail, *mimeo CREAD*.

Benzoni L. (1985) : *Éléments pour une théorie des prix des ressources épuisables, contribution à l'analyse du marché du gaz naturel*. Thèse de Doctorat en sciences économiques, Université Paris 13, 601 p.

Biggar D., (2002) : Le secteur du gaz naturel, *Revue sur le droit et la politique de la concurrence*, 2Vol. 4, pp.168-186.

Centre d'analyse stratégique, (2010) : La sécurité gazière de l'Europe : de la dépendance à l'interdépendance, Rapport N°26, *la documentation française*.

Chabrelie M.F., (2006) : L'industrie gazière à l'horizon 2020, *Revue de l'IFP*. Panorama 2006, Paris.

Chabrelie M.F., (2006) : Le GNL : Une commodité en devenir, *Revue de l'IFP*. Panorama 2006, Paris.

Charléty P., Souam S., (2013) : Fusions et acquisitions, *Encyclopédie Universalis*.

Chaton C., Gasmi F., Guillerminet M.L., Oviedo J.D., (2008) : Un instrument de court terme pour stimuler la concurrence : le gas release, *Revue économique*, vol.59, N°3, pp. 475-486.

Chevalier J.M., (1973) : *Le nouvel enjeu pétrolier*, Édition Calman-Lévy, Paris, 305 p.

Chevalier J.M., Rapin D., (2004) : Les Réformes des industries électriques et gazières en Europe, Note de Benchmarking International, *Institut de l'Entreprise*, Paris, 92 p.

Chevalier J.M, Derdevet M, Geoffron P., (2012) : *L'avenir énergétique: cartes sur table*, éditions Gallimard, 210 p.

Commissariat Général au Développement Durable, (2009) : *Le point sur l'approvisionnement en gaz naturel*, N°26.

Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz., (2009) : Rapport sur le programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz 2009-2018, CREG : Alger.

Commission des Communautés Européennes., (2008) : Directive 2004/67/CE du conseil du 26 avril 2004 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel, Bruxelles, 14 p.

Crocker K.J., MASTEN S.E., (1988): Mitigating Contractual Hazards: Unilateral Options and Contract Length, *Journal of Economics* (19), pp.327-343.

Crocker K.J., Masten SE., (1991): Pretia Ex Machina? Prices and Process in Long Term Contracts, *Journal of Law and Economics* (34), pp.69-99.

Dasseleer P.H., (2009) : *Gazprom. L'idéalisme européen à l'épreuve du réalisme russe*, L'Harmattan, Paris, 156 p.

Dauger J.M., (2001) : La sécurité d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel, *Economies et Sociétés*, série *Économie de l'énergie*, N°8, pp.23-33.

David L., (2000) : *La restructuration des industries gazières américaine et britannique : la réglementation de la charge d'accès aux réseaux de gazoducs*, Thèse de Doctorat en sciences économiques, Université de Montpellier 1, CREDEN, p 337.

- Dées S., Karadeloglou., Kaufmann R., Sanchez M., (2007): Modeling the World Oil Market: Assessment of a Quarterly Econometric Model, *Energy policy*, 35, pp.178-191.
- Defeuilley C., (2009) : Le gaz naturel en Europe. Entre libéralisation des marchés et géopolitique, *Flux*, N°75 (1), pp.99-111.
- Defeuilley C., (2009): Gazprom, *Flux*, 2 N°76-77, pp.126-134.
- Desreumaux. A., (1993): *Stratégie*, Éditions Dalloz, 204 p.
- El Kadi I., (2009) : Le gaz algérien en passe de changer de religion- *Revue de l'IFRI : Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie*, Belgique, pp.1-18.
- Esnault B., (2006) : Desserte en gaz naturel de la Corse, Marchés européen et Italien du gaz naturel et développement du GALSI, *Observatoire Méditerranéen de l'Énergie*, Ajaccio.
- Favennec JP., (2001): *Petroleum Refining: Refinery Operation and Management*. Éditions Technip, Paris, 624 p.
- Ferchichi R., (2012) : *Étude évaluative des effets induits des opérations de fusions-acquisitions opérées en Tunisie*, Thèse de Doctorat en sciences économiques, Université Paris 13, 203 p.
- Garette B., Dussange P., Durand R., (2009) : *Toute la stratégie d'entreprise : Stratégor*, 5^{ème} édition, Édition Dunod, Paris, 945 p.
- Gordon M.J., Shapiro E., (1956): Capital investment analysis: the required rate of profit *Management Science*, Vol.3, pp.102-110.
- Hamisultane H., (2007) : *Modèle à correction d'erreur et applications*, Université de Paris X-Nanterre, 32 p. (<http://helene-hamisultane.voila.net/travaux/MCE.pdf>).
- Hammadache A., (2012) : *Rente pétrolière, déséquilibre internationaux et dynamique nationale*, thèse de doctorat en sciences économiques, Université Paris 13, 318 p.
- Hansen J.P., Percebois J., (2010): *Energie, économie et politiques*, Édition de Boeck, Bruxelles, 779 p.

