

UNIVERSITE DE BOURGOGNE
UFR DE SCIENCE ECONOMIQUE ET DE GESTION

THESE

Pour obtenir le grade de
DOCTEUR ès SCIENCE ECONOMIQUE

Présentée et soutenue publiquement

par

Benoît ESNAULT

Le 7 décembre 2000

**LA TRANSITION DU MONOPOLE A LA CONCURRENCE SUR LES
MARCHES DU GAZ NATUREL EN EUROPE : L'IMPORTANCE
STRATEGIQUE DU STOCKAGE SOUTERRAIN.**

Directeur de thèse :

M. Louis de MESNARD, professeur à l'Université de Bourgogne

JURY

M. Louis de MESNARD, professeur à l'Université de Bourgogne, Président
M. Jean-Marie CHEVALIER, professeur à l'Université Paris IX Dauphine, Rapporteur
M. Jacques PERCEBOIS, professeur à l'Université de Montpellier I, Rapporteur
Mme Sylvie CORNOT-GANDOLPHE, Division de l'Energie, Nations Unies
Mme Bernadette MARECHAL, maître de conférences à l'Université de Bourgogne

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier en premier lieu le professeur Louis de Mesnard, mon directeur de thèse, pour l'aide précieuse qu'il m'a apportée au cours de mes travaux. J'ai apprécié ses conseils et sa disponibilité, et lui suis reconnaissant pour le soutien qu'il a su me manifester, notamment dans les périodes de doute que j'ai connues.

Je dois beaucoup à Sylvie Cornot-Gandolphe, sans qui cette thèse n'aurait probablement jamais vu le jour. Je la remercie pour m'avoir permis de faire mes premiers pas dans le milieu gazier à l'occasion d'une collaboration passionnante à CEDIGAZ, et pour m'avoir encouragé et aidé efficacement au début de mes recherches. Je tiens également à remercier chaleureusement Marie-Françoise Chabrelie, de CEDIGAZ, pour sa sympathie et pour les données qu'elle m'a régulièrement fournies.

Merci à Michel Valais qui m'a permis de vivre une expérience très enrichissante à la Direction plan du groupe Elf Aquitaine. Cette immersion dans l'industrie a beaucoup apporté à mes travaux.

Je suis également heureux d'avoir appartenu à l'équipe de recherche du LATEC de l'Université de Dijon, au sein de laquelle les discussions m'ont donné l'occasion d'avoir une approche plus transversale du sujet.

Des remerciements tout particuliers à mes proches, et surtout à Marie-Laure Pujo qui a subi au quotidien ces quelques années, parfois difficiles, sans jamais perdre patience. Je n'aurais certainement pas mené ce travail à bien sans son précieux soutien.

SOMMAIRE

Introduction générale	4
1^{ERE} PARTIE LE MONOPOLE, ETAT INITIAL DU MARCHE GAZIER	9
CHAPITRE 1. CARACTERISTIQUES TECHNIQUES ET ECONOMIQUES DES MARCHES DU GAZ	
NATUREL	11
A. La demande de gaz naturel	12
B. L’approvisionnement des marchés	25
C. L’Europe du gaz naturel	60
CHAPITRE 2. JUSTIFICATIONS ET REGLEMENTATIONS DES MONOPOLES GAZIERS	76
A. Les justifications théoriques et empiriques des monopoles gaziers	77
B. La réglementation monopolistique des marchés du gaz naturel	96
C. L’exemple français	113
CHAPITRE 3. LA STRATEGIE DE STOCKAGE DU MONOPOLE GAZIER	125
A. Le cadre d’analyse	127
B. Options stratégiques du monopole gazier à court et moyen termes	133
C. Stratégie de stockage : une logique de réduction des coûts de transaction	158
2^{EME} PARTIE LA LIBERALISATION DES RESEAUX GAZIERS : FONDEMENTS	
THEORIQUES ET REGLEMENTATION	175
CHAPITRE 4. LA LOGIQUE DE LIBERALISATION DES RESEAUX GAZIERS	178
A. La logique de déréglementation des réseaux	179
B. Les différentes formes de concurrence sur les marchés du gaz naturel	202
C. Une analyse critique de la libéralisation des marchés gaziers	229
CHAPITRE 5. LA DIRECTIVE EUROPEENNE SUR LE GAZ ET SA MISE EN OEUVRE	245
A. L’approche européenne de la dérégulation des réseaux	247
B. La déréglementation des réseaux gaziers en Europe	263
C. Conséquences de la libéralisation pour la scène gazière européenne	277
D. L’interprétation française de la directive sur le gaz	291

CHAPITRE 6. LA PLACE DU STOCKAGE DANS LE PROCESSUS DE LIBERALISATION	303
A. Les fonctions du stockage en milieu concurrentiel	305
B. Les options stratégiques des opérateurs	318
C. Quelle réglementation pour le stockage ?	332
Conclusion générale	350
Références bibliographiques	356
Table des matières	372

INTRODUCTION GENERALE

Depuis la création de la Communauté européenne, la consommation de gaz naturel des pays membres n'a cessé de croître. Elle s'est d'abord développée grâce à la découverte d'importants gisements. Les chocs pétroliers ont ensuite encouragé la substitution du gaz au pétrole afin de réduire la dépendance vis-à-vis des hydrocarbures. Depuis quelques années, la consommation est encouragée par l'abondance des réserves, les progrès des matériels de brûlage et la relative propreté de sa combustion. Le gaz constitue en outre la principale alternative au nucléaire pour un nombre croissant d'Etats. Le gaz naturel est donc devenu une énergie de premier plan en Europe. La consommation annuelle des Quinze s'élevait, en 1998, à 301 Mtep, soit 21,3% du bilan énergétique, et on prévoit une croissance de la consommation de 3% par an d'ici à 2020, notamment sous la pression d'ambitieux programmes de production d'électricité.

Avec l'arrivée à maturité de l'industrie gazière en Europe, son organisation traditionnelle, dominée par les monopoles intégrés et les contrats de long terme, a été de plus en plus critiquée. *« Pour la Commission de Bruxelles, la réduction du coût d'accès à l'énergie, condition d'une amélioration de la compétitivité de l'industrie européenne, passe par une pression accrue de la concurrence entre producteurs, transporteurs et distributeurs de gaz »* [Percebois (1992)]. Ainsi, comptant sur le décloisonnement des marchés nationaux et sur la concurrence pour améliorer à la fois la sécurité des approvisionnements et la qualité de service, les Etats membres de l'Union ont dérégulé les marchés du gaz naturel par la directive 98/30/CE du 22 juin 1998, après avoir libéralisé le marché électrique en 1996. Ces directives marquent l'intégration à la politique de concurrence de secteurs d'activités qui ont longtemps relevé de la compétence des Etats en raison de leur caractère stratégique.

Le processus ainsi mis en œuvre est complexe. En premier lieu, le gaz naturel est une énergie de réseau. Il doit être acheminé jusqu'au consommateur via des canalisations sur lesquelles les rendements d'échelle sont croissants, et l'efficacité du système repose sur la qualité de la coordination des différentes activités qui se succèdent, de la production à la consommation. On considère donc généralement que le transport et la distribution sont des monopoles naturels. En deuxième lieu, les Etats 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. En troisième lieu, la dérégulation ne doit pas fragiliser la politique énergétique européenne dont les objectifs sont de réduire la dépendance énergétique de l'Union, de garantir la sécurité et la

compétitivité des approvisionnements, et de protéger l'environnement, sachant que les réserves domestiques sont limitées et que la combustion du gaz émet du dioxyde de carbone, gaz dit « à effet de serre ».

Face à ces contraintes, la dérégulation de la scène gazière européenne est largement inspirée de la théorie des marchés contestables de Baumol, Panzar et Willig (1982). Le but de la nouvelle réglementation est en effet de 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 lorsque les Etats membres le souhaitent. La concurrence gazière repose sur un accès des tiers au réseau (ATR) en vertu duquel les transporteurs sont obligés de prendre en charge le combustible des firmes souhaitant commercialiser du gaz. Pour limiter le pouvoir de marché du maillon transport, et afin de réduire les asymétries d'information, les différentes activités intégrées des firmes gazières doivent faire l'objet de comptabilités séparées.

Tenant compte de l'hétérogénéité de la scène gazière européenne, la directive est un compromis qui se contente de tracer les contours de l'introduction de la concurrence. Elle fixe des règles communes tout en laissant aux Etats une certaine liberté. Il fallait en effet composer avec un attachement aux monopoles d'Etat et à la notion de service public beaucoup plus marqué dans certains pays que dans d'autres ; le degré de maturité des réseaux nationaux comme le taux de pénétration du gaz dans les bilans énergétiques sont globalement beaucoup plus élevés au nord qu'au sud. En outre, certains pays, comme le Royaume-Uni ou les Pays-Bas, sont autosuffisants alors que d'autres, comme la France, importent la quasi-totalité du gaz qu'ils consomment. Les questions du développement à long terme des infrastructures, de la sécurité des approvisionnements et de la modulation de l'offre se posent donc très différemment selon les pays.

La définition d'un accès équitable au réseau et sa tarification sont au cœur du débat sur la dérégulation. L'objectif est de permettre à la fois à la concurrence de se développer et au système d'être efficient, notamment en incitant le gestionnaire de réseau à améliorer sa productivité et à assurer le développement à long terme des infrastructures. Mais, si le réseau constitue un passage obligé pour les opérateurs, une ressource rare porteuse de monopole naturel, il représente également un goulet d'étranglement très contraignant. Les fournisseurs doivent satisfaire une demande parfois très instable à partir de ressources relativement rigides, en empruntant des infrastructures susceptibles d'être saturées. Or, en

cas de saturation, le marché ne peut plus fonctionner. La question de savoir comment couvrir efficacement les demandes de pointe au moindre coût, et comment inciter les offreurs à utiliser les infrastructures de manière efficiente est donc fondamentale.

Le stockage souterrain, qui consiste à créer des gisements artificiels de gaz à proximité des zones de consommation, est un des moyens techniques les plus efficaces pour l'équilibrage du réseau. En augmentant le taux de charge moyen des canalisations, il permet de réduire le diamètre des conduites et de résoudre les problèmes que pose la rigidité du marché international aux monopoles importateurs. Ainsi, il est aujourd'hui difficilement envisageable de satisfaire une demande instable sans recourir aux réservoirs. Avant la dérégulation, l'équilibrage du réseau était facilité par l'intégration verticale des opérateurs. Avec la multiplication des offreurs se pose la question de la couverture des demandes de pointe et de la responsabilité de l'offre en dernier ressort, c'est-à-dire en cas de défaillance d'un opérateur ou de pic de consommation exceptionnel, question importante pour la satisfaction des missions de service public du gaz évoquées dans la directive.

L'introduction de la concurrence remet en question l'organisation de l'ensemble de la filière gazière et donne lieu à une redéfinition des stratégies des firmes. Elle a provoqué le développement de nouveaux outils de négoce, comme des marchés spot. Les contrats de long terme, qui liaient jusqu'alors producteurs et fournisseurs, tendent à être délaissés au profit de formules plus souples permettant davantage de profiter d'éventuelles opportunités spéculatives. Parallèlement à la montée en puissance des transactions de court terme, des outils de couverture des risques – marchés à terme et produits dérivés – vont être développés. Mais le rationnement en capacités de transport risque d'entraver le fonctionnement de ces nouvelles places de négoce. Les stockages seront nécessaires à la conclusion des contrats : ils permettront aux acteurs d'acheter et de vendre d'importantes quantités de combustible avec une grande souplesse, et garantiront la réalisation des transactions à terme, y compris en cas d'engorgement du réseau de transport.

Le développement d'un réservoir prend plusieurs années, les sites appropriés sont rares et les investissements requis sont élevés. Il n'est donc pas envisageable pour les entrants potentiels de s'équiper rapidement. En conséquence, pour que la libéralisation des marchés gaziers soit un succès, il est essentiel, compte tenu des fonctions qu'il remplit, de déterminer si le stockage offre à ses détenteurs la possibilité de bloquer l'entrée de

nouveaux opérateurs. Si tel est le cas, quelles procédures faut-il mettre en place afin que puisse se développer une compétition équitable ? Quelle réglementation doit-on appliquer aux stockages pour s'assurer du bon fonctionnement de la chaîne gazière ?

Répondre à ces questions dans le cadre de la transition du monopole à la concurrence demande tout d'abord de définir précisément les fonctions remplies par les réservoirs. La place du stockage dans la stratégie d'investissement des monopoles importateurs et dans la concurrence avec d'autres combustibles est riche en enseignements quant à l'importance des réservoirs pour assurer des approvisionnements de qualité dans des conditions économiques compétitives. Ainsi, dans une première partie, nous examinerons tour à tour les contraintes techniques qui pèsent sur les marchés gaziers (chapitre 1), les fondements théoriques et réglementaires des monopoles (chapitre 2) et l'importance du stockage dans la stratégie à court, moyen et long terme de l'opérateur historique (chapitre 3).

Le contexte d'introduction de la concurrence posé, nous étudierons le processus de libéralisation dans une seconde partie, ses fondements théoriques, les procédures possibles, mais également les limites du modèle de l'accès des tiers au réseau compte tenu des difficultés techniques et informationnelles à surmonter (chapitre 4). Nous analyserons alors la directive européenne sur le gaz, ses fondements juridiques et ses conséquences sur les stratégies des acteurs, c'est-à-dire non seulement les compagnies gazières, mais encore les gros consommateurs et les groupes énergétiques en général (chapitre 5). Les variables de la concurrence mises en évidence, nous pourrions analyser l'importance du stockage et poser les bases du débat sur la réglementation à lui appliquer (chapitre 6).

**1^{ERE} PARTIE LE MONOPOLE, ETAT INITIAL
DU MARCHE GAZIER**

INTRODUCTION A LA PREMIERE PARTIE

A la veille de l'introduction de la concurrence, la plupart des marchés gaziers européens sont contrôlés par des monopoles, nationaux ou régionaux, généralement publics. Depuis le début des années quatre-vingt-dix, la Commission européenne a multiplié les propositions de libéralisation des réseaux gaziers afin de permettre aux consommateurs de bénéficier de baisses de prix et d'une amélioration de la qualité des prestations fournies.

La directive sur le gaz naturel adoptée en 1998 est donc le fruit de plusieurs années de discussions. Elle met en évidence les difficultés qu'ont eu les Etats membres à trouver un consensus en raison des spécificités géographiques des marchés, de leur dépendance vis-à-vis des importations ou encore de divergences plus culturelles. L'objet de cette partie est de mettre en évidence les données du problème, c'est-à-dire d'étudier l'état initial de la scène gazière européenne, les causes de son organisation monopolistique actuelle.

Le gaz naturel est une énergie difficile à valoriser en raison des contraintes liées à son transport et à sa distribution. Ainsi les firmes gazières ont-elles dû poser des réseaux de canalisations afin de répondre en temps réel à la demande des consommateurs. Nous verrons qu'elles ont mis en place un ensemble d'infrastructures et conclu contrats d'approvisionnement visant à ajuster offre et demande dans des conditions économiques satisfaisantes, d'où une pénétration croissante du gaz dans le bilan énergétique européen (chapitre 1).

Si la prééminence des monopoles s'explique par des causes techniques qui font des réseaux des monopoles naturels, elle est également due à une tradition de contrôle des approvisionnements énergétiques par les pouvoirs publics. Ceux-ci ont donc mis en place un ensemble de règles visant à assurer le développement du gaz et l'accomplissement de missions de service public (chapitre 2).

La stratégie des monopoles, sous contrôle des gouvernements, se décline à court, moyen et long terme. Le pouvoir de marché des firmes gazières est en effet contraint par la concurrence avec d'autres combustibles, concurrence dont l'intensité croît avec le temps d'étude compte tenu de la spécificité des matériels de brûlage. L'impératif de compétitivité pousse l'opérateur à rationaliser sa politique d'investissement dans laquelle le stockage joue un rôle important en permettant de garantir des approvisionnements fiables à moindre coût (chapitre 3).

**CHAPITRE 1. CARACTERISTIQUES TECHNIQUES ET ECONOMIQUES DES
MARCHES DU GAZ NATUREL**

INTRODUCTION

Le gaz naturel est une énergie jeune en Europe. Les contraintes techniques liées à son transport ont longtemps freiné son développement : liquide à -160°C , il doit être acheminé sous forme gazeuse, et les consommateurs n'ont pas la possibilité de le stocker. En conséquence, les compagnies gazières doivent construire des réseaux de canalisations reliant directement producteurs et consommateurs, et sont tenues de répondre à la demande en temps réel. C'est pourquoi le gaz a longtemps été considéré comme un produit fatal de l'exploitation pétrolière. Sa mise en valeur à grande échelle a été permise par le progrès technique, comme la mise au point de nouveaux matériaux pour la fabrication des canalisations d'une part, et la construction d'unités de liquéfaction pour le transport par voie maritime d'autre part.

La distribution de gaz est donc une activité très capitalistique qui demande la maîtrise de savoir-faire pointus. Nous verrons que les fournisseurs ont dû s'adapter à la nature de la demande qui leur est adressée. Celle-ci conditionne en effet la gestion des approvisionnements : infrastructures à mettre en place pour faire face aux variations de l'appel au réseau, contrats d'importation de long terme.

Dans ce chapitre, nous posons donc le contexte pratique de l'introduction de la concurrence, c'est-à-dire les données techniques du transport et du stockage, mais également l'état de développement des marchés en Europe, la place du gaz dans les bilans énergétiques et les pratiques contractuelles entre producteurs et importateurs.

A. LA DEMANDE DE GAZ NATUREL

Au delà des contraintes techniques propres à la nature de ce combustible, la commercialisation du gaz naturel doit être organisée en fonction de la demande qu'elle doit 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. Comme la demande de gaz doit être satisfaite en temps réel, le réseau de distribution doit être conçu en fonction de la segmentation des marchés desservis. 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. Elle n'est pas venue répondre 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, cette concurrence se joue donc principalement à l'occasion de l'achat ou du renouvellement des appareils de brûlage. Cette situation relativise la notion de monopole gazier : le pouvoir de monopole est balisé par la compétition inter-énergétique. L'opérateur gazier perd donc une partie de sa liberté de tarification, ce qui limite naturellement sa capacité à capter une rente.

1. Segmentation du marché

a) Les utilisations du gaz naturel

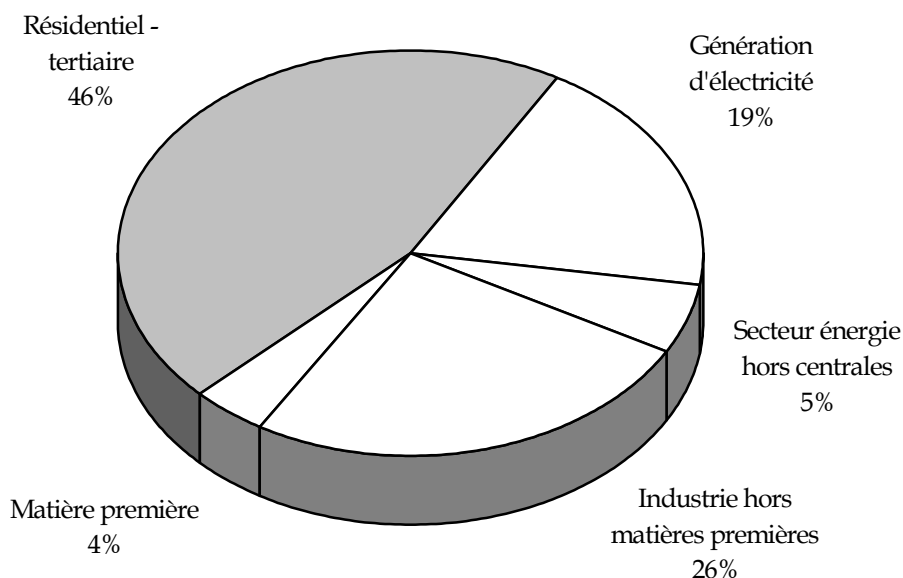
Les consommateurs, selon l'utilisation qu'ils font du gaz naturel, ont des besoins qui peuvent être constants au cours du temps ou, au contraire, très instables. Les principaux usages du gaz naturel sont les suivants :

- *chauffage et climatisation* : la régulation thermique des bâtiments représente, à l'heure actuelle, le principal débouché du gaz naturel. Les entreprises gazières cherchent à promouvoir la climatisation au gaz naturel, encore peu développée en Europe. L'instabilité au cours du temps est le principal défaut de ce débouché car elle entraîne de gros investissements en capacités de pointe ;
- *production d'eau chaude, cuisson* : ces usages sont surtout le fait des particuliers. Ils sont sujets à variations à très court terme, selon les heures des repas, par exemple ;
- *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 une région non encore équipée. La variabilité de leur appel au réseau dépend du rôle de la centrale, à savoir si elle produit en base, semi-base ou en pointe. En base, les enlèvements sont réguliers tandis qu'en pointe, il risquent d'intervenir ponctuellement, parfois en même temps que les pointes de demande de gaz ;

- *matière première* : le gaz naturel est utilisé dans l'industrie chimique pour la production de méthanol et d'ammoniac. Actuellement, la gazochimie s'oriente vers des produits à plus forte valeur ajoutée. Ces usages sont peu facteurs de fluctuations de l'appel au réseau.

Figure 1.1 *Consommations sectorielles de gaz en Europe occidentale en 1996*

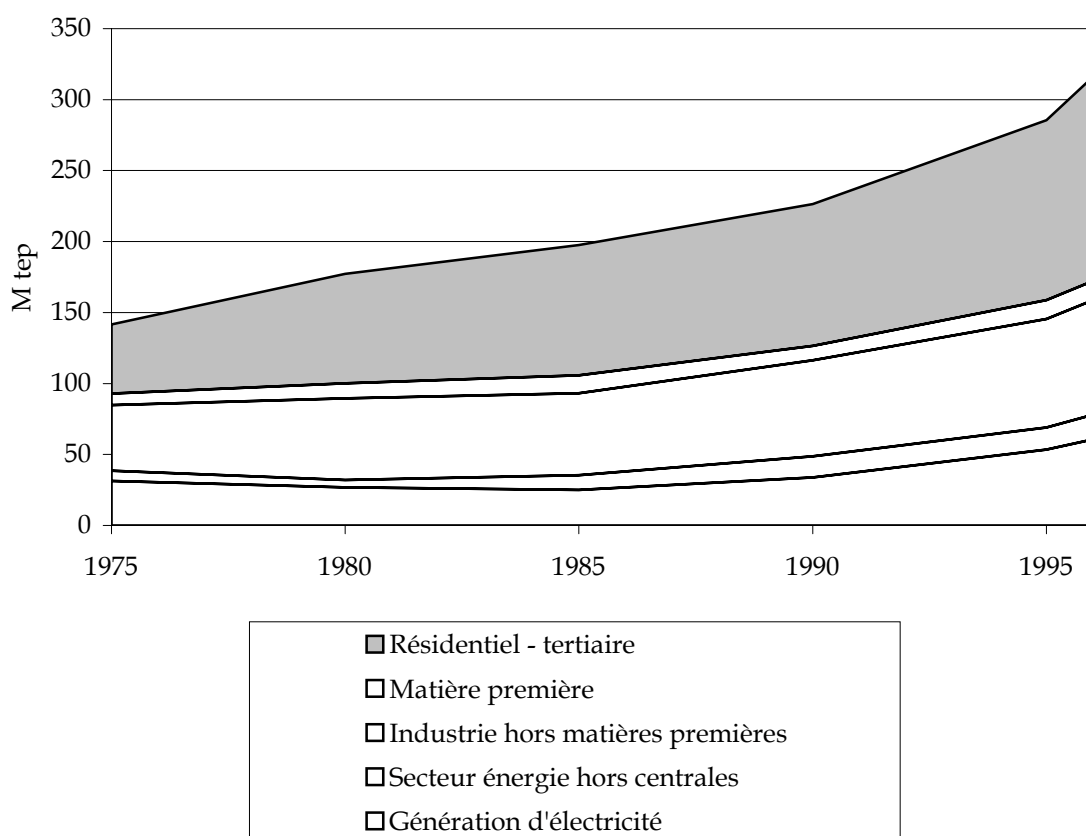


source : CEDIGAZ (1998)

A la veille de l'introduction de la concurrence sur la scène gazière européenne, le chauffage est le principal débouché du gaz. Mais la consommation industrielle est en croissance et, surtout, la production d'électricité devrait connaître une envolée dans les

années à venir. Il semble donc qu'on se dirige vers une modification progressive des caractéristiques de l'appel au réseau.