Holz F., Von Hirschhausen C., Kemfert C., (2008): Strategic model of European gas supply (GASMOD), *Energy Economics*, Vol.30, pp.766–788

Jobert M., Veillerette F., (2011) : *Le vrai scandale des gaz de schiste*. Éditions Les liens qui libèrent, Paris, 180 p.

Journal Officiel De l'Union Européenne., (1998) : Directive 98/30/CE du parlement européen et du conseil.

Journal Officiel De l'Union Européenne., (2003) : Directive 2003/55/CE du parlement européen et du conseil.

Journal Officiel De l'Union Européenne., (2009) : Directive C6-0021/2009 du parlement européen et du conseil.

Kaldor N., (1939): Speculation and Economic Stability. *Review of Economic Studies*, pp.1-27.

Kaufmann R.K., (1995): A model of the world oil market for projection LINK: integrating economics, geology, and politics”, *Economics modeling*, 12, pp.165-178.

Kaufmann R.K., (2003): Does OPEC matter? An econometric analysis of oil prices, *The energy journal*, 25, pp.67-91.

Keynes J.M., (1930): A Treatise on Money: The applied Theory of Money, *Macmillan*, Vol. 2. Londres.

Khelif A., (2005) : La problématique de l'offre du gaz algérien sur le marché européen, *Dynamique des marchés, valorisation des hydrocarbures*, Éditions du CREAD, pp. 133-145.

Khelif A., (2005) : La valorisation physique de la filière du gaz naturel en Algérie : Problème de définition et dynamiques statistiques, *Dynamique des marchés, valorisation des hydrocarbures*, Éditions du CREAD, pp.107-131.

Khelif A., (2005) : Le marché international du gaz naturel : à la recherche d'un nouvel équilibre, *Dynamique des marchés, valorisation des hydrocarbures*, Éditions du CREAD. pp.11-38.

Klein B., Crawford R.G., Alchian A.A., (1978): Vertical Integration, Appropriable Rents, and the Competitive Contracting Process, *Journal of Law and Economics*, Vol. 21, N° 2, pp.297-326.

Krugman P., (2008): The Oil Non bubble, The New York Times Opinion, (http://www.nytimes.com/2008/05/12/opinion/12krugman.html?_r=2&th&emc=th&oref=sl&oref=slogin).

Lahlah M., (2004) : *La déréglementation des marchés du gaz naturel en Europe*, Thèse de magistère, Institut Algérien du Pétrole, Boumerdes, 211 p.

Lecarpentier A., (2013): Tendances à court terme de l'industrie gazière, *Revue de l'IFP. Panorama 2013*, Paris.

Locatelli C., (2007) : Les stratégies d'internationalisation de Gazprom, *Le Courrier des pays de l'Est*, 3N°1061, pp.32-46.

Machin Alvarez A., (2010): Rentierism in the Algerian economy based on oil and natural gas, *Energy policy*, Vol.38, N°10, pp.6338-6348.

Milliot É., (2005) : Stratégies d'internationalisation : une articulation des travaux de Porter et Perlmutter, *Management & Avenir*, N° 3, pp.43-60.

Ministère de l'énergie et des mines. , (2008): Évolution du secteur de l'énergie et des mines, 1962-2007, Algérie.

Ministère de l'Écologie, de l'Énergie et du Développement durable, (2009) : Rapports Direction générale de l'Énergie et du Climat, Plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz période 2009-2020. Paris.