Figure 1.2 *Evolution des consommations sectorielles de gaz en Europe occidentale*



source : CEDIGAZ (1998)

b) Les utilisateurs de gaz naturel et leurs besoins

Selon leur équipement, mono ou multiénergie, les consommateurs sont soit captifs vis-à-vis du gaz, soit appartiennent à une frange concurrentielle. Globalement, il est possible de distinguer trois catégories de clients, aux logiques de consommation très différentes :

- *résidentiel-tertiaire* : la principale utilisation du gaz de ce segment est le chauffage. Il s'agit donc d'une demande très instable car dépendante des aléas climatiques. Les consommateurs équipés de chaudières à gaz forment la partie captive du segment, l'achat et le renouvellement de chaudières en constituent la frange concurrentielle ;

- *industrie* : la consommation propre à ce segment est relativement constante car elle s'inscrit dans des processus productifs. Nous distinguerons deux types de consommateurs industriels. Ceux dont les installations sont mono-énergie, qui constituent la partie captive du segment, et ceux dotés d'équipement pouvant fonctionner avec plusieurs combustibles qui en forment, avec le renouvellement des matériels, la partie concurrentielle. Les entreprises équipées en biénergie sont généralement de grande taille et appartiennent à des secteurs d'activité très sensibles aux variations des prix des énergies, pour lesquels les gains potentiels liés à la possibilité de changer de combustible sont supérieurs au surcoût des installations ;
- *producteurs d'électricité* : la variabilité de leur consommation dépend de leur positionnement dans la production d'électricité. En général, il s'agit d'une production en base ou en semi-base, c'est-à-dire relativement constante au cours de l'année – la production en base couvre les besoins constants au cours de l'année, la semi-base correspond aux variations saisonnières de la demande, soit un temps de fonctionnement des centrales d'environ 2500 heures par an. Là encore, nous pouvons distinguer une partie captive – les installations mono-énergie – et une partie concurrentielle – les installations biénergie.

Dans le monde, en 1996, industrie, résidentiel-tertiaire et production d'électricité captaient respectivement 28,5 %, 26 % et 25,5% de la demande, le solde correspondant aux besoins du secteur chimique – utilisation en tant que matière première – et du secteur énergétique – production, traitement, transformation des hydrocarbures. La structure de la demande est sensiblement différente en Europe. En effet, en 1996, le résidentiel-tertiaire était de loin le segment le plus important avec 45,5 % de la demande, contre 25,5 % pour l'industrie et 19,2 % pour le secteur électrique.

Le fait marquant de ces dernières années est le développement spectaculaire de la production d'électricité à partir de gaz naturel. Cette progression est due à la conjonction de plusieurs phénomènes : l'abandon progressif du nucléaire par plusieurs pays, l'abondance de 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.

Tableau 1.1 *Evolution des consommations sectorielles de gaz en Europe*
(en millions de TEP et en % de la demande totale)

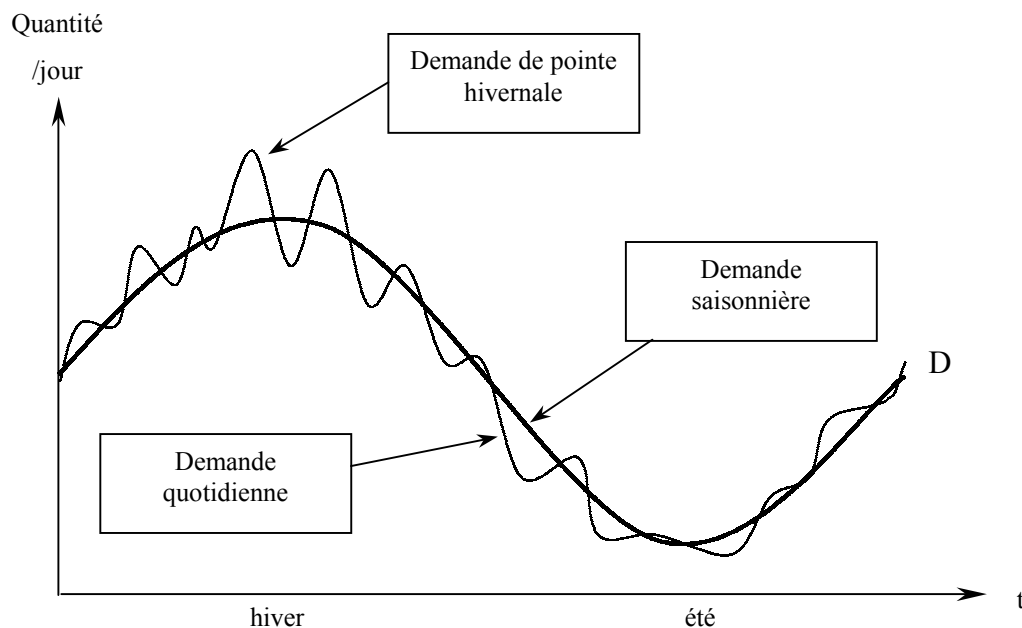
	1980		1985		1990		1995		1996	
Résidentiel - tertiaire	77,1	43,5%	91,8	46,5%	100,1	44,2%	126,8	44,4%	144,0	45,5%
Industrie hors matières premières	57,4	32,4%	57,6	29,2%	67,7	29,9%	76,5	26,8%	80,8	25,5%
Génération d'électricité	26,8	15,1%	24,9	12,6%	33,9	15,0%	53,5	18,7%	60,7	19,2%
Secteur énergie hors centrales	5,3	3,0%	10,5	5,3%	14,8	6,5%	15,4	5,4%	17,3	5,5%
Matière première	10,7	6,0%	12,8	6,5%	10,0	4,4%	13,4	4,7%	13,6	4,3%
Total	177,3		197,6		226,5		285,6		316,4	

Source : CEDIGAZ

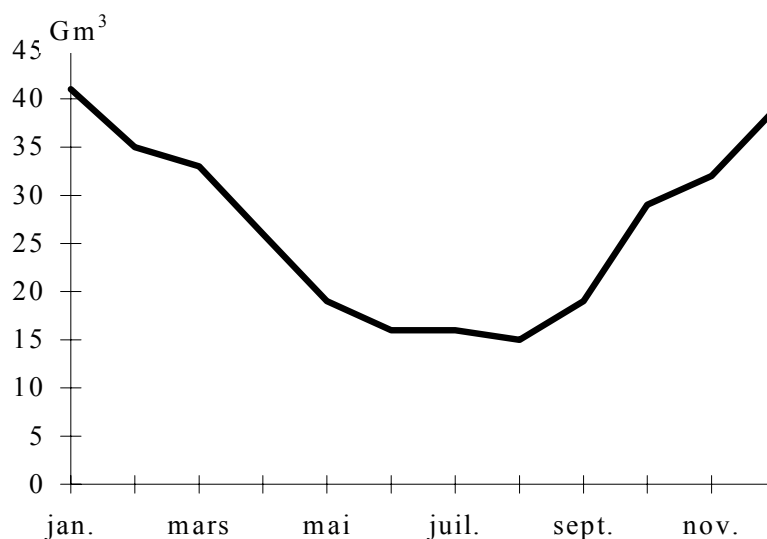
c) Variabilité de la demande

La variabilité de l'appel au réseau dépend principalement des usages faits du gaz par les consommateurs. Comme nous l'avons vu, le chauffage est de loin l'utilisation la plus instable car soumise aux évolutions des conditions climatiques, alors que la demande des industriels est, au contraire, relativement constante. Donc, plus la proportion de consommateurs domestiques et tertiaires est importante, plus les variations de l'appel au réseau sont prononcées. Ces variations peuvent être de trois natures :

- *les variations saisonnières* : il s'agit de la différence entre les niveaux de la demande en été et en hiver. Elles correspondent donc à l'évolution tendancielle de l'appel au réseau ;
- *les variations journalières* : le niveau de la demande peut varier d'une heure à l'autre. Par exemple, elle augmente aux heures des repas, baisse pendant la nuit ;
- *les demandes de pointe* : elles interviennent principalement lors des vagues de froid. Plus difficiles à prévoir que les précédentes, ce sont elles qui posent le plus de problèmes au niveau des capacités de transport : l'appel au réseau, en pointe, peut être jusqu'à sept fois supérieur à la demande moyenne du mois d'août.

Figure 1.3 *Demande saisonnière et demandes de pointe*

Il est très important pour les opérateurs gaziers de définir avec précision l'ampleur des fluctuations de l'appel au réseau car c'est elle qui permet de déterminer les caractéristiques des infrastructures d'approvisionnement à mettre en place. Les demandes de pointe jouent ici un rôle déterminant car c'est sur leur niveau que l'on se fonde pour fixer la capacité d'approvisionnement maximale. En pratique, pour des raisons de coût, il n'est pas possible de faire face à tous les cas de figure possibles. Ainsi les opérateurs fixent-ils un niveau de fiabilité garantie. Pour Gaz de France, le seuil de risque est de 2%, ce qui signifie que seules les demandes de pointe ayant une probabilité de réalisation inférieure à 2 % - c'est-à-dire deux fois par siècle – sont susceptibles de perturber les approvisionnements.

Figure 1.4 *Consommation saisonnière en Europe OCDE (1992)*

source : Agence Internationale de l'Energie

2. Les déterminants de la demande de gaz naturel

Dans les déterminants de la demande de gaz, nous devons distinguer les facteurs qui font qu'un consommateur va choisir le gaz plutôt qu'une autre source d'énergie d'une part, et les éléments qui vont définir l'appel au réseau à un instant donné d'autre part. Selon le segment de marché considéré, particuliers ou entreprises, les critères de choix ne sont pas les mêmes notamment parce que la rationalité de ces différents acteurs n'est pas la même.

a) Le processus de choix d'une énergie

Le choix d'une énergie se traduit, pour la plupart des consommateurs, par l'investissement irréversible dans un matériel spécifique d'un coût élevé, la chaudière. Représentant un engagement à long terme, il s'agit d'une décision importante pour le consommateur. La connaissance des critères de choix des différentes catégories de demandeurs est indispensable aux opérateurs énergétiques s'ils veulent développer une politique d'offre performante.

Les techniques de marketing, fondées sur les analyses du comportement des consommateurs, mettent en évidence deux grands types de variables explicatives, les

variables individuelles¹ et les variables collectives² [Decaudin (1995), Lendrevie et Lindon (1997)]. Les variables individuelles ont trait à la personnalité et aux objectifs propres du consommateur, qui cherche la meilleure solution pour satisfaire un besoin. Pour cela, il agit en fonction de ses goûts – goût du risque, goût pour les techniques sophistiquées, souhait d’être à la pointe du progrès –, du milieu dans lequel il évolue et des informations mises à sa disposition – conseils, publicité, presse spécialisée, mode, etc.

Le processus de prise de décision du consommateur comporte, théoriquement, quatre étapes. La première étape est la recherche d’information à travers différents canaux. L’expérience passée peut être déterminante, notamment dans la crédibilité accordée à chaque canal. Le consommateur évalue ensuite le niveau de risque – d’insuffisance des performances, de payer trop cher, risque physique, etc. – associé à sa décision. Le risque perçu est lié, en particulier, au niveau d’implication, c’est-à-dire à la valeur d’engagement accordée au choix de consommation. Pour limiter ce risque, les acheteurs peuvent se fier à leur expérience, faire confiance à des marques réputées ou encore confier l’achat à quelqu’un de plus compétent. Ensuite, une fois l’achat réalisé, le demandeur compare son niveau de satisfaction effectif à celui escompté. Cette expérience est fondamentale dans le processus de fidélisation.

¹ Variables explicatives individuelles :

- *Le besoin* est la première de ces variables. On en distingue généralement cinq types [Maslow (1952)] : physiologique, de sécurité, d’appartenance, d’estime ou d’accomplissement.
- *Les motivations* : buts que s’assigne le consommateur pour réduire un « état de tension » en rapport avec un besoin, comme la volonté de faire le bien, les peurs – objectives ou subjectives – ou le prix.
- *Les attitudes* : prédispositions du consommateur à évaluer et à réagir face à un produit – croyances, sentiments, tendance à agir. Traditionnellement, on considère qu’il est plus facile de changer les croyances que les sentiments, et les sentiments que les comportements.
- *L’implication* : il s’agit de l’intérêt que porte le consommateur au produit qu’il envisage de consommer. Plus il s’engage à long terme, plus il a le sentiment de prendre un risque, plus son achat est impliquant.
- *Les caractéristiques permanentes des individus* : la personnalité, l’image de soi, le style de vie.

² Variables explicatives sociologiques et psychosociologiques :

- Les individus sont soumis à *l’influence des groupes auxquels ils appartiennent* par un phénomène d’identification. La catégorie sociale, par exemple, est un groupe particulier au sein duquel les comportements individuels sont relativement homogènes.
- Il existe des *groupes de référence* en termes de croyances, d’attitudes ou de comportements, qui peuvent être positifs ou négatifs. Les individus, qu’ils appartiennent ou non à ces groupes, vont copier les comportements qui en sont caractéristiques.
- *Les leaders d’opinion* : individus qui jouissent d’un statut élevé dans le groupe, ils ont une aptitude particulière à personnifier les valeurs qui unissent le groupe. Ils contribuent à la fixation des normes. Ils peuvent initier des phénomènes de mode, ils jouent un rôle déterminant dans la notoriété des produits et des offreurs.

Dans le cas des biens énergétiques, le consommateur doit d'abord se doter d'un matériel de combustion. Si l'on excepte les matériels de cuisson, il s'agit de chaudières dont le prix est élevé et dont la durée de vie dépasse dix ans. En outre, il n'existe pas véritablement de marché d'occasion pour ces équipements. En conséquence, lorsqu'il choisit un type d'énergie, le consommateur s'engage à long terme. Il s'agit donc d'une décision très impliquante au centre de laquelle se situent les performances techniques et le prix anticipé à long terme du combustible. Or, les particuliers ont rarement les compétences leur permettant d'évaluer ces deux critères. Ils s'en remettent donc généralement aux professionnels – les chauffagistes, par exemple – et décident en fonction de la confiance qu'ils ont dans les offreurs de biens énergétiques.

En France, il est intéressant de constater que le gaz, après avoir pâti d'une réputation de dangerosité – risque d'explosion – bénéficie aujourd'hui d'un capital de sympathie très fort de la part du public : le chauffage au gaz est reconnu comme le moins cher, le plus propre, le plus pratique. La très forte notoriété de Gaz de France, qui témoigne de l'attachement traditionnel des français aux monopoles publics, y est certainement pour beaucoup. En effet, les principaux concurrents du gaz sont le fioul et l'électricité. Or, le fioul est considéré comme dépassé et sale, image contre laquelle les offreurs peinent à lutter étant donné leur morcellement et la relative instabilité des cours des produits pétroliers. L'électricité, quant à elle, a surtout la réputation d'être onéreuse, malgré des investissements limités au départ.

La notoriété à la fois du combustible et des firmes qui le distribuent joue donc un rôle déterminant dans la concurrence entre énergies. Cette notoriété dépend notamment des facteurs suivants :

- *le prix relatif du gaz par rapport à ses substituts* considéré non pas à court terme, mais sur longue période. Le choix du consommateur repose sur ses anticipations quant à l'évolution future des prix, prévisions fondées sur l'observation des données passées et actuelles.
- *Le prix relatif des équipements* associés à chaque bien énergétique – qui comprend à la fois l'achat et l'entretien. Si, compte tenu des performances techniques, l'écart de prix est significatif, comme c'est le cas entre les équipements électriques et ceux au gaz ou au fioul, une partie importante des consommateurs peut fonder sa décision sur le

niveau de l'investissement initial. Notons qu'entre le gaz et le fioul, les différences de coûts à l'achat sont faibles, mais qu'elles peuvent être plus significatives au niveau de l'entretien. Les brûleurs des chaudières collectives au gaz sont en effet plus fragiles que ceux des chaudières au fioul, d'où, au final, un coût de revient plus élevé. De même, les chaudières à gaz murales individuelles, peu chères et présentant un faible encombrement, ont une durée de vie beaucoup plus courte que les équipements plus lourds.

- *La crédibilité des offreurs.* Il s'agit là d'une variable qualitative, c'est-à-dire porteuse de subjectivité, représentant l'image du combustible et de la firme qui le distribue auprès des consommateurs. Elle repose sur un ensemble d'éléments dont la fiabilité perçue, la stabilité des tarifs, la réputation de solidité du distributeur, etc. De bonnes campagnes de communication peuvent être déterminantes.

Ces critères de choix sont valables pour l'ensemble des catégories de demandeurs. On considère cependant que les entreprises ont accès à une information de meilleure qualité que les particuliers. Elles sont donc censées avoir une meilleure connaissance des coûts et des performances techniques. Or, le rapport des consommateurs au prix sur les marchés monopolistiques dépend en grande partie de la qualité de leur information. Globalement, Kehoe (1996) montre que plus l'incertitude sur la qualité du bien acheté est grande, moins la sensibilité au prix est élevée. Ceci s'explique notamment parce que certains demandeurs, parmi les moins bien informés, peuvent considérer le prix comme représentatif de la qualité. D'autres au contraire, privilégiant des critères qualitatifs objectifs, se tournent vers des prescripteurs – commerçants, revue spécialisées, etc. – pour fonder leur choix. Lorsque les demandeurs entrent sur les marchés de manière séquentielle, alors certains sont informés sur la qualité et d'autres pas. Plus exigeants, ceux qui sont informés exercent un effet positif sur ceux non-informés [Tirole (1995a p.213)]. Dans ce cas, le monopole est poussé à améliorer ses prestations, et il peut exister un effet d'entraînement dans la mesure où le nombre de consommateurs ayant choisi le gaz est représentatif de la qualité de la fourniture. Ainsi l'élasticité-prix de la demande décroît avec le niveau d'incertitude [Dranove et Satterthwaite (1992)].

C'est pourquoi, selon le segment auquel ils appartiennent, les consommateurs sont différemment sensibles aux critères de choix que nous avons mis en évidence. Par

exemple, les entreprises sont moins sensibles que les particuliers à des éléments subjectifs comme la notoriété, mais accordent une plus grande importance au facteur prix – qui sera généralement l'élément déterminant de leur choix – notamment parce que leur compétitivité peut en dépendre.

Etant donnée l'existence d'une frange concurrentielle au niveau de l'achat et du renouvellement des chaudières, et comme le choix d'une énergie est très impliquant, les opérateurs doivent faire en sorte de réduire le risque perçu par les consommateurs¹. Mener une politique de prix cohérente peut alors être déterminante dans le cadre de la concurrence entre combustibles. Les firmes gazières ont donc intérêt à appliquer des tarifs stables² au cours du temps afin de donner le sentiment que l'évolution des tarifs est prévisible. Se situer sur un sentier décroissant est évidemment un atout dans la concurrence inter-énergétique.

b) Les déterminants de la consommation en volume

La consommation en volume, c'est-à-dire la demande adressée aux offreurs de gaz, dépend d'un certain nombre de facteurs conjoncturels et du prix du gaz. Cependant, une fois qu'ils ont choisi le gaz, les consommateurs équipés en mono-énergie deviennent captifs, d'où une sensibilité réduite de leur appel au réseau vis-à-vis des tarifs. Ainsi l'élasticité-prix de la demande de court terme est d'autant plus faible que la demande incompressible de gaz est élevée.

(i) Résidentiel - tertiaire

Sur ce segment, où la plupart des demandeurs sont équipés en monoénergie, la concurrence entre énergies se joue au niveau du renouvellement des matériels. A court terme, le niveau de leur demande dépend principalement :

- *de facteurs climatiques* dont dépendent les besoins en chauffage. L'appel au réseau est donc une fonction décroissante de la température extérieure.

¹ Comme le montrent Lendrevie et Lindon (1997, p.167), l'implication du consommateur est directement liée à la notion de risque à l'achat.

² Cela ne signifie pas que les prix doivent être constants, mais que la manière dont ils sont établis (en fonction de la saison, du cours des énergies concurrentes, etc.) soit compréhensible pour le consommateur, et qu'elle reste sensiblement la même au cours du temps.

- *De facteurs horaires* : la demande augmente aux heures des repas (besoin de cuisson), le matin et le soir (demande d'eau chaude) et diminue pendant la nuit. Cet aspect de la demande, qui joue à très court terme, est géré en partie grâce aux tolérances de variation de la pression du gaz dans les conduites.
- *Du prix du gaz*, mais ce facteur est relativement peu important par rapport aux deux précédents d'une part parce que le prix est une variable de la concurrence interénergétique et d'autre part parce que le niveau de la demande incompressible est élevé.

(ii) Industriels mono-énergie

Sur ce segment, la concurrence entre énergies se joue sur le renouvellement des matériels de brûlage. Le niveau de la demande courante est déterminé par les facteurs suivants :

- *niveau de l'activité* : plus les carnets de commande sont remplis, donc plus la production est soutenue, plus les besoins en énergie sont importants pour les entreprises. Le niveau de la conjoncture économique est donc, au niveau global, représentatif de cette variable ;
- *prix du gaz naturel* : la demande de gaz s'inscrivant dans un processus productif, la consommation est régie par des facteurs exogènes – objectifs et engagements commerciaux de l'entreprise. La composante incompressible de la demande est donc importante, d'où une faible élasticité-prix ;
- *la température extérieure* : cette variable concerne les besoins de chauffage des locaux industriels. Elle est relativement négligeable par rapport aux besoins liés à la production.

(iii) Industriels biénergie

Les industriels biénergie représentent la frange concurrentielle à court terme du marché gazier, et, plus généralement, des marchés énergétiques. Ce sont des industriels ayant des besoins suffisamment importants pour que le surcoût de l'installation soit compensé par les gains réalisés sur la possibilité de changer de ressource énergétique à tout instant. Comme pour les industriels mono-énergie, le niveau de la demande dépend principalement du niveau d'activité et, plus marginalement, des conditions climatiques.

Le prix relatif du gaz naturel par rapport au substitut est le principal déterminant de l'appel au réseau. En général, les industriels biénergie sont dotés de contrats interruptibles passés avec leur fournisseur de gaz selon les termes desquels ils s'effacent un certain nombre de jours dans l'année – lors des demandes de pointe – moyennant un tarif préférentiel.

c) Demande agrégée

La demande adressée aux compagnies gazières dépend en premier lieu de l'étendue du réseau, c'est-à-dire du nombre de consommateurs potentiels desservis. La construction d'un réseau est une opération de long terme, la demande dépend donc directement des efforts d'investissement consentis au cours des années précédentes.

Le niveau de la consommation dépend, en deuxième lieu, du taux d'équipement en chaudières à gaz. Globalement, pour qu'une compagnie gazière gagne des parts de marché, elle doit se construire une notoriété fondée sur les caractéristiques intrinsèques du gaz, sur sa capacité à fournir des services de qualité, et surtout sur l'évolution de ses tarifs à long terme, ces derniers devant être, comme nous l'avons vu, relativement stables et compétitifs par rapport aux substituts. Ainsi la concurrence entre ressources énergétiques provoque-t-elle un plafonnement du prix du gaz : les coûts des substituts définissent un prix-limite.

La variabilité de la demande à court terme dépend de la répartition des consommateurs par segment. Ainsi, plus la proportion de particuliers est importante, plus l'appel au réseau est aléatoire. Les compagnies gazières ont donc intérêt à disposer d'un important portefeuille de clients industriels pour assurer des enlèvements réguliers, et avoir des consommateurs « interruptibles » qui s'effacent lors des demandes de pointe.

B. L'APPROVISIONNEMENT DES MARCHES

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 ». La demande doit être satisfaite en temps réel, les compagnies gazières doivent donc mettre en place les moyens techniques qui permettent de faire face aux variations de l'appel au réseau.

Il existe généralement plusieurs sources d’approvisionnement pour un même marché. Or, techniquement, il existe plusieurs qualités de gaz naturel, selon le lieu de production. Comme le gaz délivré par un distributeur doit être utilisable par tout appareil prévu pour fonctionner avec ce combustible, les gaz commercialisés doivent être traités chimiquement afin que leurs caractéristiques soient suffisamment proches du standard en vigueur. En conséquence, sans perte de généralité, nous pouvons considérer que le gaz est un bien homogène. Ainsi les réseaux nationaux peuvent-ils être intégrés et compter plusieurs points d’entrée – terminaux d’importation ou champs de production.

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. Il est donc réservé aux liaisons trans-maritimes, comme pour les importations d’Algérie vers la France. 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.

L’organisation de la commercialisation du gaz obéit à un certain nombre de règles imposées par la nature du combustible, de l’offre – faible nombre de producteurs – et de la demande – grand nombre de consommateurs répartis géographiquement de manière hétérogène.

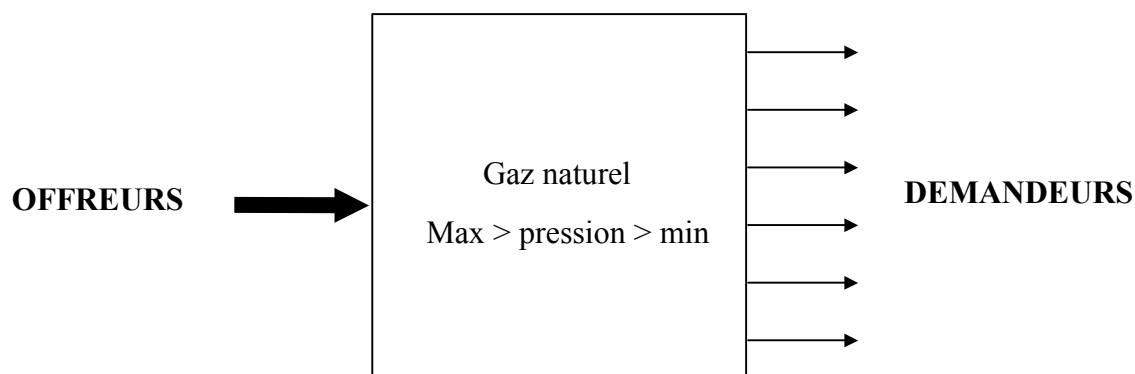
a) Le fonctionnement par compensation du réseau gazier

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. Contrairement aux électriciens, les offreurs de gaz disposent donc d’une certaine souplesse : le combustible contenu dans les canalisations représente un stock qui permet certains décalages entre soutirages et

injections. En résumé, d'un point de vue macroscopique, le réseau se présente comme une interface entre le (ou les) offreur(s) et les consommateurs, « boîte noire » que le premier remplit pendant que les seconds prélèvent les quantités dont ils ont besoin.

Figure 1.5 *Le réseau comme « boîte noire »*



Les réseaux nationaux sont intégrés et disposent généralement de plusieurs points d'approvisionnement, donc mettent à disposition des utilisateurs des gaz d'origines diverses. Les consommateurs ne sont donc pas en mesure de définir précisément la provenance du combustible qu'ils utilisent. Ainsi, sur un marché où plusieurs fournisseurs se concurrencent, le consommateur n'a aucun moyen de savoir s'il consomme le gaz injecté par l'entreprise avec laquelle il est sous contrat.

D'un point de vue théorique, pour le demandeur, l'ensemble des moyens de production et d'importation apparaissent concentrés en un point. Cette représentation du réseau « boîte noire » est adaptée à une étude macroscopique du commerce de gaz, sans préoccupation des problèmes de transition pouvant exister entre les différents maillons de la chaîne gazière, dans un contexte de réseau intégré où serait appliqué un tarif de transport indépendant de toute notion de distance. C'est le cas, par exemple, du réseau de transport de GDF sur lequel est pratiqué un tarif unique. Ce tarif unique est justifié par la difficulté qu'il y a à définir la notion de distance lorsque toutes les canalisations sont interconnectées.

Cette représentation est cependant assez pauvre, car elle ne permet pas de rendre compte d'un certain nombre de contraintes économiques propres à la commercialisation du gaz naturel. Elle est principalement exploitable dans le cadre d'un monopole intégré pratiquant la péréquation tarifaire. Il est intéressant de remarquer que, dans ce cas, comme

il n'existe plus de discrimination spatiale entre les demandeurs, le coût global de transport-distribution est réparti uniformément sur les consommateurs et le marché peut être assimilé à un marché ponctuel. Ainsi, mettre en évidence des problèmes comme les goulets d'étranglement et les moyens de les éliminer demande de passer à une spécification du réseau plus sophistiquée bien que fondée sur cette représentation sous forme de « boîte noire ».

b) Les maillons de la chaîne gazière

Le processus de livraison du gaz naturel comporte plusieurs étapes : il faut acheminer de grandes quantités des champs de production vers les zones de consommation, puis 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 croissantes avec les distances et les volumes à transporter. Voici les spécifications définies par Gaz de France :

- *réseau haute pression* : il assure le transit du gaz sur de longues distances (jusqu'à plusieurs milliers de kilomètres pour les transits internationaux). D'un diamètre important (jusqu'à 1400 mm), les canalisations permettent l'acheminement de quantités très importantes. Elles sont en acier et fonctionnent, en Europe, sous une pression comprise entre 40 et 80 bars.
- *réseau primaire* : il assure le transit du gaz sur des distances n'excédant pas quelques centaines de kilomètres, reliant généralement le réseau haute pression aux réseaux secondaires. Il fonctionne sous une pression dite "moyenne pression C" (4 à 19 bars).
- *réseau secondaire* : il assure, d'une part le transit du gaz, par exemple du réseau primaire à une zone de consommation, d'autre part la desserte d'utilisateurs finaux. La pression est généralement comprise entre 50 millibars et 4 bars (basse pression à moyenne pression B).
- *réseau tertiaire* : il est exclusivement consacré à la desserte des consommateurs finaux. Il est organisé sous forme d'antennes et fonctionne sous les mêmes pressions que le réseau secondaire.

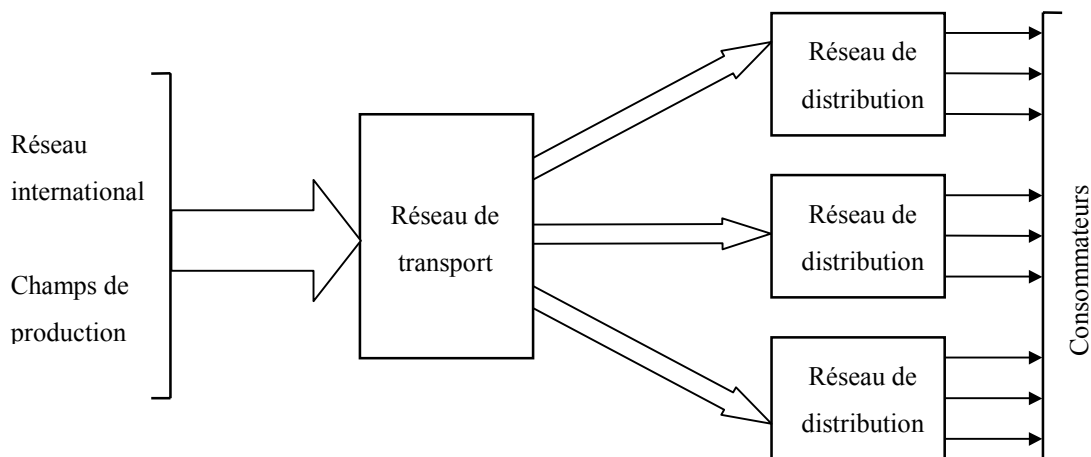
c) Représentation schématique du réseau

Une spécification aussi fine des différents maillons de la chaîne gazière n'est pas nécessaire à nos développements futurs. Pour plus de simplicité et par souci de clarté, nous privilégierons la description suivante qui compte trois parties :

- *sources d'approvisionnement* : il s'agit des champs de production et des terminaux d'importation depuis lesquels le marché est approvisionné. Nous les apparenterons au réseau international ;
- *le réseau de transport* : il relie les sources d'approvisionnement aux zones de consommation. Il est caractérisé par de gros débits. Il regroupe les réseaux haute pression et primaire. Sa configuration géographique est de type "maillage";
- *le réseau de distribution* : il relie le réseau de transport aux consommateurs. Il regroupe les réseaux secondaire et tertiaire. Sa configuration est plutôt de type "arborescence".

Plus on se rapproche des zones de consommation, plus le maillage du réseau est dense et plus les pressions de service sont faibles. Pour une étude plus fine de la gestion stratégique des réseaux gaziers, et en particulier pour pouvoir mettre en évidence les risques des saturation, nous représenterons le réseau comme une succession de « boîtes noires ». Chaque maillon est demandeur de l'élément amont et offreur pour les maillons aval.

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 – les demandes de pointe sont en effet rarement simultanées en tout point d'un territoire de la taille 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.

Figure 1.6 Représentation schématique du réseau

Gaz de France applique un tarif unique sur le réseau de transport et pratique une péréquation tarifaire à l'échelle des réseaux de distribution. GDF n'applique pas une péréquation tarifaire à l'échelle nationale. Les différences géographiques entre les niveaux tarifaires s'expliquent notamment par l'éloignement des zones de consommation par rapport aux installations de transport. En conséquence, la concurrence inter-énergétique peut être décentralisée et gérée au niveau local par les distributeurs.

2. Le transport du gaz naturel par canalisation

Couramment, les économistes font part de rendements d'échelle croissants sur le transport de gaz naturel. Mais ce qualificatif ne rend compte qu'imparfaitement de la réalité technique de cette activité. Clarifions donc les termes par une étude détaillée de la formation du coût de transport par canalisation du gaz naturel.

a) *Les règles techniques du transport de gaz*

La pression de service est, sur les réseaux de transport européens, comprise entre 67 et 80 bars. Entre deux points A et B distants de l , le gaz subit une perte de charge, c'est-à-dire une chute de pression, ΔP telle que, d'après la formule simplifiée de Renouard :

$$\Delta P^2 = P_A^2 - P_B^2 = k \frac{Q^2}{D^5} l$$

Ainsi, pour une perte de charge quadratique donnée, c'est-à-dire si l'on fixe la perte de charge unitaire par unité de longueur, on a :

$$\frac{Q^2}{D^5} = C \text{ où } C \text{ est une constante.}$$

Dans ce cas, si l'on double le diamètre de la canalisation, alors la capacité de transport passe de Q à Q' tel que :

$$\frac{Q'^2}{(2D)^5} = C \Leftrightarrow Q' = 2^{5/2} C^{1/2} D^{5/2} = 2^{5/2} Q$$

La capacité de transport est donc multipliée par environ 5,7 lorsque l'on double la section de la conduite. On en déduit que l'élasticité de la capacité de transport par rapport au diamètre de la canalisation est :

$$E_{Q/D} = \frac{5}{2}, \text{ soit } \frac{dQ}{Q} = \frac{5}{2} \frac{dD}{D}$$

La capacité de transport croît donc plus vite que le diamètre des canalisations. Cette croissance des rendements est due à la baisse de la perte de charge avec l'augmentation du diamètre en raison d'une réduction des frottements. Mais les pertes de charge contraignent les transporteurs à comprimer le gaz régulièrement, surtout sur de grandes distances, donc à installer des compresseurs le long des canalisations.

L'augmentation plus que proportionnelle de la capacité de transport par rapport au diamètre permet-elle de définir des rendements d'échelle croissants ? Une fois l'investissement réalisé, il n'est pas possible d'augmenter le diamètre des conduites. La capacité installée est donc fixe, à moins d'engager de nouveaux investissements, certes moins importants que les premiers mais suffisants pour qu'il n'existe de rendements croissants qu'*ex ante*, c'est-à-dire lors de la détermination des dimensions des infrastructures.

Une fois les conduites posées, le coût de transport marginal est croissant, la baisse du coût moyen ne tenant qu'à la répartition des coûts fixes sur une quantité croissante de combustible.

b) Coût des canalisations

Le transport de gaz est caractérisé par d'importants investissements, mais de faibles coûts de fonctionnement. Au total, on estime que les coûts fixes représentent 80 à 90% du coût total de fonctionnement du réseau. Dans le monde, la valeur à neuf des ouvrages de transport, stockage et distribution s'élèverait à près de 1400 milliards de dollars [Dauger et

Sanglerat (1999)]. Le montant des investissements nécessaires au transport du gaz naturel dépend des facteurs suivants :

- de la distance à couvrir ;
- du débit maximum, observé les jours de pointe ;
- du rapport entre le diamètre des canalisations et le nombre de stations de recompression ;
- des caractéristiques du terrain.

Les sociétés de transport de gaz doivent donc assumer deux types d'investissements, la pose des canalisations d'une part et le placement de stations de recompression (environ tous les 100 km) d'autre part. Pour avoir un aperçu du coût de transport, il faut donc évaluer l'importance de ces deux postes de dépense.

Le coût des canalisations se décompose en la fourniture d'acier et autres matériaux nécessaires à la fabrication des tuyaux, et la pose, dont la manutention, les charges du maître d'œuvre, etc. Globalement, si l'on note le diamètre des tubes D , ces différents postes peuvent être rassemblés dans une formule du type :

$$\text{Investissement} = a + b.D + c.D^2, \text{ où } a, b \text{ et } c \text{ sont des constantes}$$

Tableau 1.2 *Coût des canalisations en terrain «moyen»*

Diamètre nominal (mm)	100	200	400	600	800	900	1200	1400
Prix du mètre linéaire (F 1993)	370	530	1030	1830	2970	3540	5650	7300

source : Gaz de France

Le tableau 1.2 donne le prix hors taxes des canalisations¹ pour un terrain « moyen », c'est-à-dire pour un parcours à 75% en rase campagne et à 25% en zone à faible densité d'habitations aux conditions économiques de 1993. Il montre l'importance de la croissance des rendements. En effet, si, par exemple, on substitue une canalisation d'un diamètre de

¹ En fonction des terrains rencontrés, les coûts de pose peuvent varier dans un rapport de allant de 1 à 10.

1400 mm à une canalisation de 100 mm, le coût est multiplié par vingt, mais la capacité de transport l'est par plus de 800. Ainsi, si l'on voulait transporter l'équivalent de la capacité de transport du gazoduc le plus grand à l'aide du plus petit, il faudrait en poser plus de 800 en parallèle, pour un coût multiplié par 40. Dans un autre ordre de grandeur, il faudrait poser 6 canalisations d'un diamètre de 600 mm pour obtenir la capacité de transport d'un gazoduc de 1200 mm, pour un coût multiplié par 1,92. Si on estime les paramètres de l'équation exprimant l'investissement par mètre (en francs) en fonction du diamètre (en millimètres) à partir de ce tableau, on obtient :

$$I = 186,9 + 11,38D + 0,283D^2$$

Donc, en première approximation, on peut considérer que le montant de l'investissement est proportionnel au diamètre, c'est-à-dire $I = b \cdot D$. On peut ainsi exprimer la variation de l'investissement en fonction de la variation de capacité désirée :

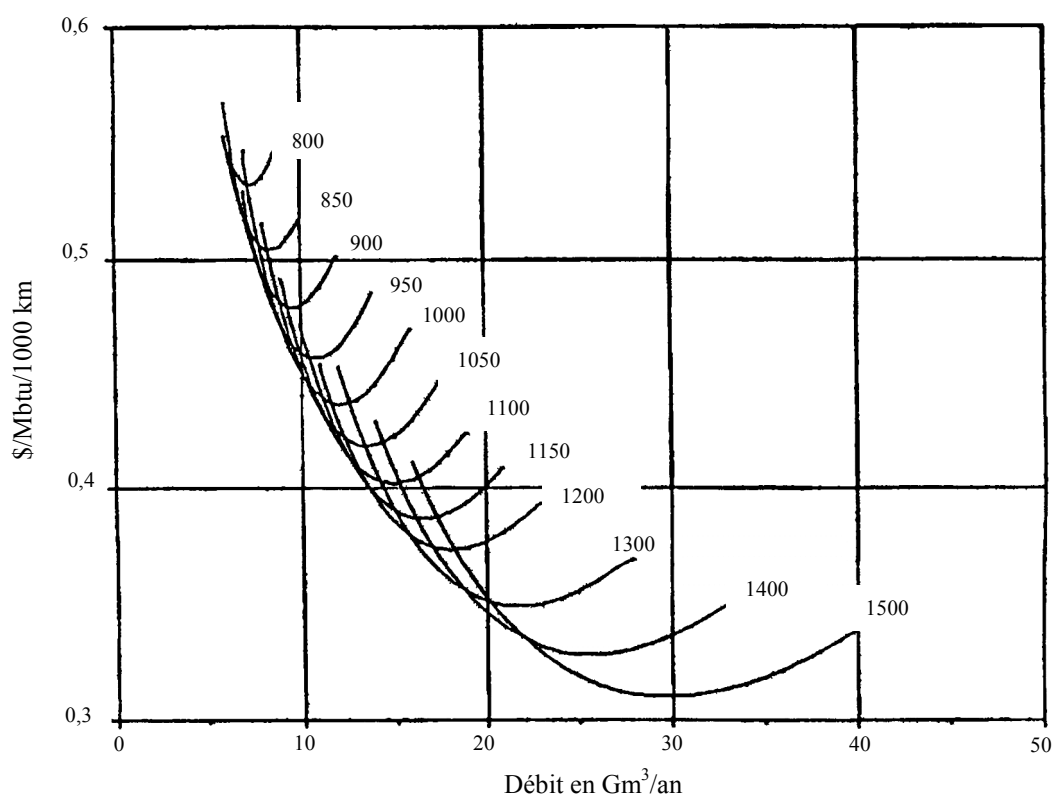
$$\frac{dI}{dQ} = \frac{dI}{dD} \cdot \frac{dD}{dQ}, \text{ or } \frac{dD}{dQ} = \frac{2D}{5Q} \text{ donc } \frac{dI}{dQ} = b \cdot \frac{2D}{5Q} = \frac{2}{5} \cdot \frac{I}{Q}, \text{ ainsi :}$$

$$\frac{dI}{I} = \frac{2}{5} \cdot \frac{dQ}{Q}$$

Ainsi, pour une augmentation de capacité de 1%, la progression de l'investissement n'est que de 0,4%. De plus, chaque année, les coûts fixes de fonctionnement des canalisations représentent environ 2% de l'investissement initial.

La figure 1.7 illustre parfaitement la relation entre le débit d'une part et le coût de transport unitaire d'autre part selon le diamètre des gazoducs. Elle met clairement en évidence la croissance des rendements. Il est cependant intéressant de constater que le diamètre doit être ajusté au mieux : un surdimensionnement se traduit par des surcoûts. D'où l'importance d'évaluer correctement la consommation potentielle lorsque sont réalisés les investissements.

Figure 1.7 *Coût technique du transport selon le diamètre du gazoduc*
(diamètres en mm)



Source : Cournède (1999), d'après l'Observatoire méditerranéen de l'énergie

c) Coût des stations de compression

Sur de longues distances, il est nécessaire de comprimer le gaz régulièrement afin de compenser les pertes de charge. Or les pertes de charge sont décroissantes en fonction du diamètre des conduites, installer des stations de compression permet donc de réduire les investissements, donc le coût global de l'ouvrage. La puissance requise pour comprimer un gaz est proportionnelle au rapport entre la pression finale (dite de refoulement) et la pression initiale (dite d'aspiration) et non à leur différence. L'opérateur a donc intérêt à fonctionner à pression élevée, et à ne pas la laisser trop chuter pour limiter la puissance des turbines à installer — les taux de recompression appliqués par GDF sont d'environ 1,6.

Le coût des stations est proportionnel à la puissance installée (W) et au diamètre de la canalisation (D). Ainsi, si a , b et c sont des constantes, on arrive à une formule du type :

$$\text{Investissement} = a + b.W + c.D.$$

Tableau 1.3 *Coût indicatif des stations de compression*

Puissance (kW)	4 500	9 000	20 000	27 000
Coût (MF 1993)	105	125	230	275

source : Gaz de France

Les compresseurs fonctionnent au gaz. Plus ils sont puissants et nombreux, plus les coûts variables de transport sont élevés. Chaque année, les coûts fixes des stations de compressions représentent de 3% à 6% de l'investissement initial. Ainsi, lors de la décision d'investissement, l'opérateur arbitre entre gros investissement mais faible coût de fonctionnement – diamètre des canalisations important – et investissement plus faible mais coût de transport plus élevé – stations de compression plus nombreuses ou plus puissantes. Si les demandes de pointe sont rares, on a intérêt à privilégier le coût de transport et réduire l'investissement. Il est malheureusement impossible d'établir une formule de coût d'investissement ayant valeur de référence tant les frais à engager dépendent de facteurs exogènes comme les données géographiques ou la densité de population.

d) Nature des arbitrages au niveau des investissements

En résumé, nous dirons que le coût unitaire du transport sur une période est égal aux dépenses d'investissement et d'exploitation — dont le gaz autoconsommé pour la recompression est une composante non négligeable — que l'on doit ramener aux volumes transportés. Une fois l'investissement réalisé, le coût au mètre-cube est presque inversement proportionnel aux quantités transportées. Remarquons qu'à capacité de pointe donnée, augmenter le taux de charge n'aura que peu d'effet sur le coût de transport (tant que cela ne demande pas de nouvel investissement).

Ainsi, bien que les rendements soient croissants au niveau du transport – doubler le diamètre permet de multiplier la capacité de transport par 5,7 –, **l'importance des coûts en capital sur de longues distances impose de fonctionner avec un taux de charge maximal**, c'est-à-dire avec un rapport quantité transportée par an sur investissement le plus élevé possible. **Le stockage**, au delà des solutions qu'il peut apporter quant à la

couverture des demandes de pointe par la mise à disposition de quantités importantes en un temps réduit, **est un moyen efficace de répondre à ce besoin.**

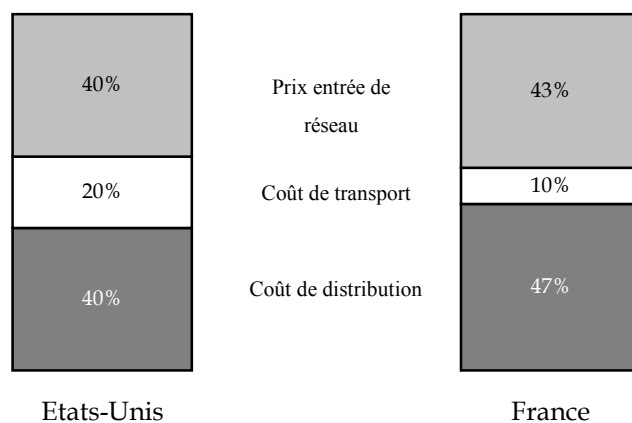
En effet, les réservoirs situés à proximité des zones de consommation permettent, par leur remplissage en période de faible demande, de reporter sur l'été une partie du transport qui serait à réaliser en hiver, permettant ainsi de réduire les investissements en capacités de transport, et d'augmenter le taux de charge moyen des installations. Ces gains, cumulés à ceux réalisables sur les différences des cours du gaz entre l'été et l'hiver, font que le stockage peut devenir une composante importante de la stratégie des opérateurs gaziers.

3. Le prix du gaz

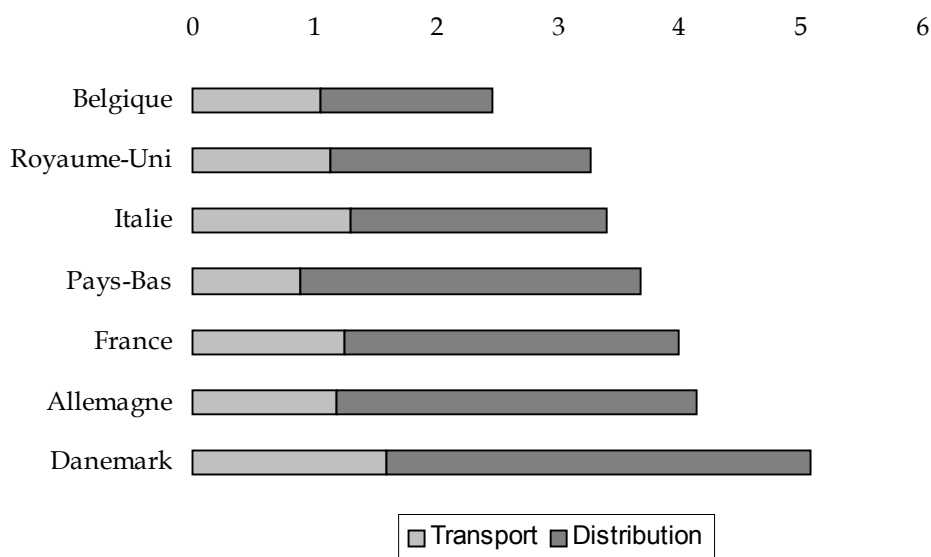
a) Les composantes du coût du gaz naturel

Empiriquement, il est difficile de calculer le coût du gaz à travers le monde, et en particulier son coût de transport. En effet, de nombreux marchés sont opaques, et surtout, d'un pays à l'autre, la part du transport peut être très variable selon les distances à couvrir d'une part, et les caractéristiques géomorphologiques des territoires traversés d'autre part. Ainsi, plus la densité de la population est élevée, plus le coût de transport unitaire est faible. Sur longue distance, on estime que le coût de transport d'un baril de pétrole est de 1\$, contre 10\$ pour l'équivalent en gaz [Dauger et Sanglerat (1999)].