Modigliani F., Miller M., (1958): The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment, *American Economic Review*, Vol.48, pp.261-297

Modigliani F., Miller M., (1961): Dividend Policy, Growth, and the Valuation of Shares, *Journal of Business*, Vol.34, pp.411-433.

OCDE., (2004) : Gaz naturel, *Études économiques de l'OCDE*, édition de l'OCDE, N°11, pp.163-206.

Ouvry V. (1998) : *Évolution du marché gazier européen à long terme. Organisation et prix*. Thèse de Doctorat en sciences économiques, École Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs, Paris, 227 p.

Percebois J., Mandil C., (2012) : *Rapport énergie 2050*, Ministère de l'économie des finances et de l'industrie, France, 196 p

Porter M.E., (1998): *Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors*, Free press, 397 p.

Senouci B., (2012) : Expansion du marché mondial du gaz naturel liquéfié et stratégies des acteurs. Étude comparative des stratégies algérienne, qatarie et russe, *Innovations*, N°37, pp.27-54.

Smith, J.L., (2009): World oil: market or mayhem? *Journal of Economic Perspectives*, 23(3), pp.145-164.

Sonatrach., (2005): Business Plan International 2005-2015.

Sonatrach., (2009): GASTECH, Abu Dhabi, UAE.

Sonatrach., (2012) : Une Dimension Gazière Internationale, Sonatrach

Sonatrach., (2012): Une Compagnie Pétrolière & Gazière Intégrée.

Stern J., (1992): Third party access in European gas industries, Regulation driven or market led? *The Royal Institute of International Affairs*, London.

Stevans L.K., Session D.N., (2010): Speculation, Future Prices, and the U.S Real of Crude Oil, *American journal of Social and Management Sciences 1.1*, pp.13-23

Talahite F., (2010) : *Réformes et transformations économiques en Algérie*, Rapport en vue de l'obtention du diplôme d'habilitation à diriger des recherches, Université Paris 13, 145 p.

Terzian P., (1998) : *Le gaz naturel- perspective pour 2010-2020 (Disponibilités, Contraintes et Dépendance)*, Édition Économica, Paris, 183 p.

Teurtrie D., (2008) : La stratégie de la Russie dans l'exportation de ses hydrocarbures : contrôle et diversification, *Flux*, 1 N°71, pp.24-36.

Valentin E., (2009) : Perspectives de l'industrie gazière. *Revue de l'IFP*. Panorama 2009. Paris.

Wagbara O.N., (2007): How would the gas exporting countries forum influence gas trade, *Energy Policy*, Vol. 35, USA.

Williamson O.E., (1975): *Markets and hierarchies: analysis and antitrust implications*. Free Press, New York.

Liens internet

www.bp.com

www.iea.org

www.ifp.fr

www.cnuCED.org

www.cedigaz.com

<http://www.vernimmen.net/>

www.sonatrach.dz

www.banquemonDiale.org

www.gazprom.com

www.statoil.com

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES FIGURES

TABLE DES MATIERES

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : La production de gaz naturel en 2010 et 2011 en Gm ³	19
Tableau 2 : Les différents usages du gaz naturel	24
Tableau 3 : Ventes de gaz aux consommateurs en Europe en 2010 et 2011 (Gm ³).....	26
Tableau 4 : Bilan gazier de l'année 2011	27
Tableau 5 : Évolution de la consommation mondiale du gaz entre 1985 et 2010 en (Gm ³).....	27
Tableau 6 : Principaux pays exportateurs du gaz naturel via gazoduc en 2011 en Gm ³	38
Tableau 7 : Principaux pays importateurs du gaz naturel via gazoduc en 2011 en Gm ³	39
Tableau 8 : Les plus grands pays exportateurs / importateurs de gaz en 2011 en Gm ³	41
Tableau 9 : Mesures adoptées par les états membres pour transposer les directives	60
Tableau 10 : Taux d'ouverture légaux et estimation de la part des grands consommateurs industriels ayant change de fournisseurs, en 2002	61
Tableau 11 : Comparaison des différents systèmes tarifaires	69
Tableau 12 : Évaluation de la concurrence sur les marchés gaziers	73
Tableau 13 : Présentation des différentes options	74
Tableau 14 : Les trois paquets énergies	75
Tableau 15 : Les résultats des tests de stationnarité (ADF)	116
Tableau 16 : Les tests de cointégration de Johansen.....	118
Tableau 17 : Estimation du bloc de long terme pour les modèles I, II et III.....	120
Tableau 18 : Vitesse d'ajustement vers la cible de long terme du modèle I.....	120
Tableau 19 : Vitesse d'ajustement vers la cible de long terme du modèle II.....	120
Tableau 20 : Vitesse d'ajustement vers la cible de long terme du modèle III	121
Tableau 21: Les variables explicatives de l'évolution du prix du gaz en Europe.....	124
Tableau 22 : Évolution de la consommation, de la dépendance, du prix réel du gaz au sein de l'UE en 2030	124
Tableau 23 : Production et consommation algérienne du gaz naturel à l'horizon 2030	126
Tableau 24 : La part de l'Algérie dans le marché gazier européen à l'horizon 2030	126
Tableau 25 : Les principaux groupes gaziers en Europe.....	149
Tableau 26 : Détermination des paramètres économiques et financiers de Gazprom, Sonatrach et Statoil	157

Tableau 27 : Évolution des réserves prouvées de gaz naturel en Algérie de 1960 à 2012 en (Gm ³)	172
Tableau 28 : Production de gaz naturel en Algérie entre 2001 et 2011 en (Gm ³)	174
Tableau 29 : La répartition de la production commercialisée de gaz naturel	175
Tableau 30 : Contrats d'exportation gazière via le gazoduc Enrico Mattei	181
Tableau 31 : Contrats d'exportation gazière via le gazoduc Pedro Duran Farrell	181
Tableau 32 : Les gazoducs transcontinentaux	182
Tableau 33 : Les grands méthaniers et transporteurs de GNL	183
Tableau 34 : Contrats d'exportation du GNL signés entre Sonatrach et ses partenaires	183

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Répartition des réserves prouvées du gaz naturel par région en 2012 en Gm ³	17
Figure 2 : Répartition géographique des volumes de gaz découverts (2000-2012).....	18
Figure 3 : Évolution de la production de gaz par zone géographique (1970-2030).....	20
Figure 4 : Répartition des usages du gaz en 2004 et en 2020	23
Figure 5 : Évolution production / importation de gaz dans l'UE 27 (hors Norvège).....	26
Figure 6 : Sources d'approvisionnement en gaz de l'UE35	29
Figure 7 : Perspectives d'évolution des échanges internationaux.....	37
Figure 8 : Le réseau de gazoducs en Europe	38
Figure 9 : Évolution du commerce mondial du GNL.....	40
Figure 10: Taux de croissance du gaz (1995-2005)	41
Figure 11 : Origine du gaz consommé en Europe en 2008	78
Figure 12 : Schéma de la filière du gaz naturel.....	97
Figure 13 : Prix spot National Balancing Point (NBP) et prix long terme sur le continent.....	107
Figure 14 : Prix spot (Henry Hub) aux États-Unis et prix des produits pétroliers.....	108
Figure 15 : Séries de données utilisées en niveau	114
Figure 16 : Stade de la filière et intégration verticale	135
Figure 17: Structure de propriété avant et après fusion-absorption de B par A donnant naissance à A'.....	137
Figure 18 : Structure de propriété avant et après acquisition de toutes les parts de B contre du numéraire par la société A contrôlée par les actionnaires A	138
Figure 19 : Évolution de la demande de gaz naturel à l'horizon 2018 selon les trois scénarii	179
Figure 20 : Les exportations de gaz en 2011.....	184
Figure 21 : Débouchés du gaz algérien	192
Figure 22 : Partenariat entre Sonatrach et ses partenaires.....	194
Figure 23 : Sonatrach dans le monde	195