La figure 1.8 qui met en parallèle France et Etats-Unis, montre l'influence de la taille du territoire sur la répartition des coûts entre transport et distribution (les coûts en entrée de réseau ne sont en effet pas les mêmes). Ainsi le rapport coût de transport/coût de distribution est beaucoup plus faible en France (1/4) qu'aux Etats-Unis (1/2). En effet, les principales zones de production sont situées au Texas et en Alaska, elles sont donc éloignées des zones de consommation les plus importantes – surtout le nord-est du pays. Cependant, la France importe près de 95% du gaz qu'elle consomme, le prix « entrée de réseau » est donc fortement alourdi par le transport international, ce qui n'est pas le cas pour les Etats-Unis. On peut donc évaluer à environ 60% la part des coûts d'acheminement dans le prix final du gaz. D'où l'intérêt qu'il y a à chasser les pertes d'efficacité du transport et de la distribution comme les erreurs dans l'évaluation des investissements par exemple.

Figure 1.8 *Structure du prix moyen pour le consommateur final en 1990*

source : Agence Internationale de l'Energie (1994)

Figure 1.9 *Coûts de transport et de distribution estimés 1992, en \$/MBtu*

Source : Agence Internationale de l'Energie (1994)

La figure 1.9 montre les disparités absolues de coût d'acheminement du combustible entre différents pays européens. Elles peuvent être importantes d'un pays à l'autre : par exemple, le contenu en transport du prix final du gaz au Danemark est de plus deux fois celui de la Belgique. Elles sont représentatives d'une part des spécificités géographiques

des pays (taille du territoire, reliefs, etc.), d'autre part de la maturité des différents marchés, c'est-à-dire du taux de pénétration du gaz naturel dans les bilans énergétiques respectifs et du niveau d'amortissement des infrastructures. Les rendements étant croissants dans le transport, plus le nombre d'utilisateurs est important, plus les économies d'échelles sont exploitées et plus la répercussion unitaire des coûts fixes est faible.

b) La rente gazière

Les marges dégagées par la commercialisation du gaz sont couramment regroupées sous l'appellation « rente gazière ». Étant 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 distinguerons deux grands types de rentes, chacun caractéristique d'une partie de la chaîne gazière :

- *en amont*, c'est-à-dire au niveau de la production et du commerce international, il s'agit d'une rente différentielle caractéristique des industries minières. 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. Ensuite, 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. La courbe d'offre est donc en escalier. Si l'on suppose qu'il existe un prix international unique fondé sur le coût de production du champ marginal, alors la rente est de type ricardien : il existe un profit différentiel pour les producteurs infra marginaux.
- *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 terme de coût est susceptible de générer une rente gazière. Mais la rente totale est plafonnée par le prix des substituts. Il peut donc 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. Donc, logiquement, c'est sur les maillons les plus concurrentiels que la rente est la plus faible.

4. Le stockage, élément clé de la sécurité de l'approvisionnement

Les risques qui pèsent sur les approvisionnements gaziers sont pluriels. Le principal d'entre eux 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.

a) 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. Les raisons peuvent en être une demande trop forte au niveau international – en raison d'une vague de froid à l'échelle de l'Europe par exemple – ou l'interruption des importations suite à un conflit politique dans le pays exportateur – les importations françaises dépendent à près de 60% de la Russie et de l'Algérie, pays aux régimes politiques instables ;
- *le risque de saturation du réseau*, lié plus spécifiquement aux conditions climatiques : il est possible que les capacités des canalisations ne puisse pas permettre de satisfaire l'ensemble de la consommation en cas de demande trop forte.

Mettre en place des moyens de 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* : un réseau intégré 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 différents, s'engagent à interrompre momentanément leurs enlèvements 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.

Ces problèmes se posent avec beaucoup moins d'acuité pour les pays producteurs que pour les pays importateurs. Ils peuvent en effet bénéficier de la souplesse des champs de production et ne connaissent pas le risque politique. En outre, une fois épuisés, les gisements peuvent être reconvertis en stockages.

b) Localisation des stockages sur le réseau

Le stockage souterrain est une technique très fiable pour faire face aux problèmes de sécurité de l’approvisionnement, notamment lorsque les zones de consommation sont éloignées des zones de production. Mais cela représente de gros investissements et les sites géologiquement favorables sont rares. Les compagnies gazières doivent donc procéder à des arbitrages entre stockage et solutions alternatives :

- *stockage ou augmentation de la capacité du réseau* : l’intérêt d’un stockage réside dans sa proximité avec les consommateurs finaux. Il représente un gisement local venant compléter l’approvisionnement haute pression qui provient directement des terminaux d’importation ou des champs de production. Il permet donc de limiter le diamètre des gazoducs interrégionaux. Le choix d’une solution dépend de nombreux facteurs, en particulier des volumes nécessaires, de la configuration géographique de la zone à approvisionner, de la fiabilité des sources d’approvisionnement, de l’éloignement des sites de production. En général, les stockages permettent, à qualité de service égale, de réduire le montant total des investissements.
- *stockage ou contrats interruptibles* : l’avantage du portefeuille de contrats interruptibles par rapport au stockage est d’éviter de gros investissements. Cependant, dans le cadre de la concurrence entre les énergies, faire reposer la sécurité de l’approvisionnement sur l’effacement des gros consommateurs peut porter atteinte à la fiabilité du gaz naturel perçue par les consommateurs. Mais surtout, les disponibilités ainsi offertes ne sauraient à elles seules permettre une gestion efficace des fluctuations de la demande.

Cependant, 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 avec le moins d'à-coups possibles.

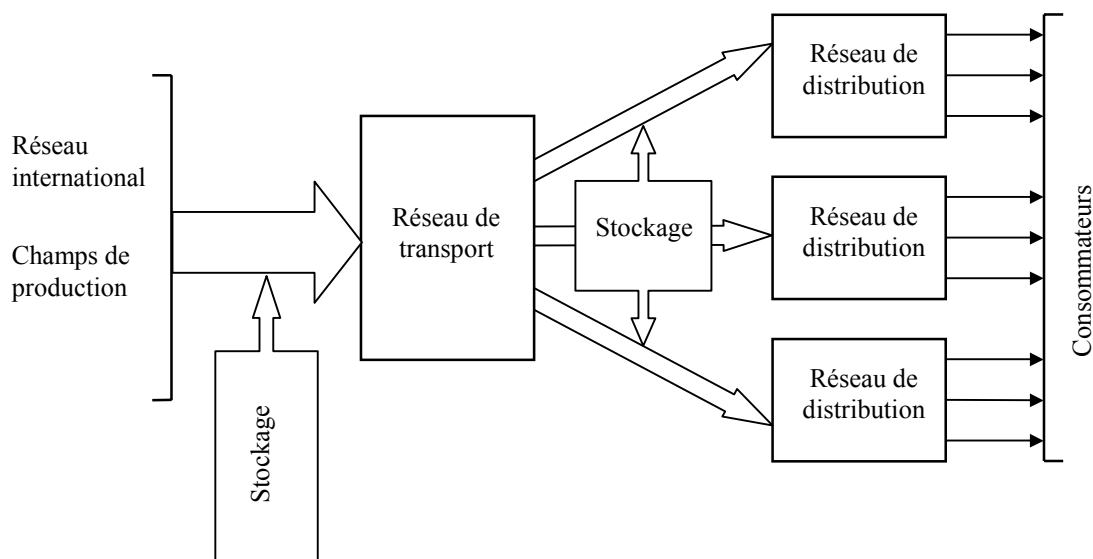
Les contrats d'importation prévoient en effet des livraisons certes modulées en fonction des saisons, mais insuffisamment au regard de l'instabilité de l'appel au réseau. Le réseau international est donc en mesure d'approvisionner les marchés nationaux en termes de quantités annuelles, mais pas en termes 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 de transport nationaux. 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.

Ajoutons que, outre la flexibilité et la réduction des risques techniques et politiques, les stockages permettent de profiter des fluctuations des cours du gaz en achetant en périodes de bas prix pour revendre lorsque les cours progressent. Les compagnies gazières achètent donc en été une partie des quantités qu'elles commercialisent en hiver. De plus, cela permet d'augmenter le taux de charge des installations de transport, donc de réduire les investissements en canalisations.

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 considérerons que ces installations sont localisées au niveau des transitions entre maillons, transitions où sont localisés les goulets d'étranglement du réseau gazier¹.

¹ Il s'agit là d'une conception théorique du stockage. En effet, les sites géologiques propices sont rares, il est donc exceptionnel que les compagnies gazières puissent réellement choisir leur localisation.

Figure 1.10 *Position des stockages sur la chaîne gazière*

c) Caractéristiques techniques des différents modes de stockage

Stocker de grandes quantités de gaz naturel n'est économiquement viable que sous forme gazeuse. Des techniques de stockage souterrain ont donc été mises au point. Leurs avantages sont les suivants :

- capacités importantes ;
- possibilité de stocker du gaz à de hautes pressions dans d'excellentes conditions de sécurité ;
- préservation de l'environnement par une faible emprise au sol (réduite aux puits et aux stations de traitement du gaz).

Il existe deux grandes familles de stockages : 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 – 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.

(i) Stockage en ancien gisement

Cette technique consiste à reconvertir un gisement épuisé de gaz, ou de pétrole, en site de stockage par injection de gaz naturel. Ses avantages sont d'une part l'économie des coûts de prospection, inévitables pour les autres techniques, et d'autre part la possibilité éventuelle d'utiliser les installations existantes, telles que les puits. Cependant, tous les anciens gisements ne sont pas convertibles :

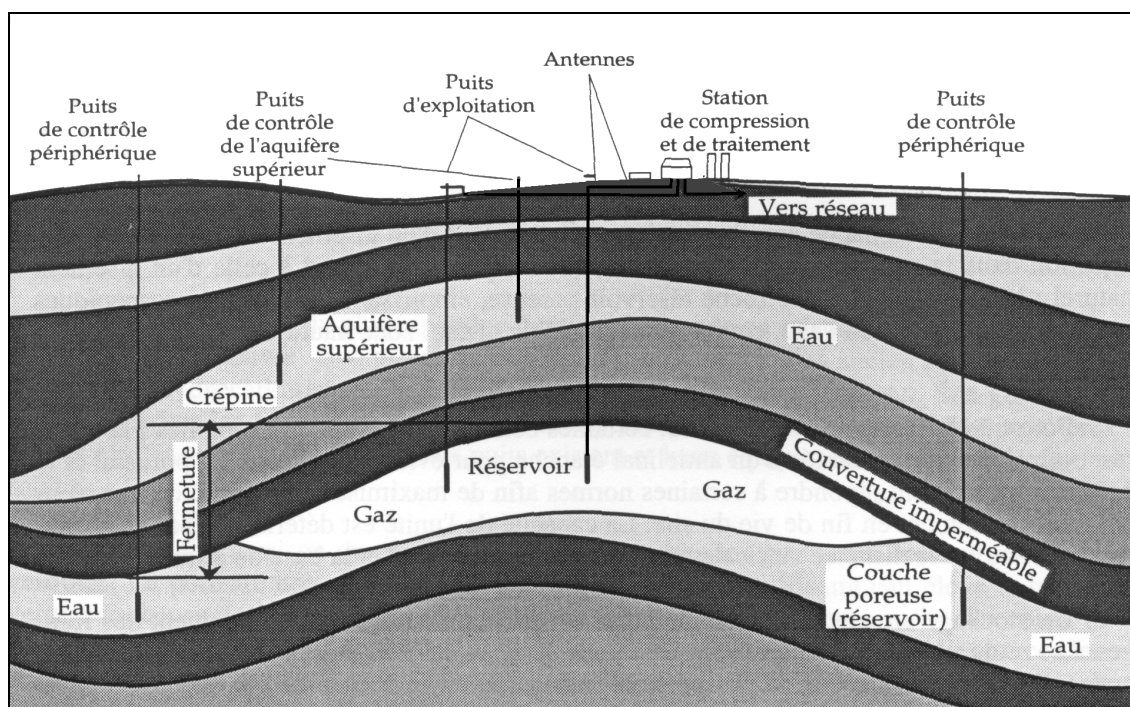
- la porosité des roches réservoirs doit être suffisante pour permettre un taux de récupération élevé ;
- la couverture rocheuse doit être suffisamment étanche pour limiter au maximum les fuites de combustible ;
- le gisement doit être proche des zones de consommation pour pouvoir jouer son rôle régulateur ;
- la qualité du gaz doit être très peu altérée pour limiter au maximum les opérations de traitement au soutirage.

Avec 459 réservoirs de ce type répertoriés par CEDIGAZ dans le monde en 1998, cette technique est, de loin, la plus répandue, d'une part parce qu'elle est la moins onéreuse et d'autre part en raison du grand nombre d'anciens gisements disponibles.

(ii) Stockage en nappe aquifère

Cette technique consiste à créer un gisement artificiel par injection de gaz dans une roche poreuse initialement imbibée d'eau. Le combustible imprègne la roche réservoir, emplissant les vides microscopiques en chassant l'eau par compression. Cependant, pour que le stockage de gaz y soit possible, une nappe aquifère doit répondre à des critères techniques très précis :

- la roche réservoir doit être surmontée d'un anticlinal étanche pour éviter toute fuite ;
- la porosité et la perméabilité doivent remplir certaines conditions pour maximiser la quantité de gaz récupérable.

Figure 1.11 *Stockage en nappe aquifère*

La découverte d'un site demande donc un gros travail de prospection géologique (étude sismique, forages). Le remplissage doit ensuite être progressif, alternant injections et soutirages. En tout, la création d'un tel stockage peut prendre jusqu'à quinze ans. Près de la moitié du volume stocké sert à maintenir la pression à un niveau autorisant l'exploitation (gaz coussin). Cette quantité de gaz n'étant pas récupérable, elle représente le plus gros investissement engagé sur un site. Ces contraintes techniques, les coûts qui y sont liés et la rareté des sites favorables expliquent qu'on ne compte que 74 stockages en nappe aquifère dans le monde.

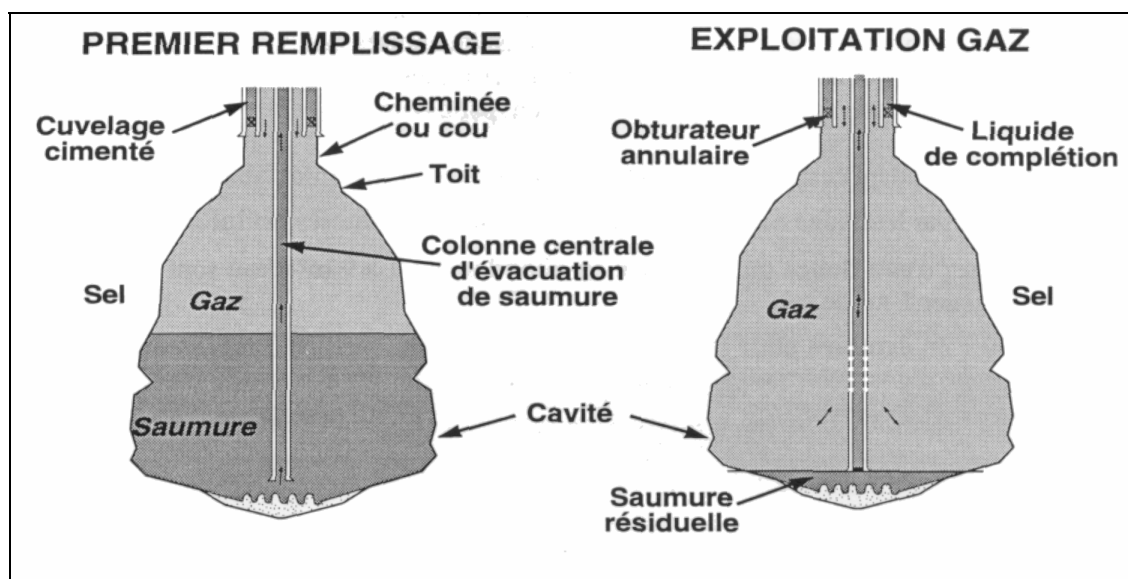
(iii) Stockage en cavité saline

Cette technique, d'abord utilisée pour le stockage de produits pétroliers, est plus récente que les précédentes. D'un coût au mètre-cube utile plus élevé et d'une capacité moindre, elle est généralement mise en œuvre lorsqu'il n'y a pas d'autre recours possible ou lorsqu'il existe un besoin précis d'écêtement des demandes de pointe – elle permet en effet de mobiliser rapidement d'importantes quantités de gaz.

Le principe est de creuser une cavité souterraine dans une couche de sel. Le creusement se fait par lessivage : de l'eau est injectée, le sel se dissout, puis la saumure est soutirée. En fin de creusement, l'eau est remplacée par du gaz naturel.

Mais les contraintes sont nombreuses. Après une campagne d'exploration poussée pour repérer un site possible, il faut vérifier que le taux d'éléments insolubles ne dépasse pas 25%, disposer d'eau douce ou peu salée en abondance et pouvoir évacuer la saumure. La pression ne doit jamais descendre sous un certain seuil pour garantir la stabilité du terrain, et les remplissages et soutirages provoquent des variations de température et de pression. Le creusage est donc une opération longue et délicate qui peut prendre plusieurs années.

Figure 1.12 *Stockage en cavité saline*



Cependant, les cavités salines ont de nombreux avantages. Elles disposent de grandes capacités de soutirage, d'une excellente disponibilité, d'une période de remplissage réduite, d'un haut degré de sécurité, et enfin, le gaz coussin est récupérable en totalité. Elles permettent donc une rotation des stocks importante, qualité particulièrement appréciable dans un contexte concurrentiel, quand il est nécessaire de mobiliser d'importantes quantités de combustible en un temps réduit (notamment pour intervenir sur un marché spot). Ces qualités ont relancé l'intérêt des opérateurs gaziers pour cette technique durant ces dernières années, notamment aux Etats-Unis. De 1992 à 1998, le nombre de stockages en cavités salines est en effet passé de 33 à 56 dans le monde.

Tableau 1.4 *Les stockages souterrains de gaz naturel dans le monde en 1998*

	Anciens gisements	Nappe aquifère	Cavités salines	Anciennes mines	Total
Amérique du Nord	351	47	25	1	424
Canada	31	-	7	-	38
Etats-Unis	320	47	18	1	386
Europe occidentale	25	21	18	2	66
Allemagne	10	8	13	1	32
Autriche	5	-	-	-	5
Belgique	-	1	-	1	2
Danemark	-	-	1	-	1
Espagne	1	-	-	-	1
France	-	12	3	-	15
Italie	8	-	-	-	8
Royaume-Uni	1	-	1	-	2
Europe de l'est	48	14	1	-	63
Ex-URSS	32	13	1	-	46
Reste du monde	1	-	-	-	1
Total monde	425	82	44	3	554

Source : CEDIGAZ (1998)

(iv) Autres techniques de stockage

Les techniques citées ci-dessus sont les plus répandues à travers le monde. Or, comme nous l'avons précisé, elles réclament des configurations géologiques très précises, donc rares. Ainsi, il est parfois impossible de développer des stockages classiques dans certains pays ou à proximité de certaines zones de demande importantes. Par exemple, en Scandinavie, où le sous-sol est de type cristallin, donc impropre à la création de stockages en nappe aquifère ou en cavités salines, des études sont menées afin de stocker du gaz en cavités minées, c'est-à-dire creusées dans la roche. Il existe une unité de ce type en République Tchèque et sept projets ont été recensés dans le monde [Cornot-Gandolphe

(1995)]. Cette technique, très onéreuse, représente le dernier recours pour une firme gazière.

d) Le coût de stockage

Les stockages sont caractérisés par leur volume total et leur volume utile, c'est-à-dire la quantité de gaz utilisable. En général, le coût de stockage est exprimé par mètre-cube utile. Il est très variable d'une technique à l'autre, d'un site à l'autre, il est donc difficile d'en établir une nomenclature précise. Nous nous contenterons donc de donner les grandes lignes de son calcul. Globalement, il existe trois grand types de dépenses :

- coût d'investissement (infrastructures, gaz coussin, etc.),
- coûts d'exploitation (personnel, maintenance, etc.),
- coûts financiers de l'immobilisation du gaz coussin.

Les dépenses d'investissement dépendent des équipements nécessaires au développement des sites. Les besoins peuvent être très différents selon la technique choisie [Esnault (1994)] :

- *la prospection*, c'est-à-dire la recherche de sites géologiques favorables. Ce poste est réduit pour les anciens gisements, mais peut être très élevé pour la recherche de structures géologiques. Elle comprend des études sismiques et des forages de prospection. Ce poste représente 15% de l'investissement pour un stockage en nappe aquifère.
- *Les puits* : leur coût varie en fonction de la nature du terrain d'une part, et de la profondeur du forage d'autre part. Approximativement, l'investissement va de 3MF pour une profondeur de 300 mètres à 10MF pour 1500 mètres. Ainsi, plus le stockage est profond, plus il est cher.
- *Le gaz coussin*, c'est-à-dire le gaz qui permet de maintenir une pression suffisante pour l'extraction et pour garantir la stabilité géologique du stockage. Ce poste peut être très important. Pour un stockage en nappe aquifère, il représente environ 30% de l'investissement total. Ce gaz n'est pas récupérable en roche poreuse.

- *Equipements annexes* : infrastructures, station de compression, station de traitement du gaz (déshydratation, élimination des impuretés), réseau de collecte permettant de centraliser le gaz provenant des différents puits, raccordement au réseau.

L'investissement à consentir pour le développement d'un stockage peut aller d'une dizaine à plusieurs centaines de millions de dollars selon la technique utilisée, le volume total et la capacité de soutirage. Le volume utile a une plus grande incidence sur le coût de développement des cavités salines que sur celui des stockages en roche poreuse. Quand il est possible, le stockage en ancien gisement est le moins onéreux : les coûts de prospection sont très limités, il est possible d'utiliser les infrastructures déjà installées. Son plus grand inconvénient est le besoin de traitement car des hydrocarbures peuvent remonter lors des soutirages. Les cavités salines sont les plus chères au mètre-cube utile. Elles sont donc davantage utilisées pour couvrir les pointes que les variations saisonnières de la demande.

La valeur d'un stockage dépend en grande partie de sa localisation non seulement parce que les coûts de liaison sont réduits, mais encore parce qu'un réservoir a vocation à être proche des zones de consommation pour couvrir efficacement les variations de la demande.

Globalement, il ressort de la comparaison des coûts de stockage selon les techniques que [Esnault (1994)] :

- quelles que soient les caractéristiques recherchées (volume ou soutirage), le stockage en ancien gisement de type récif (où il existe plusieurs points de soutirage) est la solution qui demande les investissements les moins lourds.
- Les économies d'échelle sont plus importantes pour les cavités salines que pour les stockages en roche poreuse. Ainsi, pour de fortes capacités de soutirage, leur coût peut même être inférieur à celui des nappes aquifères.
- Les coûts d'exploitation sont comparables entre techniques en roche poreuse, mais sont presque six fois supérieurs pour les cavités salines.

Ainsi, en termes de coût du mètre-cube utile, les techniques en roche poreuse sont les plus intéressantes. Au contraire, en termes de coût du mètre-cube disponible¹, les cavités salines sont préférables aux nappes aquifères. Cornot-Gandolphe (1995, p.60) donne les coûts moyens suivants selon les techniques : les investissements sont de 0,05 à 0,25 \$/m³ pour les stockages en anciens gisements, contre 0,3 à 0,5 \$/m³ pour les nappes aquifères et 0,4 à 0,7 \$/m³ pour les cavités salines. Les coûts variables sont en revanche très proches quelle que soit la technique utilisée.

Tableau 1.5 *Coûts d'investissement et d'exploitation des stockages*
(niveaux les plus représentatifs)

	Anciens gisements	Nappes aquifères	Cavités salines
Volume utile (millions de m ³)	300-5000	200-3000	50-500
Investissement (\$/m ³ utile)	0,05-0,25	0,3-0,5	0,4-0,7
Coûts opératoires (\$/Mcf)	0,3-0,5	0,3-0,5	0,3-2,5 (1)

(1) Dépend du taux de rotation annuel des stocks

source : Cornot-Gandolphe (1995)

e) Choix d'une technique

Mettre en service un site de stockage souterrain est une opération longue et délicate qui demande un grand savoir faire. Le temps de mise en œuvre s'explique avant tout par les difficultés liées au repérage des structures géologiques favorables : il faut s'assurer de leur existence, et de la possibilité d'injecter du gaz avec un taux de récupération convenable. Dans les faits, étant données les contraintes propres à chaque technique, il est exceptionnel qu'une firme gazière ait le choix entre plusieurs modes de stockage. Les sites favorables sont relativement rares, à tel point que certains pays en sont totalement dépourvus.

¹ Le coût du mètre-cube disponible correspond au total des dépenses ramené au volume utile total transitant par le stockage jusqu'à la fin de son exploitation.

Par exemple, après avoir procédé à de nombreuses campagnes de prospection infructueuses, la Suisse a dû se résoudre à louer des capacités de stockage dans des pays limitrophes comme la France. De son côté, le Royaume-Uni s'est tourné vers le stockage offshore dans d'anciens gisements de mer du Nord pour faire face à la pénurie de sites à terre et a mis en place des infrastructures d'écêtement des pointes au gaz naturel liquéfié.

Lorsque les arbitrages sont possibles, le choix se fait principalement sur les deux critères suivants :

- *le volume utile*, c'est-à-dire la quantité de gaz disponible pour alimenter le réseau..
- *La capacité maximale de soutirage* : elle exprime le volume maximum que l'on peut soutirer en un temps donné.
- *Le coût par m³*. Comme nous l'avons vu au paragraphe précédent, il existe de grandes disparités dans les coûts de mise en œuvre selon les techniques.

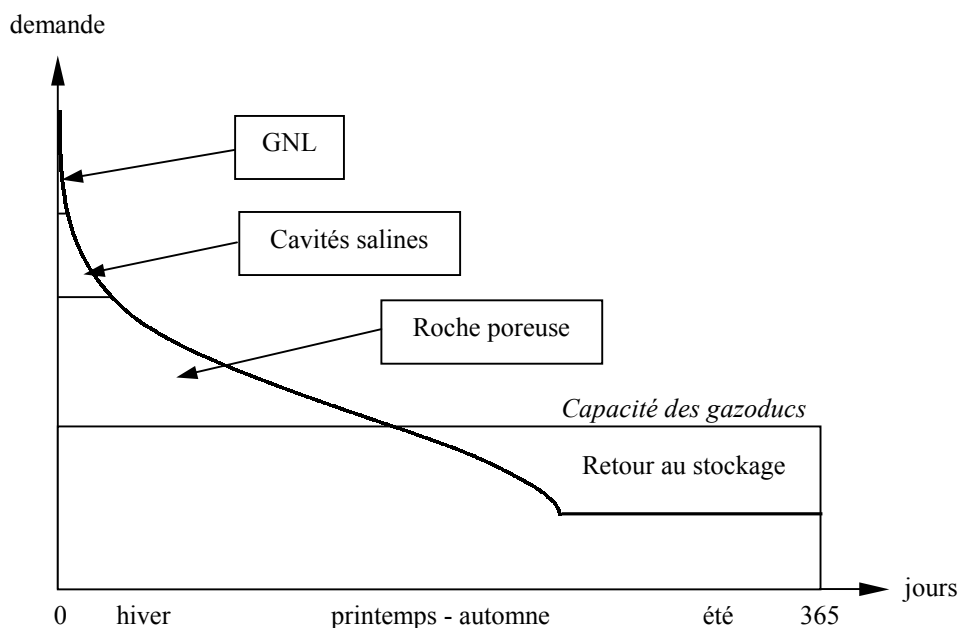
Il existe, comme nous l'avons vu, deux grandes familles de stockages, en roche poreuse ou en cavité. Ces deux catégories se distinguent par les critères suivants :

- avec un volume utile équivalent à 50 à 100 jours de soutirage maximal, les stockages en roche poreuse – anciens gisements et nappes aquifères – disposent de volumes utiles importants (jusqu'à dix fois supérieurs à ceux des stockages en cavités), mais de capacités de soutirage relativement limitées. Ils servent donc principalement à couvrir les **variations saisonnières de la demande** ;
- avec un volume utile équivalent à 10 à 20 jours de soutirage maximal, les cavités salines et les mines désaffectées servent principalement à couvrir les **demandes de pointe**. Leur productivité par puits est de 2 à 4 fois supérieure à celle des stockages en roche poreuse.

Tableau 1.6 *Les caractéristiques techniques et économiques des stockages*

	Utilisation	Avantages	Inconvénients	Coût
Anciens gisements	Modulation saisonnière et réserves stratégiques	Volume total important, réutilisation d'installations existantes	Problèmes d'étanchéité, besoin de traiter le gaz, gaz non récupérable en totalité	Investissement : 0,05 à 0,25 \$/m ³ Exploitation : 0,3 à 0,5 \$/Mcf
Nappes aquifères	Modulation saisonnière et réserves stratégiques	Volume total important	Coût d'exploration, gaz coussin non récupérable en totalité	Investissement : 0,3 à 0,5 \$/m ³ Exploitation : 0,3 à 0,5 \$/Mcf
Cavités salines	Modulation à court terme et saisonnière, sécurité de la distribution	Capacité de soutirage élevée par rapport au volume total	Evacuation de la saumure, pertes de volume par fluage	Investissement : 0,4 à 0,7 \$/m ³ Exploitation : 0,4 à 0,7 \$/Mcf
Anciennes mines, Cavités minées	Modulation à court terme et saisonnière, sécurité de la distribution	Capacité de soutirage élevée par rapport au volume total	Problèmes d'étanchéité au niveau des puits	Non significatif

La figure 1.13 montre de manière schématique les circonstances dans lesquelles on fait appel à l'une ou l'autre des techniques, selon la nature des pointes de demande à écarter. On fait appel en priorité aux techniques en roche poreuse, les moins chères, pour progresser vers les procédés qui possèdent les capacités de soutirage les plus importantes au fur et à mesure de la croissance de l'appel au réseau.

Figure 1.13 *Courbe de charge schématique des installations*

source : d'après CEDIGAZ

5. La gestion des stocks de gaz

La fonction des stocks de gaz est de d'ajuster une offre régulière – production, importations – à une demande instable. Elle s'apparente à la fonction classique des stocks utilisés par les entreprises industrielles confrontées à une saisonnalité marquée de la demande. L'originalité du gaz repose dans les conséquences de la rupture de stock pour les utilisateurs captifs, donc du coût de rupture pour l'opérateur gazier, en termes d'image notamment.

a) Problèmes classiques de gestion de stock

Dans les activités industrielles, il existe plusieurs types de stocks, de la réserve de pièces pour besoins de production et tous les stocks appartenant aux phases de fabrication, mais dont la tenue relève de la gestion de production, à l'entrepôt de produits finis dont le rôle est d'harmoniser processus de production et de répondre aux besoins des consommateurs. Le rôle des stocks est donc de faire face à l'incertitude de la demande.

Selon Beaulieu et Péguy (1985), les trois questions de la gestion des stocks sont quand, combien et comment commander. Mais les stocks génèrent des coûts, coûts de

détention, d'acquisition, d'expédition et de rupture. Le coût de la rupture s'exprime en termes d'atteinte à la crédibilité de l'entreprise, dont le préjudice est d'autant plus élevé que les consommateurs sont exigeants. Gérer un stock consiste donc à minimiser le risque de rupture au moindre coût, ce qui demande à la fois d'élaborer des procédures de réapprovisionnement et de procéder à un arbitrage entre ces deux objectifs.

Les problèmes de gestion de stock sont donc généralement propres à chaque industrie, à ses spécificités en termes de production, de distribution et de demande. Chacun doit donc faire l'objet d'une étude particulière. Il est cependant possible de faire ressortir des données générales valables dans la plupart des cas. Kaufmann (1962, p.166) distingue quatre éléments communs aux problèmes de stocks :

- une demande qui peut être aléatoire, connue ou déterminée ;
- un stock permettant de satisfaire la demande ; celui-ci s'épuise, il doit donc être réapprovisionné de manière continue, périodique ou à intervalles quelconques ;
- des coûts d'investissement, de gestion, mais également de pénurie, ce dernier étant estimé de manière plus ou moins arbitraire ;
- des objectifs et des contraintes propres au problème.

L'entreprise recourt au stockage pour résoudre un problème de décalage entre offre et demande, c'est-à-dire un manque de synchronisation entre la production et la consommation. L'intérêt économique du stockage est donc d'autant plus grand que la demande est instable. Le traitement des problèmes de stockage passe donc avant tout par la détermination de la nature de la demande, si elle est prévisible de manière assez précise, ou si, au contraire, elle est aléatoire mais statistiquement stable ou instable. Les cas les plus simples sont fondés sur une demande constante au cours du temps.

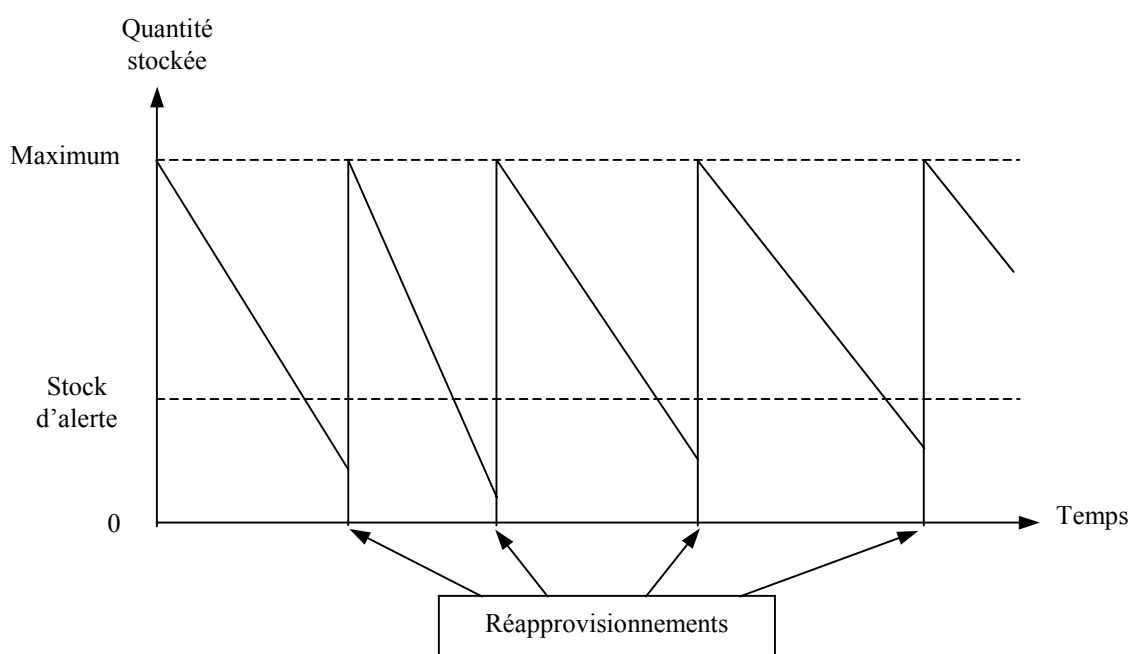
On étudie l'évolution de la quantité stockée en fonction des prélèvements liés à la satisfaction des besoins de la clientèle. Dans la plupart des cas, cette quantité diminue de manière discrète, au fil des commandes. Les problèmes d'évolution continue de la quantité stockée sont plus rares. Le stockage de gaz en fait partie.

Il faut ensuite se fixer une règle de réapprovisionnement. Pour un magasin ou un grossiste, le principe est d'étudier la baisse des quantités en réserve et de passer commande suffisamment tôt pour éviter la rupture de stock. Ce délai est fonction des caractéristiques

de l'industrie concernée, les commandes sont lancées lorsque l'on atteint le *niveau de réapprovisionnement*, sorte de seuil d'alerte.

La gestion du stock consiste à organiser les approvisionnements afin de disposer de suffisamment de marchandise à un coût minimal. Schématiquement, le problème revient généralement à arbitrer entre des réapprovisionnements soit très importants mais peu fréquents, soit de faible importance mais très fréquents. L'optimisation se fait en fonction du coût de détention, et du coût d'acquisition.

Figure 1.14 *L'évolution de la quantité stockée*



Lorsque l'on s'éloigne des modèles déterministes, où la demande est supposée connue, le gestionnaire doit faire un compromis entre des immobilisations et des frais croissants selon la quantité stockée d'une part, et des pertes liées aux ruptures de stock inversement proportionnelles aux quantités disponibles en réserve. En théorie, il fonde alors ses choix sur un type de modèle probabiliste dont les variables aléatoires sont la demande et les délais d'approvisionnement.

Plus le préjudice lié à une rupture de stock est important, plus l'entreprise a intérêt à constituer un stock de sécurité qui lui permette de faire face à des besoins supérieurs à leur valeur moyenne. Plus on souhaite être en mesure de couvrir des demandes anormalement élevées, plus le stock de sécurité doit être important. La détermination de ce niveau de sécurité se fait par arbitrage entre coût de détention et coût de rupture. Il est à noter que le

coût de rupture est en partie subjectif puisqu'il consiste en l'évaluation de la perte de clients, de profit et à la baisse de notoriété consécutifs à une interruption des livraisons.

b) Les principes de gestion d'un stockage de gaz

La logique de stockage du gaz peut, sous certains aspects, être rapprochée de la problématique classique de gestion des stocks. La première particularité du stockage de gaz est le caractère continu des soutirages. Le problème posé par la commercialisation du gaz est, rappelons-le, le rationnement en capacité de transport, ce qui explique que la demande instantanée puisse dépasser celle-ci, principalement sous l'influence des conditions climatiques. Donc, le stockage doit couvrir la demande excédentaire, ce qui permet de définir ses caractéristiques. Un stockage est en effet caractérisé par deux grandeurs :

- son volume total : il doit être au moins égal à la somme des excédents de demande,
- sa capacité de soutirage maximale qui exprime son aptitude à faire face aux demandes de pointe, c'est à dire à fournir une quantité de gaz donnée sur une courte période.

Le rapport entre capacités de stockage et de soutirage dépend de la technique utilisée¹ et du niveau d'équipement des sites – nombre de puits pour les sites en roche poreuse.

(i) Cas déterministe

Supposons que les demandes totale Q et de pointe q_M sont parfaitement connues de l'opérateur gazier – sans aléa –, et que la capacité de transport quotidienne T est égale à l'appel au réseau quotidien moyen, c'est-à-dire $Q/365$. Soit q_t la demande journalière en t . Les variations de la demande s'expliquent principalement par l'utilisation du gaz pour le chauffage. Il existe donc un lien entre conditions climatiques et niveau de consommation, et c'est pourquoi la demande est faible en été et forte en hiver.

Dans le cas déterministe, nous ne supposons pas que la demande est constante, au quel cas le stockage n'a plus d'utilité, mais que la fonction de demande est parfaitement

¹ Pour plus de détails, se reporter au B.4.

connue par l'offreur. Lorsque $T = Q/365$, la capacité de transport suffit tout juste à acheminer l'ensemble des quantités de gaz demandées sur l'année par les consommateurs finaux. Les variations de l'appel au réseau sont donc entièrement gérées par les stockages et la capacité de stockage totale est telle que :

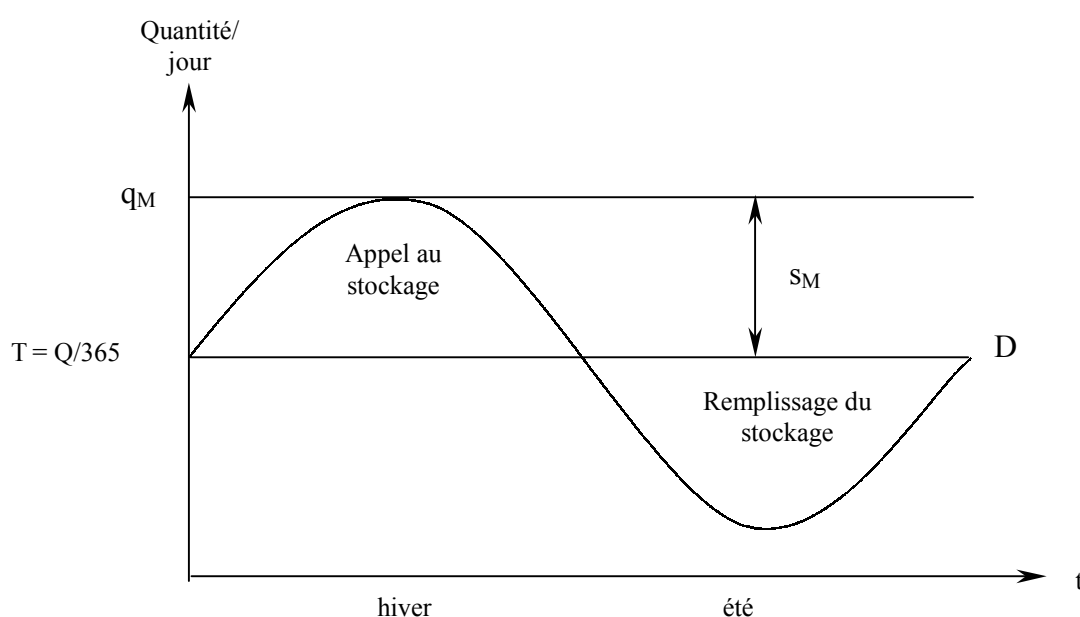
$$S = \int_{q>T} (q_t - T) dt = \int_{T>q} (T - q_t) dt$$

et la capacité de soutirage maximale s_M doit être égale à :

$$s_M = q_M - T$$

Les soutirages de la période froide sont exactement compensés par les injections en période chaude. Il n'y a pas là de problème de réapprovisionnement : le gaz importé est soit directement affecté à la consommation, soit stocké.

Figure 1.15 *La demande annuelle de gaz, cas déterministe*



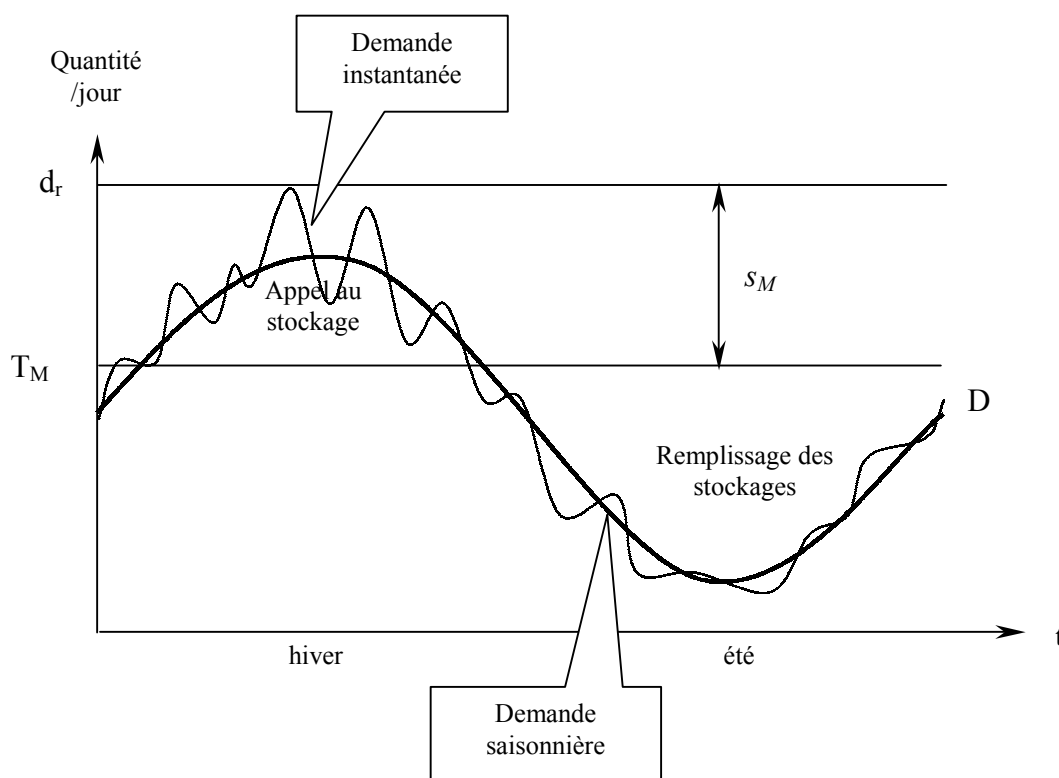
(ii) La question du niveau de risque choisi par le monopole

Cette présentation du problème du stockage de gaz est évidemment simpliste. La réalité est beaucoup plus complexe car, si les variations saisonnières de la demande sont bien connues et relativement prévisibles, les demandes de pointe sont, quant à elles, aléatoires car provoquées par des chocs climatiques comme les vagues de froid. Ainsi la

demande de gaz est-elle une variable aléatoire, dont les variations comprennent une composante saisonnière et une composante aléatoire liée aux conditions climatiques observées. Nous nous trouvons donc dans ce que Beaulieu et Péguy (1985) appellent déterminisme lâche de la demande, c'est-à-dire que les besoins sont en partie prédéfinis, mais dépendent également d'événements aléatoires.

L'objectif de la compagnie gazière est de répondre à cette demande avec un niveau de risque de pénurie donné. Ce risque de pénurie correspond à la probabilité que la demande journalière dépasse un certain seuil. Ce seuil fixe la capacité maximale d'approvisionnement installée par l'opérateur.

Figure 1.16 *La demande annuelle de gaz, cas général*



La forte saisonnalité de la demande rend la question du réapprovisionnement des stocks relativement simple : l'opérateur gazier stocke en été, lorsque la demande instantanée est inférieure à la capacité de transport, et déstocke en hiver. Le véritable problème se situe au niveau de la fixation des capacités de transport et de stockage à installer pour satisfaire correctement la demande. Cette notion est à rapprocher du risque

de mise en péril de l'approvisionnement, c'est-à-dire de saturation des installations. La grande différence entre le cas déterministe et la réalité est qu'il faut probabiliser l'appel au réseau – démarche qui n'est pas l'objet de nos travaux. En admettant que la compagnie gazière connaît la fonction de répartition des soutirages, elle arbitre entre des coûts en investissements, proportionnels au niveau de fiabilité choisi, et le coût de rupture de l'approvisionnement. Une fois le niveau de risque établi, les infrastructures doivent remplir trois conditions de base :

- les canalisations doivent être en mesure de transporter l'ensemble des quantités nécessaires sur l'année ;
- le volume total stocké doit permettre de couvrir les variations saisonnières de la demande de la plus forte amplitude dans les conditions conformes au niveau de risque choisi ;
- la capacité de soutirage du stockage doit permettre de faire face aux demandes de pointe les plus prononcées entrant dans le niveau de risque choisi.

Formellement, soit T la capacité de transport journalière, S la capacité totale de stockage, q_t la demande du jour t . Nous établissons que la capacité de transport journalière que la compagnie gazière doit installer est telle que :

$$T > T_{MIN} = \frac{1}{365} \int_0^{365} q_t \cdot dt$$

Pour faire face aux fluctuations de la demande, cette capacité de transport doit être couplée à une capacité de stockage S telle que :

$$S > S_{MIN} = \int_{q_t > T} (q_t - T) \cdot dt$$

Compte tenu de la capacité de transport installée T et du niveau de risque r choisi, si l'on note q_r la demande de pointe maximale associée au risque r , la capacité maximale de soutirage s_M doit répondre à la règle suivante :

$$s_M = q_r - T$$

En pratique, les opérateurs ont rarement la possibilité de choisir leur technique de stockage. Les trois paramètres – volume, soutirage et canalisations – peuvent donc difficilement être optimisés simultanément.

C. L'EUROPE DU GAZ NATUREL

Le développement de la consommation de gaz naturel en Europe est étroitement lié aux contraintes techniques que nous avons exposé. Le coût de transport et la difficulté à répondre à la demande en temps réel expliquent que le gaz a d'abord été implanté à proximité des champs de production. Les taux de pénétration actuel du gaz naturel dans les bilans énergétiques nationaux témoignent de la présence de réserves domestiques. C'est par exemple aux Pays-Bas, gros producteur, qu'elle est la plus importante, alors que dans des pays comme le Portugal ou la Grèce, qui sont dépourvus de champs de production, le réseau gazier est encore très peu étendu.

A la veille de la dérégulation, le vieux continent fait face à une baisse de ses réserves et à une forte augmentation de ses besoins. Le développement de la concurrence commence à modifier les relations entre producteurs et consommateurs. La directive européenne sur le gaz et sa transcription dans les droits nationaux doivent tenir compte du contexte actuel et de son évolution.

1. La scène gazière internationale

a) Les marchés internationaux du gaz naturel

Le gaz naturel couvre à l'heure actuelle environ 23% des besoins mondiaux en énergies primaires contre 17% en 1970. Selon CEDIGAZ, cette proportion est même passée de 7,2% en 1970 à 20,5% en 1994 pour l'Europe Occidentale. La chute des pertes de brûlage de 13% en 1973 à 4% en 1993 témoigne de la rationalisation de l'utilisation des ressources gazières. Mais la répartition de cette consommation est très inégale d'une région à l'autre. Energie de réseau, la mise en œuvre du gaz est chère, elle demande la maîtrise de techniques assez sophistiquées. Les pays les plus pauvres ne sont donc pas, pour la plupart, en mesure d'exploiter ce combustible. Aussi, à l'exception de la Russie, les pays industrialisés sont les principaux consommateurs. On distingue généralement trois grandes zones de consommation dans le monde :

- *l'Amérique du Nord* : avec une demande de 702 Gm³, soit 31,5% de la consommation mondiale en 1997, le marché nord américain est de loin le plus

important. Son développement a reposé sur une grande densité de champs de production et la découverte d'importants gisements au Texas, en Alaska et au Canada. Mais, les réserves prouvées diminuent : elles ne sont plus estimées qu'à 6 932 Gm³, soit l'équivalent d'un peu plus d'une dizaine d'années de consommation. Un recours massif aux importations semble devoir s'imposer dans un avenir relativement proche.