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS	03
INTRODUCTION.....	06
CHAPITRE 1	14
LE MARCHE DU GAZ NATUREL EN EUROPE	14
1 Le gaz naturel dans le monde.....	16
1.1 Les réserves gazières dans le monde.....	16
1.2 La production de gaz naturel.....	19
1.3 Les perspectives de production du gaz.....	20
2 La demande européenne de gaz.....	21
2.1 Structure de la demande européenne de gaz	21
2.1.1 Segmentation du marché	22
2.1.2 Déterminants de la demande et perspectives dans la production électrique	24
2.2 Évolution de la demande européenne de gaz	25
2.3 Les perspectives d'évolution de la demande de gaz	28
3 L'approvisionnement des marchés.....	29
3.1 Architecture des réseaux gaziers	30
3.2 Le transport du gaz naturel par canalisation.....	31
3.3 Le stockage.....	31
3.4 Le prix du gaz.....	34
4 Échanges internationaux de gaz naturel.....	36
4.1 Échanges via gazoducs.....	37
4.2 Échanges via méthaniers et expansion du GNL.....	39
4.3 Les principaux marchés européens	42
5 Les fournisseurs actuels et potentiels de l'Union Européenne.....	43
5.1 Les fournisseurs actuels	44
5.2 Les fournisseurs potentiels de l'Union Européenne.....	45
Conclusion.....	47
CHAPITRE 2	48
LES DIRECTIVES GAZ DE L'UNION EUROPEENNE	48
1 La libéralisation du secteur gazier dans l'Union Européenne	50
1.1 Les projets de la Commission Européenne	50
1.1.1 Les motivations de la Commission	50
1.1.2 Caractéristiques du système de l'acheteur unique	51
1.1.3 L'accès des tiers au réseau (ATR)	52
1.2 Les différentes étapes de la libéralisation	53
1.2.1 La directive gaz de 1998	53
1.2.2 Le sommet de Barcelone de Mars 2002.....	53
1.2.3 La directive gaz du 26 juin 2003	54
2 La directive 98/30/CE et sa transposition dans les droits nationaux.....	55

2.1	Les principales dispositions de la directive gaz	56
2.1.1	Les clients éligibles	56
2.1.2	L'accès des tiers au réseau	57
2.1.3	Le rôle de l'autorité de régulation	57
2.1.4	La reconnaissance des obligations de service public	58
2.1.5	L'égalisation des conditions de concurrence	58
2.1.6	Les régimes transitoires.....	59
2.2	La transposition de la directive dans les droits nationaux.....	60
2.2.1	Dispositions législatives.....	60
2.2.2	L'application de la directive.....	61
2.2.3	Modalités de mise en œuvres	62
2.2.4	La recomposition de l'industrie gazière européenne.....	62
2.2.5	La transposition de la directive gaz dans les États membres.....	62
3	Les autres directives gaz.....	69
3.1	La directive 2003/55/CE	70
3.1.1	Principaux traits de la nouvelle directive	70
3.1.2	Accès des tiers aux infrastructures essentielles.....	71
3.1.3	Nouvelle organisation du marché et taux réel d'ouverture	71
3.2	La directive C6-0021/2009.....	74
4	La libéralisation du secteur gazier : obstacles, impacts et perspectives.....	78
4.1	Obstacles et conditions favorables à la création d'un marché concurrentiel	78
4.1.1	Les obstacles à la libéralisation	78
4.1.2	Les conditions favorisant la mise en concurrence.....	80
4.2	Les expériences de libéralisation des marchés gaziers.....	81
4.2.1	Les libéralisations américaine et anglaise	82
4.2.2	Le processus de libéralisation.....	82
4.2.3	Les résultats de la libéralisation	83
4.3	Les implications de la libéralisation des marchés gaziers.....	84
4.3.1	La remise en cause des subventions croisées	85
4.3.2	L'accès des tiers au réseau : un système qui comporte des imperfections.....	85
4.3.3	Le problème du coût de la dérégulation	86
4.4	Conséquences futures de la libéralisation pour la scène gazière européenne	87
4.4.1	La dépendance croissante de l'Europe vis-à-vis des importations.....	87
4.4.2	Stratégie d'approvisionnement futur pour l'UE.....	88
	Conclusion.....	90
	CHAPITRE 3	92
	PRIX DU GAZ NATUREL SUR UN MARCHÉ LIBÉRALISÉ.....	92
1	Coûts techniques et notion de rente de la filière gaz.....	94
1.1	Les coûts techniques.....	94
1.1.1	Les coûts de production.....	94
1.1.2	Les coûts de traitement.....	94
1.1.3	Les coûts de transport.....	94
1.1.4	Les coûts de distribution et de stockage.....	95
1.2	La rente gazière	95