- *L'Europe* : les premières grandes découvertes de gaz remontent à l'après Seconde Guerre Mondiale, ce qui explique une pénétration du gaz à la fois relativement tardive et limitée par rapport à l'Amérique du Nord. L'Europe occidentale n'a en effet consommé que 466 Gm³ en 1997, soit 17 % du total mondial. En dépit d'importantes découvertes en mer du Nord qui ont porté ses réserves à 6 983 Gm³ en 1995, l'Europe reste très dépendante des importations, principalement de Russie.

- *L'Europe de l'est et la Russie* : les réserves prouvées russes étaient estimées, en 1995, à 57 868 Gm³ soit 39% des réserves mondiales, ce qui en fait le plus important gisement de la planète. La fin des régimes communistes au début des années quatre-vingt-dix et la récession qui les a accompagné ont provoqué une chute de la consommation. La Russie reste cependant le deuxième marché national du monde avec une consommation de 552 Gm³ en 1997, soit 28,2% du total mondial. L'Europe de l'est est, quant à elle, surtout une zone de transit pour les exportations russes à destination des pays occidentaux.

- *L'Extrême-Orient* : marché en forte croissance, sa consommation (71 Gm³ en 1994) est encore relativement faible, principalement en raison d'une quasi-absence de réserves. Le gaz naturel est donc, pour l'essentiel, importé sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) en provenance du Moyen Orient, ce qui en augmente considérablement le coût.

Ainsi, de 1970 à 1997, la production commercialisée de gaz naturel dans le monde a augmenté de plus de 120 %, passant de 1040 Gm³ à 2298 Gm³. Parallèlement, en passant de 43 Gm³ (soit 4,1 % de la production) à 327 Gm³ (soit 14,2 % de la production), les échanges internationaux de gaz ont été multipliés par 7,6. Ces trente dernières années ont donc vu une très forte augmentation du commerce international de gaz naturel, et une modification progressive de la nature des échanges : la part du GNL dépasse aujourd'hui 25 % des transactions contre 5,9 % en 1970.

Tableau 1.7 *Pénétration du gaz dans les bilans énergétiques*
(% de la demande d'énergie primaire)

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	1996	1997
Etats-Unis	32,8	28,3	26,8	24,1	23,8	25,5	25,1	27,9
UE (à 15)	7,5	14,6	14,8	16,5	17,6	20,6	22,2	21,8
CEI	21,4	23,4	26,5	33,9	42,2	50,0	50,2	51,0
Japon	1,2	2,6	6,0	9,9	10,5	11,2	11,9	11,6
Monde	17,0	17,7	17,8	19,2	21,6	23,1	23,2	23,0

source : Chabreliet et Maisonnier (1998)

Ces évolutions concomitantes témoignent d'un recours croissant aux importations de la part des pays consommateurs sous la pression de l'augmentation des besoins, de la raréfaction des réserves domestiques et d'une mise en valeur de plus en plus poussée de ressources gazières éloignées. Ainsi le commerce international de GNL a-t-il progressé régulièrement de 1980 à 1997 à un rythme moyen de 7,8 % par an, principalement pour assurer l'approvisionnement des pays d'Asie du sud-est.

Il n'existe pas de marché mondial du gaz naturel, les marchés internationaux sont organisés selon des logiques régionales. Les logiques d'approvisionnement des trois grands marchés du gaz naturel dans le monde, l'Europe, l'Amérique du Nord et l'Extrême-Orient, sont très différentes :

- l'Europe occidentale est la région du monde où le commerce international est le plus dynamique : elle regroupait, en 1997, 47,6 % des importations. Les échanges intérieurs s'élevaient à plus de 89 Gm³, dont 41 et 40 Gm³ en provenance respectivement de Norvège et des Pays-Bas. Malgré l'augmentation des réserves prouvées en mer du Nord, les pays européens importent de grandes quantités de gaz depuis la Russie (72 Gm³ en 1997) et l'Algérie (46 Gm³ en 1997). L'Europe centrale, dont la consommation est tombée de 86 Gm³ en 1990 à 72 Gm³ en 1997, recourt aux

importations de gaz russe à 65 %. La C.E.I., autosuffisante, ne consommait plus, en 1997, que 551 Gm³ contre 705 Gm³ en 1990.

- En Amérique du Nord, le Canada a exporté plus de 83 Gm³ vers les Etats-Unis en 1997. Les importations de GNL depuis l'Algérie, Abu-Dhabi et l'Australie seront probablement amenées à se développer dans les années à venir, mais restent, pour l'heure, marginales.
- L'Extrême Orient, presque totalement dépourvu de réserves, importe la quasi-totalité du gaz qu'il consomme sous forme de GNL depuis le Moyen Orient, l'Indonésie, la Malaisie ou l'Australie. Au total, en 1997, le Japon, la Corée du Sud et Taiwan ont importé 84 Gm³ de GNL, soit 75 % des échanges mondiaux sous forme liquide.

L'Europe est donc la zone où les échanges internationaux sont les plus intenses. Cette situation s'explique notamment par la forte croissance de la demande dans des pays comme l'Espagne, qui ne dispose que de peu de réserves, et l'épuisement des ressources domestiques de pays comme la France. Selon CEDIGAZ (1998), les approvisionnements de l'Europe des quinze reposaient en 1997 principalement sur la Norvège (38 Gm³), les Pays-bas (45 Gm³), la Russie (69 Gm³) et l'Algérie (20 Gm³). Les accords passés entre distributeurs et producteurs ont, jusqu'à présent été dominés par des contrats de long terme.

b) Importations : la domination des contrats de long terme

La nature des contrats d'importation dépend d'une part de la structure du marché aval, et d'autre part du nombre de producteurs présents sur la scène gazière internationale : la durée moyenne des contrats est d'autant plus faible que l'amont et l'aval sont concurrentiels. Par exemple, les transactions « spot », c'est-à-dire à très court terme, sont devenues dominantes sur le marché nord-américain, marché où tous les maillons de la chaîne gazière sont ouverts à la concurrence et où il existe de nombreux producteurs.

La situation de l'Europe est bien différente, notamment en raison de sa dépendance vis-à-vis des importations et de l'organisation du transport dominée par des monopoles nationaux. Les transactions de court terme y sont encore très marginales. Les importations

reposent en majorité sur des contrats conclus selon les termes suivants [Karnik et Valais (1991)] :

- *contrats d'achat et de vente à long terme* : les investissements en infrastructures sont tels que, pour les rentabiliser, les compagnies gazières qui opèrent en aval ne peuvent pas se permettre de perdre des clients. La fidélisation des demandeurs passe par la capacité à assurer des approvisionnements à long terme à des tarifs relativement stables. Or le marché international n'offre pas aux importateurs la possibilité de pallier les défaillances de leurs fournisseurs. De leur côté, avant de mettre de nouveaux gisements en production, les producteurs cherchent l'assurance de débouchés en aval. C'est pourquoi, jusqu'à présent, la majorité des contrats d'importation ont été conclus à long terme (en général vingt ans).
- *Des clauses d'indexation sur les cours des énergies concurrentes*, comme le fioul ou l'électricité, afin de garantir la compétitivité du gaz sur ses marchés finals : ces clauses dites « *net back* » assurent à l'importateur une marge bénéficiaire en appliquant une tarification correspondant à la valeur commerciale du gaz (évaluée par rapport au prix de ses concurrents) de laquelle on soustrait les coûts d'approvisionnement, comme les coûts de transport.
- *Des clauses de flexibilité* permettant de moduler les importations en fonction du niveau de la demande (enlèvements plus importants en hiver qu'en été), de renégocier périodiquement les engagements. Cependant, les contrats d'approvisionnement reposent sur le principe du « *take or pay* » selon lequel la compagnie gazière s'engage sur l'importation d'une certaine quantité annuelle, qu'elle doit payer quels que soient ses besoins réels. Des contrats prévoyant une fourchette d'enlèvements comprise entre 80% et 110% de la quantité définie, assurant une certaine souplesse, se multiplient.

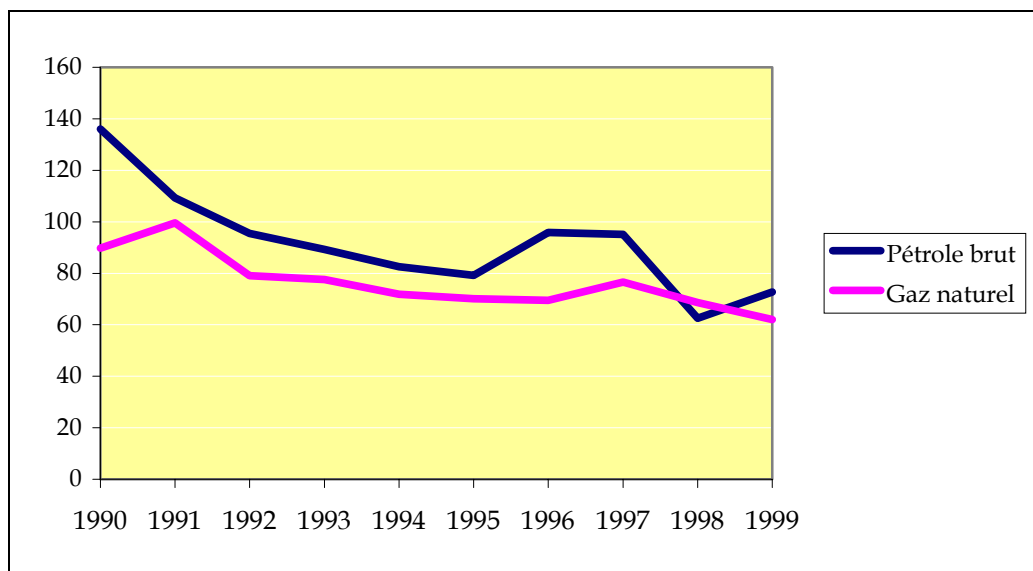
En volume, les importations sont en constante augmentation. D'après la Communauté européenne (1999), de 1990 à 1999, passant de 92,4 Mtep à 141,3 Mtep par an, elles ont progressé de près de 53%, pour une augmentation de 46% de la consommation. La dépendance vis-à-vis des importations est restée stable autour de 40% pendant les années quatre-vingt-dix. Mais elle devrait augmenter dans les années à venir en raison de l'augmentation attendue de la demande.

c) Prix du gaz naturel sur les marchés internationaux

Les prix internationaux du gaz naturel dépendent pour beaucoup du mode de transport, de la dépendance vis-à-vis des importations et du prix du principal substitut, le pétrole. Ainsi, globalement, il existe une corrélation entre le cours des hydrocarbures et celui des énergies primaires, quelle que soit la zone géographique considérée. En Europe, le prix du gaz appliqué dans les contrats internationaux est lié à celui d'un panier de bruts ou de produits pétroliers importés. On observe un décalage de trois à quatre mois entre les fluctuations des prix respectifs du pétrole et du gaz [Chabrelie (2000)].

Au sein d'une même zone, on observe une relative homogénéité des conditions tarifaires des contrats d'approvisionnement quel que soit le pays exportateur. Ainsi, en tendance, on trouve les prix internationaux les plus élevés en extrême orient, et en particulier au Japon (3,92 \$/MBtu en 1997) devant l'Europe (2,74 \$/MBtu en 1997 en moyenne), puis les Etats-Unis (2,17 \$/MBtu en 1997). Cela tient à la fois au mode de transport et à la maturité des réseaux. Par exemple, le Japon pâtit de son insularité : l'ensemble de ses importations se fait sous forme liquide.

Figure 1.17 *Prix comparé des importations de gaz et de pétrole en Europe*
(€/tep)

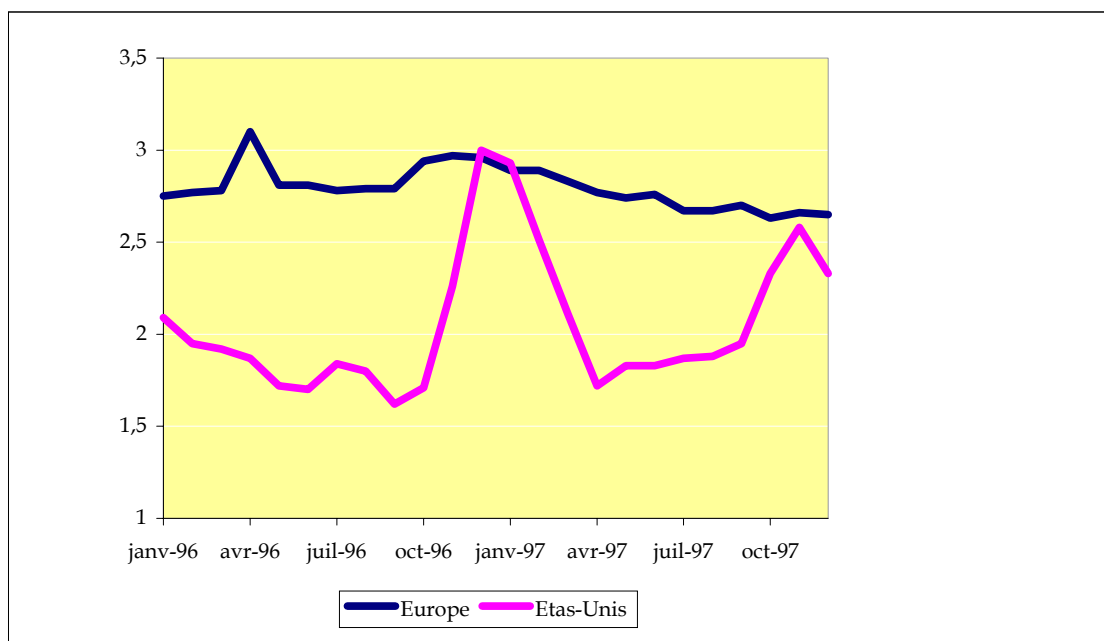


source : Communauté européenne (1999)

En Europe, les prix du gaz importé sont restés, en tendance, inférieurs à ceux du pétrole brut depuis 1990, assurant sa compétitivité. La volatilité des cours à court terme est

beaucoup moins importante qu'aux Etats-Unis. Cela s'explique par la prééminence des contrats de long terme entre producteurs et importateurs, contrairement au marché américain où la concurrence s'est accompagnée d'un raccourcissement des engagements entre parties en raison de la place importante occupée par les marchés de court termes.

Figure 1.18 *Evolution mensuelle des prix du gaz importé en 1996 et 1997*
 (\$/MBtu)



source : CEDIGAZ

Comme les importations reposent principalement sur des contrats de long terme en Europe, il n'existe pas véritablement de cours international. Cependant, les estimations de CEDIGAZ (1998) concluent à une relative stabilité à court terme. En revanche, aux Etats-Unis, où une part importante des échanges passe par les marchés de court terme, les cours sont caractérisés par une forte instabilité saisonnière. Ainsi, en moyenne, de l'été à l'hiver, ils augmentent de 50%.

2. Le paysage gazier européen à la veille de la dérégulation

a) Le marché européen du gaz naturel

Le développement de la consommation de gaz naturel est relativement récent, en Europe. Il n'a commencé qu'après la seconde guerre mondiale, avec la découverte de gisements nationaux. Vont successivement découvrir, puis mettre en exploitation des champs de production l'Italie (1946), la France (1951), l'Allemagne (1960), les Pays-Bas (1963) et la Grande Bretagne (1968). L'importance des réserves ainsi mises en valeur fut déterminante pour la pénétration du gaz dans les bilans énergétiques : le coût élevé du transport par canalisation et la concurrence des produits pétroliers et du charbon n'ont permis, dans un premier temps, de n'approvisionner que des bassins de consommation peu éloignés des zones de production. Les pays les moins bien dotés ont dû asseoir le développement de cette énergie nouvelle sur les importations. Par exemple, en 1997, la part de marché du gaz naturel était de 47,3 % aux Pays-Bas, l'un des plus gros producteurs européens avec 82 Gm³ commercialisés, contre 13,2 % en France, dont la dépendance vis-à-vis des importations est aujourd'hui d'environ 95 %.

(i) Production et consommation en Europe

L'Europe du gaz naturel est caractérisée par une grande diversité, à la fois en termes de niveaux de consommation et en termes de structures de marché. La pénétration du gaz dans les bilans énergétiques des pays membres de l'Union européenne est d'autant plus élevée que les gisements présents sur le territoire sont importants. La production est généralement confiée à des sociétés privées de grandes tailles : au Royaume-Uni, cinq sociétés en assurent près de 60% ; aux Pays-Bas, la NAM – joint-venture réunissant Shell et Esso – réalise 80% de la production ; trois entreprises se partagent 90% des extractions en Allemagne. En France, en Italie et au Danemark, la production est dominée par des sociétés nationales ou appartenant, au moins en partie, à l'Etat. Cependant, la plupart des pays européens sont importateurs nets. Les pays fournisseurs sont les Pays-Bas, la Norvège, la Russie et l'Algérie. Les acheteurs doivent donc faire face à quatre grandes compagnies dominantes, respectivement Gasunie, GFU, Gazexport et la Sonatrach.

Aujourd'hui, les taux de pénétration du gaz dans les bilans énergétiques nationaux sont très contrastés d'un pays à l'autre. Ils sont généralement d'autant plus élevés que les

zones de production sont proches des zones de consommation. Ainsi, si le taux de pénétration du gaz est de près de 50% dans le bilan énergétique des Pays-Bas, il n'est que de 13% en France et d'environ 7% en Espagne, pays qui dépendent principalement des importations. La demande est actuellement dominée par le chauffage (46% en 1996), suivie de l'industrie (26% en 1996), devant la production d'électricité (19% en 1996). La part de la génération électrique sera amenée à croître fortement dans les années à venir, sous la pression conjointe des progrès techniques dont bénéficient les centrales à gaz, et de l'abandon progressif du nucléaire par certains pays d'Europe.

Tableau 1.8 *Le gaz naturel en Europe en 1997*

	Réserves (Gm ³)	Production (Gm ³)	Importations (Gm ³)	Consommation (Gm ³)	Pénétration du gaz (%)
Allemagne	235	21,1	75,6	93,6	19,1
Autriche	24	1,4	6,0	7,5	25,2
Belgique	0	0	14,4	14,4	20,3
Danemark	137	7,9	0	4,9	20,8
Espagne	0	0	13,2	13,3	11,0
Finlande	0	0	4	4	12,3
France	14	2,7	34,9	37,7	13,2
Grèce	9	0,1	0,7	0,7	0,7
Irlande	20	2,5	0,8	3,3	24,0
Italie	264	19,5	39,2	58,6	27,4
Luxembourg	0	0	0,7	0,7	19,2
Pays-Bas	1787	81,8	5,9	47,6	47,3
Royaume-Uni	765	91,8	1,4	91,1	37,9
Suède	0	0	0,9	0,9	1,9
Union Européenne	3255	228,8	197,7	378,3	21,8

Source : CEDIGAZ

(ii) L'état de développement du réseau européen

La plupart des réseaux nationaux sont aujourd'hui arrivés à maturité, c'est-à-dire que, compte tenu des débouchés, ils font face à une saturation des besoins en équipements. Pour les pays où le développement du gaz fut le plus précoce, les installations sont amorties. Donc, globalement, dans les pays du nord de l'Europe, y compris la France, auxquels il faut ajouter l'Italie, le réseau dessert la quasi-totalité des zones

commerciallement intéressantes pour le gaz et sont en mesure d'absorber une augmentation de la demande à moyen terme. Notons cependant que le développement de la génération électrique pourrait accroître rapidement les besoins en capacités de transport.

Les réseaux espagnol, irlandais et surtout portugais et grec, sont les moins avancés ; l'absence de gisement domestique, et le retard économique par rapport à leurs partenaires – que ces pays sont en train de combler – expliquent cet état de fait.

Les réseaux nationaux sont interconnectés, ce qui donne tout son sens à la notion de marché gazier européen. Il est possible de distinguer trois grands axes de transport :

- axe nord-sud, des gisements norvégiens et néerlandais vers les pays consommateurs ;
- axe sud-nord, par lequel arrivent les importations en provenance d'Algérie ;
- couloir est-ouest reliant les champs de production russes à l'Europe occidentale via les pays d'Europe centrale.

Les capacités de transport du réseau international, qui appartient conjointement aux principaux importateurs, ont considérablement augmenté ces dernières années. Le Royaume-Uni est désormais relié au continent via l'Interconnector, et la capacité d'exportation de l'Algérie se trouve augmentée d'une part par le renforcement du Transmed qui la relie à l'Italie, et d'autre part par la mise en service de la canalisation Maghreb-Europe via le détroit de Gibraltar. Dans le même temps, une nouvelle conduite reliant la Sibérie à l'Allemagne a été posée, et la Norvège augmente ses capacités de livraison par la construction du Norfra qui relie ses champs de production off shore à Dunkerque. La construction de nouveaux terminaux d'importation de GNL est également à l'ordre du jour.

b) Le monopole, structure de marché dominante en Europe

Le réseau gazier est organisé selon une succession de maillons : la production, le transport, le stockage et la distribution. Une majorité de pays en Europe a confié le développement initial de son réseau domestique à une ou plusieurs sociétés, souvent publiques, bénéficiant de monopoles nationaux ou régionaux dans leur secteur d'activité.

L'organisation dominante en Europe veut que l'on confie les importations, les exportations et le transport à un monopole public, la distribution étant assurée par des compagnies locales ou municipales, voire par la firme chargée du transport (c'est le cas en Belgique, au Danemark, en Espagne, en Grèce, en Irlande, en Italie, au Luxembourg, aux Pays-Bas, au Portugal). La production, quand elle existe, est rarement confiée à un monopole. Bien que Gaz de France ne dispose d'un monopole légal que sur les importations et les exportations, la position française se rapproche de ce modèle : GDF gère 88 % du réseau de transport et assure 95 % de la distribution, les 5 % restant étant assurés par 22 compagnies municipales.

Seule l'Allemagne, où l'Etat n'est jamais intervenu en tant qu'opérateur, échappe totalement à ce schéma : le développement du réseau repose sur des compagnies privées qui détiennent des monopoles locaux ou régionaux de fait sur le transport, et sur les municipalités pour la distribution. Légalement, l'accès au marché est donc libre, mais le transport et la distribution restent placés sous le contrôle des pouvoirs publics par l'attribution d'autorisations. Près de 30 sociétés sont présentes, dont certaines sont à la fois producteur et transporteur. Le marché allemand est cependant dominé par une compagnie, Ruhrgas, qui détient 70% de parts de marché sur le transport.

Tableau 1.9 *Organisation des principaux marchés nationaux en Europe*

	Production	Import/export	Transport	Distribution
Allemagne	Nombreux producteurs	Monopole de fait RUHRGAS	Nombreuses compagnies + ATR	Compagnies municipales
Belgique	-	Monopole de fait DISTRIGAZ	Monopole DISTRIGAZ	Compagnies locales
Espagne	Repsol	Monopole de fait REPSOL	Monopole + ATR ENAGAS	ENAGAS, Gas Natural et autres
France	Elf Aquitaine	Monopole d'Etat de GDF	Quasi monopole de GDF	Quasi monopole de GDF
Italie	Agip	Monopole de fait SNAM	Quasi monopole + ATR, SNAM	Compagnies locales, Italgas
Pays-Bas	Nombreux producteurs	Monopole de fait GASUNIE	Quasi monopole GASUNIE	Compagnies municipales
Royaume-Uni	Ouvert à la compétition	Ouvert à la compétition	Monopole + ATR British Gas	Ouvert à la compétition

Sources : d'après Percebois (1999a), AIE (1994), Chevalier (1992)

La Grande Bretagne présente la particularité d'avoir déréglementé son marché gazier dès 1986 en privatisant British Gas (BG) qui était la seule compagnie gazière d'Europe publique intégrée bénéficiant d'un monopole de la production à la distribution, et même à la commercialisation de matériels. Aujourd'hui encore, BG conserve une position dominante sur le marché britannique, notamment sur le transport où il conserve le monopole, avec obligation de transporter pour le compte de tiers. Les autres maillons sont ouverts à la compétition.

c) Prix du gaz pour les consommateurs finaux

La tendance générale est à la décroissance des prix du gaz à long terme. D'après la Commission européenne (1999), de 1990 à 1999, les prix sont passés de 322 euros par tonne équivalent pétrole (tep) à 252 €/tep pour les particuliers, et de 139 €/tep à 90 €/tep pour les consommateurs industriels, soit des chutes respectives de 21,7% et 35,3%. La différence avec les prix des substituts est nettement à l'avantage du gaz, surtout dans l'industrie. Par exemple, pour les particuliers, la Commission européenne (1999) évaluait la différence entre le prix du fioul et celui du gaz à près de 13% en 1999.