1.2.1 La rente différentielle.....	95
1.2.2 La rente de qualité.....	95
2 Analyse économique des contrats à long terme, des marchés spot et principe d'indexation	98
2.1 La théorie des coûts de transaction.....	98
2.2 Les contrats fondateurs du développement gazier européen.....	99
2.3 Les marchés à court terme en Europe.....	101
2.3.1 Panoramas des hubs européens.....	101
2.3.2 Le rôle du marché spot en Europe.....	102
2.3.3 Marchés et contrats pour la gestion des risques.....	103
3 Les mécanismes de formation des prix du gaz et son indexation en Europe	105
3.1 Situation actuelle et perspective d'évolution du marché européen.....	106
3.2 Un lien indirect avec le pétrole.....	108
3.3 Évolution des prix du gaz.....	109
4 La modélisation des prix du gaz : une rapide revue de littérature	110
4.1 Les théories traditionnelles de détermination des prix du gaz.....	111
4.2 Les modèles structurels et les séries temporelles.....	112
5 Un modèle vectoriel à correction d'erreur des prix du gaz en Europe	113
5.1 Les données.....	113
5.2 La modélisation vectorielle à correction d'erreur (VECM).....	115
5.3 Retard optimal, détermination du nombre de relations de cointégration et validation du VECM.....	117
5.4 Les résultats d'estimation du VECM.....	119
6 Analyse prospective	123
6.1 Les hypothèses d'étude.....	123
6.2 Les projections à l'horizon 2030.....	124
7 Perspectives pour les exportations algériennes vers l'Europe à l'horizon 2030	126
Conclusion.....	128
CHAPITRE 4.....	131
LES STRATEGIES DES ACTEURS DU MARCHE GAZIER EUROPEEN.....	131
1 La stratégie d'entreprise	133
1.1 Objets et enjeux de la stratégie d'entreprise.....	133
1.2 Les différentes orientations stratégiques.....	134
1.2.1 La spécialisation.....	134
1.2.2 L'intégration.....	135
1.2.3 La diversification.....	136
1.2.4 L'internationalisation.....	136
1.2.5 Les modalités de croissance.....	136
2 Un approvisionnement dominé par les pétroliers et les compagnies nationales des pays exportateurs	139
2.1 Les grands fournisseurs de l'Europe et leurs stratégies.....	140
2.2 Les producteurs pétro-gaziers en Europe.....	144
2.2.1 Un rôle croissant dans le transport gazier international, en particulier le GNL.....	144
2.2.2 Les activités des producteurs pétro-gaziers dans l'aval de la chaîne gazière.....	145

2.3	Les transporteurs-distributeurs européens.....	145
2.4	Typologie des acteurs, objectifs et contraintes.....	146
3	Réorganisation dans l'aval gazier et apparition de nouveaux acteurs	147
3.1	Les orientations stratégiques des opérateurs historiques nationaux.....	147
3.2	La montée en puissance des nouveaux entrants dans l'aval gazier.....	148
3.3	La recomposition des producteurs d'électricité	150
3.4	Les stratégies de convergence gaz / électricité en Europe	150
4	L'organisation industrielle du marché gazier de demain	151
4.1	De nouveaux métiers et de nouveaux rôles	151
4.2	Des incertitudes et des risques qui fragilisent l'UE : le cas de la crise du gaz entre la Russie et l'Ukraine	151
5	Étude comparative entre Gazprom, Sonatrach et Statoil	153
5.1	Calcul des paramètres économiques et financiers	154
5.2	La stratégie des trois opérateurs	159
5.2.1	La stratégie de Gazprom	159
5.2.2	La stratégie de Sonatrach	160
5.2.3	La stratégie de Statoil.....	160
	Conclusion.....	162
	CHAPITRE 5	163
	LES PERSPECTIVES POUR L'ALGERIE DANS UN MARCHE GAZIER MONDIALISE	163
1	Le cadre juridique et institutionnel relatif au secteur des hydrocarbures	166
1.1	La nationalisation des hydrocarbures en 1971	166
1.2	La première ouverture du domaine minier en Algérie en 1986	167
1.3	L'amendement de 1991	168
1.4	La tentative de libéralisation en 2005 et ses avatars	169
2	L'industrie gazière algérienne	172
2.1	Les réserves	172
2.2	La production et les exportations gazières	174
2.3	La demande nationale.....	179
2.4	Le réseau de transport de gaz naturel	180
2.4.1	Les gazoducs transcontinentaux	180
2.4.2	Les gazoducs transcontinentaux en projet.....	182
2.4.3	Les méthaniers.....	182
3	Valorisation du gaz et partenariats	184
3.1	La mutation des marchés gaziers européens : opportunités pour le gaz algérien	184
3.2	Le dilemme de la politique algérienne d'exportation de gaz	186
3.3	Conséquences de la libéralisation pour l'Algérie.....	187
3.3.1	Modification de certaines clauses contractuelles	187
3.3.2	Modification des volumes exportés.....	188
3.4	Les opportunités et contraintes offertes par la libéralisation.....	188
3.4.1	Les opportunités pour l'industrie gazière algérienne.....	188
3.4.2	Les contraintes pour l'industrie gazière algérienne	189
4	Le gaz algérien : stratégies et approches	190