Mais les disparités sont importantes d'un pays à l'autre. Ainsi, en 1997, si le gaz était facturé aux industriels en moyenne à 118,9 Euros (1990) par tep en 1997, les prix allaient de 68,2 €/tep au Royaume-Uni à 221 €/tep en Irlande. C'est dans les pays producteurs (Royaume-Uni, Pays-Bas), ou approvisionnés par un grand nombre de conduites (Belgique) que les prix sont les plus bas. Il est à noter qu'avec 111,9 €/tep, la France était le quatrième pays le moins cher d'Europe pour les industriels, loin devant l'Italie où les tarifs avoisinaient 158 €/tep.

3. Les tendances lourdes de l'évolution des marchés européens

a) Perspectives de consommation en Europe

A l'échelle mondiale, les prévisions de consommation de gaz naturel font état d'une forte croissance à l'horizon 2010, quelle que soit la région concernée. La demande devrait se situer entre 2940 Gm³ et 3140 Gm³ en 2010, soit une augmentation de 35% à 45% par rapport à 1994. La croissance la plus forte devrait être enregistrée en Afrique et en

Amérique Latine, continents où la consommation est actuellement la plus faible. En Europe, les prévisions font état, pour 2010, d'une consommation de 440 Gm³ à 470 Gm³ contre 330 Gm³ en 1994, soit une progression de 33% à 42%. L'AIE indique que la consommation de gaz pourrait progresser de 3% par an jusqu'en 2020, contre 1,1% pour la moyenne des énergies.

Cet engouement s'explique tout d'abord par l'abondance du gaz naturel. Les réserves prouvées sont équivalentes à celles de pétrole alors que de nombreuses régions n'ont toujours pas été explorées. Des estimations font état de réserves ultimes, c'est-à-dire tenant compte des réserves non encore découvertes, de l'ordre de 400 000 à 500 000 Gm³, soit l'équivalent d'environ deux siècles de consommation au rythme de 1994.

Les qualités intrinsèques du gaz naturel sont son deuxième atout. En effet, sa combustion entraîne principalement des rejets de dioxyde de carbone, gaz réputé peu polluant – si ce n'est qu'il peut contribuer aux problèmes d'effet de serre dénoncés à l'heure actuelle – et les progrès techniques font que les installations au gaz ont des rendements hors du commun, qui peuvent dépasser 70 % pour la cogénération¹. Le gaz se substitue avec succès aux produits pétroliers pour le chauffage, la génération électrique, voire comme carburant automobile. Le développement de sa consommation s'inscrit donc à la fois dans des logiques de diversification des ressources énergétiques d'une part, et de préservation de l'environnement d'autre part.

(i) La croissance du secteur électrique

A l'heure de l'abandon de leurs programmes nucléaires, jugés trop dangereux par l'opinion publique, de nombreux pays d'Europe souhaitent développer la génération électrique au gaz naturel. Ce développement est encouragé par l'imposition de règles de plus en plus strictes en matière d'émission de soufre poussant à préférer le gaz au fioul lourd ou au charbon, et par les bas prix observés depuis quelques années sur les marchés gaziers.

Les hauts rendements des turbines à gaz, la faiblesse relative de leur coût de construction et leurs délais réduits d'installation (3 ans contre plus de 10 ans pour une

¹ La cogénération est la production combinée d'électricité et de chaleur ou de vapeur, qui permet de recycler les gaz de combustion utilisés dans le cadre de la génération électrique. Les progrès sur ces matériels rendent la production électrique décentralisée de plus en plus compétitive par rapport aux systèmes centralisés classiques.

centrale nucléaire) militent également pour une augmentation de la part du gaz naturel dans la génération électrique. Ceci est vrai non seulement pour la production de la charge de base, mais également pour les systèmes de cogénération industrielle (vapeur-électricité ou chaleur-électricité). Ainsi table-t-on sur un doublement de la consommation de gaz naturel dans la génération électrique de 1990 à 2000 en Europe, notamment sous l'impulsion des programmes de production indépendante.

(ii) Chauffage au gaz : une progression modérée

Grâce à sa souplesse d'utilisation et à l'accroissement du rendement des installations, le gaz naturel est de plus en plus apprécié pour le chauffage. Cependant, l'accroissement du nombre de demandeurs s'accompagne d'une baisse de la consommation individuelle. La croissance, dans ce secteur, devrait donc être modérée.

Mais les qualités techniques du gaz naturel ne sauraient masquer l'économique : le maintien des tarifs à un niveau relativement bas est l'une des conditions de l'augmentation de la demande. En effet, le marché américain a montré que la demande pour le besoin de chauffage pouvait être très élastique par rapport au prix. Le bilan économique de la production électrique est également tributaire du prix du combustible. Notons qu'en l'état actuel des choses, le gaz naturel, y compris le gaz naturel liquéfié, est compétitif vis-à-vis de tous ses concurrents.

b) L'éloignement croissant entre champs de production et zones de consommation

Historiquement, la production de gaz naturel a été liée à celle du pétrole. Difficile à exploiter commercialement en raison de la difficulté à le transporter et de l'éloignement des zones de production par rapport aux zones de consommation (les champs de production se situaient, jusqu'aux années 70, principalement au Texas et au Moyen Orient) le gaz était considéré comme un produit fatal de l'exploitation pétrolière. Il était alors réinjecté dans les nappes, pour améliorer les rendements, voire brûlé en tête de puits sans préoccupation de sa mise en valeur.

L'accès au gaz naturel pour les consommateurs est donc longtemps resté conditionné par la proximité de réserves. Par exemple, en France, elle ne s'est développée qu'avec la découverte du champ de Lacq dont la production a progressivement remplacé le gaz de ville. L'exploitation du gaz naturel est donc récente, rendue possible par des progrès

technologiques déterminants. La première canalisation, en fonte, longue de 140 km, a été posée aux Etats-Unis en 1885. L'apparition des tubes en acier et de la soudure électrique vers 1925 ont permis d'installer des conduites plus légères, meilleures marché et plus solides. Le gaz naturel a alors pu sortir d'une logique de proximité grâce au développement d'importants échanges internationaux soit par gazoduc, soit par méthanier (gaz naturel liquéfié) pour les liaisons trans-maritimes. Cependant, le recours au GNL étant encore d'un coût relativement élevé, il n'existe toujours pas de véritable marché mondial du gaz : les océans restent des obstacles au développement d'échanges intercontinentaux.

Aujourd'hui, les perspectives de consommation et l'épuisement progressif des réserves domestiques des pays membres de l'Union européenne obligent les distributeurs à se tourner davantage vers le marché international. Les importations depuis la Norvège, la Russie et l'Algérie sont en constante augmentation et, à terme, les approvisionnements reposeront majoritairement sur la production de Sibérie ou d'Afrique du nord.

c) La financiarisation croissante du négoce de gaz naturel

Les marchés gaziers européens sont entrés dans une phase de transition vers une organisation concurrentielle des services finals d'utilisation. Or, aux Etats-Unis ou en Grande Bretagne, la libéralisation s'est accompagnée du développement du *trading* gazier, c'est-à-dire de la mise en place de marchés de court terme et du développement d'outils de couverture des risques sur les transactions. Ces nouveaux marchés se situent sur les nœuds de réseau, les *hubs*, où se rencontrent un grand nombre d'acteurs amont et aval. Leur développement est rendu possible par l'accès des tiers aux installations de transport, il s'accompagne d'un raccourcissement des engagements entre producteurs et distributeurs.

Le Royaume-Uni est en avance sur l'Europe continentale. Elle a déjà mis en place un système de transactions spot, dont le fonctionnement est facilité par l'importante production domestique et par les infrastructures de couverture des demandes de pointe qui réduisent la contrainte de saturation du réseau. Deux marchés sont développés : un marché au jour le jour, afin de couvrir les demandes quotidiennes, et un marché à terme pour des transactions à 30 à 90 jours.

Avec la dérégulation et le découplage des marchés, l'Europe est gagnée par cette tendance à la financiarisation des échanges. Les perspectives d'introduction de la

concurrence et de développement de la consommation ont en effet incité les opérateurs à poser de nouvelles conduites, d'où l'apparition de nœuds de réseau, comme à Zeebrugge (Belgique). C'est surtout le nord du continent qui tend à réunir les conditions techniques de développement de marchés spot et à terme, avec un réseau très dense et un nombre important d'opérateurs. Ces transactions ne servent probablement qu'à couvrir les demandes de pointe, la spéculation étant rendue plus complexe que sur les marchés pétroliers en raison des contraintes techniques de commercialisation du gaz (saturation des réseaux, demande éclatée à satisfaire en temps réel).

*

* *

Le gaz naturel est une énergie dont la mise en œuvre est difficile techniquement et d'un coût élevé. C'est pourquoi il s'est développé en priorité dans les pays producteurs, où il est encore aujourd'hui le mieux implanté. Ces contraintes ont donc modelé un marché européen du gaz naturel très hétérogène, où les réglementations nationales ont longtemps privilégié des structures de commercialisation non concurrentielles.

La dérégulation va donc bouleverser les règles actuelles de commercialisation du gaz naturel. Pour qu'il soit un succès, le processus d'introduction de la concurrence doit être défini en fonction des structures initiales des marchés, de la puissance des opérateurs historiques et des choix de politique énergétique des Etats. Après avoir étudié les contraintes techniques de la commercialisation du gaz naturel, il nous faut maintenant analyser les facteurs théoriques et politiques qui justifient l'organisation actuelle des marchés et leur réglementation.

CHAPITRE 2. JUSTIFICATIONS ET REGLEMENTATIONS DES MONOPOLES GAZIERS

INTRODUCTION

Le transport et la distribution du gaz naturel ont longtemps été confiés à des monopoles par la plupart des Etats à travers le monde. Les monopoles gaziers, publics ou soumis à un étroit contrôle des autorités, ont des emprises régionales ou nationales et sont souvent intégrés verticalement. L'émergence de structures concurrentielles sur les marchés énergétiques est en effet relativement récente en raison des enjeux géopolitiques qui leur sont propres, enjeux qui justifiaient un étroit contrôle de l'Etat dans la plupart des pays.

Cette prééminence de structures de marché non concurrentielles trouve plusieurs explications. La première est économique : le marché du gaz possède certaines propriétés des monopoles naturels, notamment sur le transport. La deuxième est davantage politique et culturelle : les monopoles publics sont justifiés par la volonté des Etats de conserver le contrôle des approvisionnements en énergie, notamment pour garantir une certaine indépendance et la cohérence de leurs politiques énergétiques.

Quelle est la légitimité de ces arguments ? Dans quelle mesure permettent-ils de rendre compte de la réalité technique des réseaux gaziers ? Quelles remises en cause sont possibles ? Ces questions sont aujourd'hui cruciales dans un contexte de libéralisation. C'est dans leurs réponses que se trouvent les clés de l'introduction de la concurrence sur la scène gazière car si certaines réformes sont souhaitables, il convient d'éviter de tomber dans toute dogmatique de la concurrence, dogmatique qui pourrait conduire à prendre certaines mesures préjudiciables pour la qualité de service, pour le prix subi par le consommateur final, ou encore pour le contribuable.

A. LES JUSTIFICATIONS THEORIQUES ET EMPIRIQUES DES MONOPOLES GAZIERS

1. Approche théorique du réseau gazier

a) Définition économique de la notion de réseau

D'une manière générale, on appelle réseau une structure qui permet le transfert de biens ou d'informations entre des entités complémentaires, par exemple producteurs et consommateurs. La notion de réseau recouvre donc un vaste ensemble de concepts, depuis les réseaux d'infrastructure jusqu'aux réseaux bancaires ou aux organisations

d'entreprises. Elle est aujourd'hui omniprésente en économie d'entreprise car tout système de répartition spatiale de produits d'une même marque, tout ensemble de collaborateurs peut constituer un réseau. L'étude économique des réseaux en tant qu'organisations spécifiques doit donc reposer sur des conceptualisations plus riches en informations, qui passent par des définitions plus précises et, pour les infrastructures, appauvries techniquement.

Curien (1992) définit les réseaux comme « *des objets technico-économiques complexes, dont la fonction est de mettre en rapport des fournisseurs et des consommateurs de certains biens et services* ». Il distingue deux approches. La première, technique, voit les réseaux comme des ensembles d'équipements complémentaires interconnectés qui coopèrent entre eux afin de transporter des flux de matière, d'énergie ou d'informations. La seconde, économique, met en avant leur fonction d'intermédiation, c'est-à-dire de mise en rapport des fournisseurs et des consommateurs de certains biens et services. Elle s'appuie sur une représentation schématique qui fait abstraction des caractéristiques techniques pour ne retenir que les principes généraux de fonctionnement des infrastructures. L'économiste cherche en effet à simplifier les aspects techniques, davantage du ressort de l'ingénieur, pour se concentrer sur les questions de hiérarchie ou d'écoulement des flux, privilégiant l'étude de l'intermédiation à celle de l'interconnexion.

b) Composantes génériques des réseaux

On retrouve, pour l'ensemble des réseaux d'infrastructures, électriques, téléphoniques ou encore gaziers, un certain nombre de caractéristiques communes. Ils sont constitués d'une structure stratifiée à trois niveaux [Curien (1992)] :

- *les infrastructures* : elles peuvent être matérielles ou immatérielles selon l'activité. Dans les secteurs où il est nécessaire de connecter physiquement les membres du réseau, elles représentent des investissements considérables qui peuvent atteindre des dizaines de milliards de francs selon leur emprise géographique. En général, les investissements et les coûts fixes sont lourds et les économies d'échelle importantes, les infrastructures possèdent donc généralement les caractéristiques des monopoles naturels.
- *Les services intermédiaires de contrôle-commande* : il s'agit de la structure fonctionnelle du réseau, leur fonction est d'optimiser l'utilisation de l'infrastructure

comme la gestion des flux, la coordination des installations. Ils sont auto-consommés par le réseau pour assurer son propre fonctionnement.

- *Les services finals d'utilisation* : ce sont les prestations fournies aux consommateurs. Ils représentent la composante commerciale du réseau par la fourniture de prestations adaptées aux différentes catégories de clientèle.

Cette classification générale peut être appliquée au cas du gaz naturel. Les composantes du réseau gazier sont les suivantes :

- les infrastructures regroupent l'ensemble des installations qui participent directement au transport du gaz. Il s'agit notamment des canalisations, des stations de compression, des terminaux d'importation ou encore des compteurs de consommation. Desservir un territoire signifie connecter l'ensemble des utilisateurs au réseau de canalisations et mettre en place les moyens de répondre à la demande en temps réel. Cela représente donc des investissements énormes qui s'étalent sur un grand nombre d'années.
- Les services intermédiaires de contrôle-commande correspondent aux organes de gestion des flux, c'est-à-dire l'optimisation de l'allocation géographique des quantités produites ou importées en fonction des besoins, la planification des approvisionnements.
- Les services finals d'utilisation sont la mise à disposition de gaz à la pression voulue par l'utilisateur. Pour l'opérateur gazier, ils peuvent être matérialisés par les détendeurs. Ces services peuvent également comprendre une assistance technique, une évaluation de la qualité des installations des clients, des conseils. Ils peuvent être fortement différenciés selon que les consommateurs sont industriels ou particuliers, selon la nature de leurs besoins.

D'une manière générale, on distingue le "hard" et le "soft", le hard correspondant à la structure matérielle, et le soft à ses services intermédiaires de gestion et d'allocation des ressources. Il s'agit en quelque sorte du corps et du cerveau.

Par son influence sur les coûts de transaction et son rôle organisateur très fort, le réseau va dans le sens d'une plus grande coordination, voire d'une intégration verticale des activités, comme c'est souvent le cas sur les marchés gaziers. Il sera donc surtout le

domaine de la concurrence imparfaite. En effet, comme les structures en réseau comportent plusieurs strates, définir un régime concurrentiel implique une réflexion au niveau de chacune d'entre-elles. Si, sur les infrastructures, il est reconnu qu'un régime concurrentiel peut difficilement être instauré, en revanche cela est possible sur certains services. Des problèmes de coexistence d'entreprises intégrées verticalement et d'autres n'intervenant que dans une activité peuvent alors se poser au niveau des transitions entre maillons. La concurrence n'est donc possible que s'il existe une réglementation qui empêche tout abus de position dominante, toute discrimination entre opérateurs. C'est pourquoi, traditionnellement, les réseaux sont organisés sous forme monopolistique.

c) Caractéristiques économiques communes aux activités de réseau

Les réseaux d'infrastructure, comme les réseaux téléphoniques, de chemin de fer, de distribution d'électricité ou de gaz naturel, sont le support d'un transit d'informations ou de biens physiques. Les installations possèdent généralement les caractéristiques suivantes :

- les investissements sont très lourds : la pose de canalisations, de rails ou de câbles sur des milliers de kilomètres, la mise en place d'installations de gestion des structures, représentent des sommes colossales. Les activités de réseau sont donc très capitalistiques.
- En corollaire, les temps de retour sur investissement sont très longs et les charges financières lourdes. Les entreprises de réseau doivent donc assumer un risque élevé dans les phases immatures¹ du développement des infrastructures.
- Les activités de réseau sont généralement à rendements d'échelle croissants, c'est-à-dire que les opérateurs ont intérêt à grouper les flux. Les économies d'échelle se décomposent en une plus grande efficacité technique des installations à gros débit et en une répartition des coûts fixes sur de plus grandes quantités, donc en une baisse des coûts fixes unitaires.

¹ Un réseau n'est mature qu'une fois qu'il est amorti et que son potentiel d'utilisation est atteint, c'est-à-dire une fois qu'il est utilisé à plein rendement.

Ainsi les activités de réseau sont caractérisées par des charges financières importantes, par un risque élevé, notamment dans les secteurs non captifs comme la vente de gaz naturel, et par des coûts de long terme décroissants. De plus, et c'est là une de leurs spécificités, elles touchent souvent à des domaines d'activité porteurs de service public. Les réseaux sont donc amenés à jouer un rôle important dans la structuration de la société d'une part en renforçant la cohésion nationale par l'affirmation d'un sentiment d'appartenance à la communauté, et d'autre part en permettant une certaine redistribution des revenus, notamment grâce aux subventions croisées.

2. L'argument du monopole naturel et ses limites

Pour expliquer la prééminence des structures de marché non concurrentielles sur les réseaux, la notion de monopole naturel est souvent mise en avant. Elle soutient en effet que des contraintes techniques peuvent faire qu'une entreprise est plus efficace que plusieurs. Mais suffit-elle à justifier les monopoles gaziers compte tenu des caractéristiques de la chaîne gazière ?

a) Définition de la notion de monopole naturel

Par définition, le monopole est une structure de marché caractérisée par la présence d'un seul agent économique du côté de l'offre. Les raisons peuvent en être multiples – exclusivité d'une technologie, monopole institué par la loi, monopole de fait. Lorsque des facteurs techniques tendent à montrer qu'une seule firme est plus efficace que plusieurs mises en concurrence, alors on introduit la notion de monopole naturel [Chevalier (1995), Curien (1992)]. Selon Tirole (1995a, pp.37-41), de telles situations s'expliquent par :

- *la gestion de l'incertitude* : une entreprise monoproduit qui vend sur plusieurs marchés où les demandes sont variables (et parfaitement corrélées) est plus efficace que plusieurs firmes séparées car elle peut réaliser des économies en investissements de pointe. Ces économies de réserves groupées peuvent également exister pour les entreprises multi-produits lorsque les techniques de production sont les mêmes. En outre, le regroupement permet de réaliser des économies sur les coûts fixes associés à certains services de gestion – marketing, gestion du personnel, finance, etc. ;

- *la sous-additivité des coûts* : Baumol, Willig et Panzar (1982) définissent comme monopole naturel tout secteur d'activité pour lequel, sur l'intervalle de production pertinent, il est moins coûteux de réaliser l'ensemble des productions par une seule firme.

Panzar (1989, p.24) précise cette définition du monopole naturel pour la firme multi-produit à partir du concept de sous-additivité des coûts. Une fonction de coût $C(y)$ est strictement sous-additive en y si, pour tous vecteurs d'outputs y^i tels que $\sum y^i = y$, $C(y) < \sum C(y^i)$. Il désigne une industrie comme monopole naturel si sa fonction de coût est strictement sous-additive sur l'ensemble des quantités d'output pertinentes, c'est-à-dire si, au niveau de production y , pour tout $y' \leq y$ alors $C(y')$ est strictement sous-additive.

- Dans le cas multi-produit, la sous-additivité résulte de la combinaison d'économies d'échelle et d'économies d'envergure obtenues grâce à des synergies entre différentes productions. Les économies d'échelle ne sont donc ni une condition nécessaire, ni une condition suffisante pour définir la sous-additivité de la fonction de production, donc l'existence du monopole naturel [Panzar (1989) ; Harrington et al. (1997)].
- Dans le cas de la firme monoproduit, le monopole naturel est généralement associé à l'existence de rendements d'échelle croissants et à la baisse du coût moyen de production. Panzar (1989) juge cette version imprécise, voire source d'erreurs. Il montre en effet que la décroissance du coût moyen implique la sous-additivité de la fonction de coût, mais que la réciproque est fausse.

De plus, il faut distinguer les notions de monopoles naturels permanents et temporaires [Harrington et al. (1997)]. Le monopole naturel est permanent lorsque le coût moyen de long terme baisse continuellement lorsque la production augmente. Dans ce cas, une seule firme peut répondre à la demande au coût le plus bas quelle que soit la taille du marché. Dans le cas temporaire, le coût moyen de long terme est décroissant jusqu'à un certain seuil de production et constant au-delà. Le marché peut donc devenir concurrentiel à partir de ce seuil. En outre, le caractère naturel du monopole peut être remis en question par le progrès technique, c'est-à-dire par une amélioration des processus de production ou l'arrivée à maturité d'une nouvelle technologie, rendant les anciennes obsolètes. Par exemple, le développement des terminaux numériques dans les télécommunications

abaisse considérablement les coûts de connexion et rendent possibles l'utilisation d'infrastructures par différents opérateurs. De même, les progrès de la génération électrique à partir de gaz naturel permettent à des solutions décentralisées d'être compétitives par rapport aux centrales traditionnelles.

b) Pertinence de la notion de monopole naturel sur les réseaux

La question du caractère naturel des monopoles sur les réseaux pose la question de la sous-additivité de leurs fonctions de coût. Avant toute chose il convient de savoir si les entreprises de réseau, fournisseurs d'électricité, de gaz ou de communications téléphoniques, sont mono-produit. En effet, les besoins en énergie d'un particulier et d'un industriel divergent à la fois en termes de volumes, de variabilité, de consommation horaire. Ainsi, un distributeur d'électricité fournit du courant basse tension au particulier et du courant moyenne tension à l'industriel. De même, l'utilisation qu'un artisan fait de son téléphone n'a rien de comparable avec les besoins en services de télécommunication d'une entreprise de vente par correspondance.

En fait, on peut considérer que, selon leurs besoins, les consommateurs ne se situent pas au même stade de la filière. Les gros demandeurs sont en amont, c'est-à-dire qu'ils ont des besoins qui s'apparentent à ceux des réseaux de distribution. Il y a donc homogénéité des produits en amont, mais différenciation en aval. En conséquence, l'opérateur amont peut être considéré comme une entreprise mono-produit, du moins dans les énergies de réseau – gaz et électricité. Dans les télécommunications ou le chemin de fer, les données sont sensiblement différentes : il existe plusieurs types de connexions au réseau, analogiques ou numériques, les activités de transport de voyageurs et de fret sont très différentes et demandent la mise en place d'infrastructures spécifiques.

Globalement, sur les réseaux, les fonctions de coût sont sous-additives : les opérateurs ont intérêt à grouper les flux en raison des rendements croissants *ex ante* sur les infrastructures. La sous-additivité réside dans des facteurs techniques, comme pour le transport de gaz, dans la part unitaire des coûts fixes décroissante avec les quantités, et dans les synergies existant entre les différentes activités des entreprises de réseau « multi-produit ». Ces éléments tendraient à justifier le caractère naturel des monopoles sur les réseaux.