4.1	Accroissement de la part du gaz algérien sur ses marchés traditionnels.....	191
4.2	Stabilisation des marchés approvisionnés en GNL et diversification des débouchés....	192
4.3	Soutien de ce développement par la mise en place d'un partenariat commercial.....	192
4.4	Partenariat et grands projets gaziers.....	195
4.4.1	Gassi Touil, le projet " projet intégré gaz "	195
4.4.2	Le projet Camisea (Pérou)	196
4.5	Partenariat et extension à l'échelle internationale.....	197
4.5.1	Filiales opérationnelles ou existantes	197
4.5.2	Le partenariat dans le transport du GNL.....	198
4.5.3	Les terminaux de regazéification	198
	Conclusion.....	200
	CONCLUSION GENERALE	202
	BIBLIOGRAPHIE	210
	LISTE DES TABLEAUX.....	217
	LISTE DES FIGURES.....	219
	TABLE DES MATIERES	220

La libéralisation du marché du gaz naturel en Europe et ses répercussions en amont. Le cas de l'Algérie.

Résumé

Avec l'arrivée à maturité de l'industrie gazière en Europe, son organisation traditionnelle, dominée par des monopoles intégrés et des contrats de long terme, est de plus en plus critiquée. Partant du principe que la concurrence peut améliorer à la fois la sécurité des approvisionnements, la compétitivité de l'industrie européenne, la qualité des services et la réduction des coûts d'accès à l'énergie, les États membres de l'Union Européenne ont décidé de libéraliser les marchés du gaz en adoptant une série de directives. L'objet de cette thèse est de mettre en évidence les procédures et la réglementation mises en place afin d'assurer un bon fonctionnement de la chaîne gazière européenne. Nous étudions l'évolution future de l'organisation des marchés gaziers, les différentes variables susceptibles d'affecter à long terme les prix du gaz en Europe grâce au Modèles Vectoriels à Correction d'Erreur (VECM) ainsi que la stratégie des différents acteurs du marché, la réorganisation dans l'aval gazier et enfin l'apparition de nouveaux acteurs. Nous analysons enfin les démarches stratégiques adoptées par l'entreprise nationale algérienne d'hydrocarbures, la Sonatrach, fournisseur historique du marché gazier européen, à la suite de ces changements stratégiques importants.

Mots clés : industrie gazière, libéralisation, sécurité des approvisionnements, concurrence, prix du gaz, stratégie des acteurs.

The liberalization of the natural gas market in Europe and its impact upstream. The case of Algeria.

Abstract

With the arrival to maturity of the gas industry in Europe, its traditional organization, dominated by the integrated monopolies and the long-term contracts increasingly criticized. And relying on competition to improve both security of supply, competitiveness of European industry, service quality and reduced access to energy costs, members of the European Union decided to liberalized gas markets by adopting a series of Directive .The purpose of this thesis is to highlight the procedures and regulations in place to ensure proper functioning of the European gas chain. From this, we will study the future of the organization of the gas market, the different variables that affect the long-term gas prices in Europe thanks to models Vectorial Error Correction (VECM) without forgetting the strategy of market actors, reorganization downstream gas and the emergence of new players. Finally, we analyze strategic approaches adopted by the Algerian national oil company, Sonatrach, historical supplier of the European gas market, following these important policy changes.

Keywords: gas industry, liberalization, security of supply, competition, gas prices, players' strategies.

CEPN
Université Paris 13 Villetaneuse,
99 Avenue Jean –Baptiste Clément, F93430 Villetaneuse