Cependant, comme la notion de monopole naturel repose sur la plus grande efficacité d'une entreprise par rapport à plusieurs pour remplir une mission ou assurer un service, délimiter un monopole naturel demande, *a priori*, de cerner les activités où les coûts sont sous-additifs, les autres pouvant être potentiellement ouvertes à la concurrence. Or, les coûts partagés et les synergies font qu'il est généralement difficile d'isoler les dépenses propres à chaque stade des processus de production industrielle. De plus, comme les économies ainsi réalisées profitent à l'ensemble de la filière, on parle parfois d'économies d'échelle au niveau d'une industrie et non pas d'un des maillons du processus de production. Ce problème de séparabilité des activités et de localisation des économies d'échelle, voire des rendements croissants, se pose en particulier dans les activités de réseau. La sous-additivité des coûts est avérée sur les infrastructures, mais dans quelle mesure peut-elle être étendue aux services finals d'utilisation ? Ces derniers pouvant être considérés comme des productions jointes aux services de contrôle commande, ils bénéficient des économies d'échelle. Les séparer des installations et de leur gestion est donc susceptible de générer des coûts de coordination. En outre, il peut exister des effets de club, comme dans les télécommunications, qui font que chaque nouvelle connexion augmente la valeur de l'ensemble. Dans le gaz, cela peut consister en l'augmentation du pouvoir de négociation de l'opérateur, donc d'une baisse des coûts d'approvisionnement avec l'augmentation du nombre de clients. La frontière entre les activités relevant du monopole naturel et celles potentiellement concurrentielles est donc floue.

Outre la sous-additivité de la fonction de coût, un certain nombre de critères peuvent donner un éclairage sur le caractère naturel des monopoles sur les réseaux et sur leurs limites. Ces arguments susceptibles de justifier les monopoles sont les suivants :

- *gestion du risque à l'investissement et de la qualité des infrastructures* : la construction d'un réseau électrique, de télécommunications ou gazier nécessite de gros investissements en infrastructures (pose de câbles, de canalisations). Or, le succès commercial d'un nouveau service n'est jamais garanti, et n'apparaît généralement qu'à long terme. Le monopole est un moyen d'assurer à l'opérateur la possibilité de récolter les fruits de ses efforts. En outre, le monopole permet de donner moins d'importance à la notion de rentabilité à court terme de l'activité. Celle-ci pourrait en effet inciter les opérateurs à réaliser des économies sur les infrastructures en réduisant la fiabilité de

celles-ci, c'est-à-dire leur capacité à faire face à des demandes de pointe ou à des incidents techniques. Cette préoccupation quant à la qualité des prestations relève du service public, notamment dans les domaines où les consommateurs sont captifs, comme pour l'électricité, le téléphone¹ ou même le gaz.

- *Caractère structurant des réseaux* : avoir accès aux réseaux d'énergie et de communication sont aujourd'hui reconnus comme des droits fondamentaux, sans lesquels le sentiment d'appartenance à la communauté nationale n'est pas garanti. Les réseaux ont donc un rôle à jouer dans l'aménagement du territoire et la cohésion nationale, ils ont la capacité de freiner la désertification des campagnes, de permettre de vivre dans des conditions de confort équivalentes quels que soient les lieux d'habitation. A ce titre, l'accès aux réseaux de communication – téléphone, courrier – est devenu indispensable au point d'être reconnu comme un droit fondamental. Mais ce caractère structurant ne peut pas être accordé de la même manière à toutes les activités de réseau, y compris lorsqu'on leur reconnaît des missions de service public. C'est le cas des domaines où il existe une concurrence intermodale, c'est-à-dire où il existe des alternatives au réseau, comme pour le gaz ou le chemin de fer. Des solutions comme le fioul ou la route pourront leur être préférées lorsqu'elles permettent à la collectivité de faire d'importantes économies.

Mais le seul critère du coût peut se révéler insuffisant pour rendre compte des efficacités comparées du monopole et des entreprises mises en concurrence. En effet, la qualité des opérateurs en charge de services publics peut être évaluée à leur capacité à faire face aux imprévus, donc à assurer la continuité du service dans des conditions exceptionnelles. Le monopole peut alors se révéler le plus efficace en raison de sa capacité à engager des investissements supplémentaires, notamment en capacités de pointe pour les énergies de réseau ou les télécommunications. Ainsi, ce qui semble inefficace selon les seuls critères de coût peut se révéler pertinent d'un point de vue social. Plus le niveau de risque accepté par la société est bas, plus le niveau de fiabilité désiré importe. Le monopole peut donc être naturel selon des critères « extra-économiques ». Par exemple, à l'issue de la tempête qu'a connue la France en décembre 1999, des entreprises mises en concurrence

¹ La captivité historique des usagers du téléphone filaire n'est plus vraie aujourd'hui avec le développement de moyens de communication alternatifs comme le téléphone mobile.

auraient-elles été en mesure de restaurer les réseaux d'électricité et de téléphone aussi vite que l'ont fait EDF et France Télécom ?

c) Monopole naturel et monopole gazier

(i) Le débat sur la notion de rendements croissants pour le gaz

Au même titre que pour les réseaux en général, certains maillons de la chaîne gazière ont des caractéristiques propres aux monopoles naturels, c'est-à-dire qu'une entreprise est plus efficace que plusieurs pour accomplir certaines tâches. D'un point de vue strictement technique, c'est effectivement le cas du transport de gaz naturel. Comme nous l'avons vu dans le premier chapitre, doubler le diamètre d'une canalisation permet de multiplier le débit par 5,7, et il existe des économies d'envergure qui s'expliquent par une bonne coordination des maillons successifs de la chaîne gazière et par une répartition optimale des ressources entre les différents bassins de consommation.

Mais ne nous trompons pas sur la réalité des rendements croissants sur les canalisations. Si la capacité de transport croît plus vite que la section des conduites cela est dû à une baisse des frottements. Cependant, une fois l'investissement réalisé, les rendements croissants disparaissent : augmenter la capacité de transport passe par la pose de nouveaux tuyaux et non par une augmentation du diamètre de ceux déjà en place. La décision de bénéficier des rendements croissants est donc prise *ex ante*, par anticipation sur le potentiel de développement du gaz. Cette anticipation est sujette à erreurs : si la pénétration future est sous-estimée alors l'arrivée du marché à maturité se traduit par de nouveaux investissements, donc par des déséconomies d'échelle. Si au contraire, la consommation potentielle est surévaluée, alors il y a sur-investissements, donc perte d'efficacité économique.

C'est pourquoi nous parlons de rendements croissants *ex ante*. A installation donnée, il existe des économies d'échelle qui s'expliquent par la répartition des coûts fixes sur une quantité croissante de combustible, d'où une décroissance du coût de transport moyen. Ces économies d'échelle ne traduisent que la réalisation d'objectifs commerciaux.

(ii) Les limites du monopole naturel sur les marchés du gaz

Les monopoles naturels peuvent être permanents, mais sont, en général temporaires, c'est-à-dire que, pour des raisons techniques ou économiques, il arrive un moment où il

peut être au moins aussi efficace de confier le marché à plusieurs entreprises qu'à une seule [Harrington et al. (1997)]. Ce seuil correspond à la fin de la décroissance du coût moyen ou à l'émergence de nouvelles techniques. Le progrès est donc l'une des premières causes à la remise en question des monopoles dits naturels.

La notion de monopole naturel met en jeu la sous-additivité des fonctions de coût. Dans le cas des réseaux, cette notion peut aussi dépendre de contraintes comme l'encombrement des sous-sols – les canalisations doivent cohabiter avec les réseaux d'eau, d'électricité, de téléphone, d'assainissement, etc. Ainsi, si le principe de monopole naturel ne semble pas discutable pour la distribution du gaz car il n'est pas envisageable de poser des conduites parallèles en zone urbaine, il est davantage problématique sur le transport et ne trouve que peu de justifications dans la production ou le négoce.

Sur le transport de gaz, la limite du monopole naturel correspond à la saturation des canalisations existantes, et, dans tous les cas, lorsque l'on atteint la limite technique du diamètre des conduites, c'est-à-dire 1 400 mm. Dès lors, il est nécessaire de poser des tuyaux parallèles qui permettent d'introduire de la concurrence. De même, lorsque le réseau est suffisamment dense pour que chaque bassin de consommation soit alimenté par au moins deux conduites – comme c'est le cas aux Etats-Unis –, il est possible de mettre en place une compétition sur le transport.

Il n'existe que peu d'arguments théoriques en faveur d'une organisation monopolistique de la production et du négoce de gaz. Elles sont concurrentielles par nature [Chevalier (1995)], ce qui est confirmé au niveau international. Les monopoles s'expliquent alors par la volonté des Etats de garder le contrôle de leurs approvisionnements énergétiques ou de l'exploitation de leurs ressources naturelles.

La Directive sur le Gaz adoptée en 1998 par les Etats membres de l'Union européenne propose de maintenir un monopole sur les infrastructures et d'introduire la compétition sur les services. Cette solution, en préservant de la concurrence les activités dont les fonctions de coût sont sous-additives, permet à la collectivité de bénéficier à la fois des avantages du monopole sur les maillons où il est « naturel », et des bienfaits de la compétition – baisse des tarifs, amélioration de l'offre – sur les activités potentiellement concurrentielles.

3. La justification du monopole intégré verticalement par la théorie des coûts de transaction

L'analyse théorique du monopole naturel permet d'expliquer et de justifier la structure monopolistique des activités où les fonctions de coût sont sous-additives, mais elle est insuffisante pour justifier à la fois les intégrations verticales observées en aval des chaînes gazières, et les contrats de long terme noués entre producteurs et distributeurs.

a) Les fondements de la théorie des coûts de transaction

La théorie des coûts de transaction trouve ses fondements dans l'analyse de la nature de la firme en tant que forme de coordination alternative au marché [Coriat et Weinstein (1995, p.46)]. Considérant la transaction comme l'unité d'analyse de base, Coase (1937) conçoit la firme comme moyen de supprimer le système de prix propre au marché, afin d'en économiser les coûts, coûts de découverte du prix adéquat, de négociation et de conclusion des contrats. Il note qu'en général la firme est choisie lorsque la relation entre agents se joue à long terme, c'est là un de ses attributs essentiels. S'inspirant principalement de Coase, Williamson a fait de la théorie des coûts de transaction une des théories majeures de l'organisation industrielle. Il la définit comme « *soutenant et développant la vision selon laquelle économiser est au cœur de l'organisation économique* » [Williamson (1989, p.137)].

La firme est alors conçue comme un nœud de contrats, et son existence s'explique par la nature des comportements individuels. L'analyse de Williamson repose en effet sur les hypothèses suivantes :

- *la rationalité limitée des agents* : la limite des capacités et des connaissances a pour conséquence l'incomplétude des contrats. Les cocontractants sont dans l'incapacité d'envisager l'ensemble des cas de figure possibles – ce qui justifie l'existence de la firme – et rend essentiel pour une entreprise le degré d'adaptation de son organisation.
- *La recherche de l'intérêt personnel* : profitant d'asymétries d'information, les agents tendent à adopter des comportements déloyaux appelés, selon les auteurs, opportunisme, risque moral ou coût d'agence. L'existence de ces risques est une des explications apportées à l'internalisation de certaines transactions au sein de la firme.

Ces hypothèses ont pour conséquence que, dans une optique délibérément réaliste, les contrats établis *ex-ante* sont obligatoirement incomplets. En outre, lorsque l'on tient compte de l'opportunisme des agents, il n'est plus garanti que les contractants respecteront leurs engagements. Cela donne toute leur signification aux procédures *ex-post* destinées à décourager l'opportunisme, comme les menaces de poursuites judiciaires.

b) Contrats et nature des transactions

Dans l'analyse des contrats, le recours à l'internalisation dépend des caractéristiques des transactions. Nous en distinguerons trois principales [Williamson (1989, pp.142-145), Coriat et Weinstein (1995, p.56)] :

- *la spécificité des actifs productifs* : plus la faculté de redéploiement des actifs vers d'autres usages, par d'autres utilisateurs, sans perte de valeur productive est réduite, plus les actifs sont considérés comme spécifiques. Williamson distingue cinq formes de spécificité : la localisation, les caractéristiques physiques de l'actif – liées au type de production à réaliser –, les données humaines – en particulier l'acquisition des savoir-faire –, les aménagements particuliers demandés par certains clients, et le capital lié à la marque, c'est-à-dire principalement la notoriété. La spécificité se traduit par des coûts irrécupérables, dont des coûts d'information.
- *L'incertitude non probabilisable* : il s'agit de la notion de risque inhérent à l'activité exercée. C'est une conséquence de l'incomplétude des contrats et des comportements opportunistes des agents. Elle peut également provenir de la méconnaissance des décisions des concurrents ou d'une mauvaise évaluation des attentes des clients potentiels. Les gains que peut procurer la maîtrise de cette incertitude sont une des causes de l'organisation économique.
- *La fréquence* : lorsque la transaction demande un investissement spécifique, plus la fréquence est élevée, plus l'organisation s'oriente vers une forme internalisée. Si la transaction n'est que ponctuelle, la firme a intérêt à l'externaliser – faire appel à un prestataire extérieur.

A partir de cette distinction catégorielle des transaction, Williamson (1985) a résumé l'ensemble des configurations pouvant se présenter dans le tableau explicatif suivant :

Tableau 2.1 *Nature des contrats selon la spécificité des actifs et la fréquence des transactions*

		Caractéristiques de l'actif		
		Non spécifique	Mixte	Très spécifique
Fréquence	Faible	Structure de marché (contrat classique)	Structure trilatérale (avec arbitrage)	
	Forte		Structure bilatérale (maintien de l'autonomie des parties)	Structure unifiée

A degré d'incertitude donné, ce sont essentiellement la fréquence et le niveau de spécificité des investissements qui conditionnent l'organisation des transactions. Ainsi, le recours à l'internalisation concerne principalement les transactions récurrentes avec très forte spécificité des actifs. Les choix organisationnels opérés par les acteurs doivent conduire à une minimisation des coûts de transaction compte tenu de leur nature. Williamson (1985, p.20-21) distingue les coûts *ex ante*, associés à la rédaction, à la négociation et à la garantie de l'accord, et les coûts *ex post* dus à l'écart entre la réalisation effective des transactions et celle définie par le contrat de départ, aux coûts de marchandage destinés à corriger les divergences *ex post* ou encore aux coûts de résolution des conflits. Lorsque les actifs sont spécifiques, la forme organisationnelle hiérarchique permet donc de maîtriser les risques de comportements opportunistes dans la transaction [Coeurderoy et Quélin (1997)].

Lorsqu'un investissement fait l'objet d'un appel d'offres *ex ante*, par exemple pour la construction de canalisations de transport de gaz, l'économie des coûts de transaction souscrit à l'analyse selon laquelle, pour qu'il y ait réellement compétition, il faut qu'il existe plusieurs acteurs hautement qualifiés en mesure de répondre à la demande. Si seule une entreprise est en mesure de fournir le service demandé - par la détention de compétences, de brevets ou grâce à une assise financière plus importante par exemple -, alors, malgré l'appel d'offres, on se trouve dans une configuration monopolistique. *Ex*

post, lors du renouvellement de la concession, la réalité de la compétition dépend de la nature de la production, selon que celle-ci repose ou non sur des investissements spécifiques durables – capital physique ou humain. Si c’est le cas, alors l’entreprise ayant emporté l’appel d’offre *ex ante* risque d’avoir un avantage déterminant sur ses concurrents. Il ne peut donc pas exister de parité entre les concurrents lors des renouvellements. En conséquence, la spécificité introduit une asymétrie contractuelle entre le vainqueur d’une part, et ses concurrents d’autre part.

Ceci explique que les liens entre offreur et demandeur se pérennisent. En effet, changer de fournisseur pose un problème quant au recyclage des installations de l’ancien élu d’une part – problème d’autant plus crucial que les investissements sont spécifiques à la transaction – et demanderait au nouveau partenaire de réaliser à son tour de tels investissements d’autre part.

c) La question de l’intégration verticale

L’intégration verticale, qui pose la question de l’internalisation d’activités successives au sein d’une filière, occupe une place de choix dans le champ d’analyse de la théorie des coûts de transaction. C’est sur ce choix entre marché et hiérarchie que s’est construite cette théorie [Coeurderoy et Quélin (1997)].

On dit d’une firme qu’elle est intégrée verticalement si elle produit au moins un des biens intermédiaires qu’elle utilise dans son processus de production. Il s’agit donc de la substitution d’un échange interne à une relation de marché. Perry (1989) affine cette définition en précisant que, produisant deux outputs, l’entreprise doit utiliser l’un, au moins en partie, pour satisfaire la totalité des besoins en biens intermédiaires propres au processus de production du second, ou bien que la totalité du premier bien soit utilisée pour satisfaire au moins en partie les besoins liés à la production du second.

Concrètement, le processus d’intégration verticale peut prendre deux formes, interne ou externe. L’intégration peut être réalisée dès la création de l’entreprise, à l’occasion d’une expansion, c’est-à-dire d’une croissance interne vers un segment amont ou aval, ou lors de la prise de contrôle d’une autre société.

L’intégration verticale s’explique par la recherche d’économies techniques ou de transaction, et par la résolution des imperfections de marché – externalités, asymétries d’information. La problématique dégagée par la théorie des coûts de transaction est la

suivante : face à l'incomplétude des contrats liée à la rationalité limitée des agents, et au besoin périodique d'adapter la relation entre offreur et demandeur, l'alternative est la suivante : conclure des contrats de court terme – incomplets – ou recourir à l'intégration verticale. La première solution se heurte au problème des investissements spécifiques, et des distorsions de concurrence issues des avantages en termes de coût du premier contractant par rapport à ses concurrents dans le cadre de mises aux enchères successives. Mais, évidemment, le recours au marché peut également présenter des avantages. Williamson (1989, p.150) distingue trois grandes différences entre le marché et l'organisation intégrée :

- le marché est très riche en incitations et réduit les inefficacités propres à l'organisation bureaucratique des structures intégrées. La concurrence impose aux firmes d'être plus performantes que les autres pour pouvoir réaliser des profits. La recherche de la compétitivité passe alors par une amélioration de la productivité, donc par une baisse des coûts ;
- les marchés peuvent parfois pousser à satisfaire des demandes de natures différentes afin de profiter d'économies d'échelle et d'envergure. Or, cette diversification pousse les entreprises à l'innovation par la recherche d'activités connexes susceptibles d'améliorer leurs performances. En outre, le caractère généralement temporaire de l'avantage compétitif incite à la mise au point de nouvelles offres pour restaurer cet avantage ;
- l'organisation interne donne accès à une plus grande variété d'outils de gestion. La coordination des différents maillons d'une filière peut en effet être gérée suivant différentes procédures managériales – forme M ou U, entreprise en réseau, etc.

Lorsqu'une firme envisage d'internaliser la production d'un bien intermédiaire, elle se pose la question de la maîtrise du coût de fabrication d'une part, et de sa faculté à s'adapter dans le futur d'autre part. Le marché tend à tirer les prix vers le bas, mais est moins souple que l'organisation interne en termes d'adaptation aux besoins du demandeur. L'arbitrage entre ces deux configurations repose, selon la théorie des coûts de transaction, sur le degré de spécificité de la transaction entre les entités reliées verticalement au sein d'une filière. A partir d'un certain seuil, les surcoûts liés à la bureaucratie sont inférieurs à la différence entre les coûts de production interne et les coûts de marché. En l'absence

d'économies d'échelle, la décision se résume donc à une différence entre coûts de gestion¹. L'existence d'économies d'échelle donne un avantage à l'internalisation par rapport au marché et se traduit par un déplacement du seuil de spécificité à partir duquel il est plus intéressant pour la firme de réaliser elle-même la production plutôt que de recourir au marché. En outre, ce choix est dépendant la forme d'organisation interne de la firme de par son influence sur les coûts de gestion.

d) Le cas du gaz naturel

L'industrie du gaz naturel repose sur une succession d'activités complémentaires, depuis la production jusqu'à la distribution au consommateur final, dont la mise en œuvre requiert la construction d'un réseau de canalisations. Ainsi production, transport et distribution sont réalisés conjointement par la coexistence de compétences techniques et commerciales propres à chaque maillon de la chaîne. Or, ces activités sont toutes très capitalistiques : les investissements sont très importants, aussi bien au niveau de la production – prospection, forages, installations de traitement du gaz, etc. – que du transport et de la distribution – pose de canalisations, construction de terminaux d'importation, de stations de compression, etc. Ces actifs n'ont de valeur qu'au sein de la transaction gazière, ils ne sont donc pas redéployables et sont donc spécifiques.

La question de savoir si l'investissement en actif spécifique possède une valeur en dehors de la transaction est fondamentale dans le choix d'intégration ou non [Coeurderoy et Quélin (1997)]. En amont, les actifs des acteurs – transporteurs nationaux, internationaux et producteurs – possèdent une valeur hors des contrats d'approvisionnement passés en raison du choix dont ils disposent. Cependant, dans un contexte de non saturation des besoins – c'est-à-dire de grandes disponibilités du côté de l'offre – producteurs et transporteurs internationaux s'exposent au risque de changement de fournisseur de la part des importateurs. Ce risque est de nature à décourager les

¹ Pour une analyse détaillée, voir Williamson (1989) pages 151 à 154 : la différence ΔG entre le coût de gestion lorsque la production est réalisée en interne et celui obtenu dans le cadre d'un recours au marché est très importante lorsque que cette production peut être standardisée. ΔG est présentée comme une fonction décroissante de k , indice de spécificité. Plus les souhaits des demandeurs sont variés, plus ΔG est faible. Le seuil à partir duquel il devient plus intéressant pour l'entreprise d'internaliser la production correspond à $\Delta G = 0$.

L'existence d'économies d'échelle oblige à ajouter ΔC à ΔG , différence de coût de production lié à la quantité. Cela a pour conséquence un déplacement du seuil d'internalisation vers un degré de spécificité plus élevé.

investissements en canalisations et en production, dont les montants sont particulièrement élevés. C'est pourquoi seul l'engagement à long terme des compagnies gazières aval vis-à-vis de l'amont, a rendu possible le développement de la production et du transport sur de longues distances [Finon (1992)]. L'intégration verticale et la prééminence de contrats de long terme sur les marchés gaziers sont donc le résultat conjoint de la maîtrise des risques liés aux investissements, et surtout d'exploitation des économies d'échelle et d'envergure qu'ils génèrent. L'une des principales économies réalisées grâce à la coordination des maillons successifs par une seule firme tient à l'internalisation d'externalités de réseau négatives, c'est-à-dire lorsque les actions individuelles des acheteurs et des vendeurs peuvent entraîner la congestion du système ou d'importants surcoûts [Hackett et Lyon (1993)].

Lorsqu'on se tourne vers l'aval de la chaîne, les valeurs des réseaux de transport et de distribution semblent reposer sur leur fonctionnement conjoint. Mais il existe tout de même une relation de dépendance des distributeurs vis-à-vis du transporteur. En effet, plus les distributeurs sont nombreux, plus les possibilités d'arbitrage du transporteur sont grandes, et donc plus il est à même de capter une part importante de la rente gazière aval. L'intégration verticale permet d'éviter toute lutte pour cette rente. Elle permet en outre de coordonner plus efficacement les activités complémentaires – répartition du combustible, dimensionnement des infrastructures. Elle conduit donc à l'élimination des comportements opportunistes et des réductions significatives des coûts de transaction. C'est ce qui explique que, concrètement, l'industrie gazière est souvent intégrée verticalement en aval. Mais, l'arrivée à maturité des réseaux, qui permet l'apparition d'activités potentiellement concurrentielles, tend à remettre en cause ce modèle dominant.

4. Justifications politiques des monopoles gaziers

Les marchés énergétiques ont toujours fait l'objet de réglementations spécifiques en raison de leur caractère stratégique. Les arguments théoriques expliquant la prééminence des monopoles prennent rarement en compte cet aspect du problème. Or, en Europe, les monopoles ont, pour la plupart, été imposés par la loi. Ils sont donc le fruit d'un contexte énergétique, d'une histoire et d'une culture propres à chaque pays. Les principales causes politiques de la mise en place des monopoles publics sont la protection dont ont besoin les

opérateurs lorsqu'il implantent le réseau, la protection des consommateurs contre les abus du pouvoir de monopole et les préoccupations de service public [Chevalier (1995)].

a) Le rôle de l'Etat face à l'absence de marché captif

Contrairement au pétrole, le gaz n'a pas répondu à de nouveaux besoins, d'où l'absence de marché captif. Ainsi, pour s'imposer, le gaz a dû gagner des parts de marché sur les énergies concurrentes. Son succès commercial était loin d'être assuré lors de son introduction sur les scènes énergétiques nationales, d'autant que le risque d'explosion a longtemps porté atteinte à son image auprès des consommateurs. Le gaz a donc toujours été confronté à une obligation de compétitivité, à la fois en termes de prix et de qualité. Cela explique que l'introduction du gaz ait souvent correspondu avec la découverte de gisements domestiques – comme en France, avec la mise en production du champ de Lacq au début des années cinquante.

La construction d'un réseau gazier représente, à l'échelle d'un pays, un investissement considérable et un engagement à long terme : selon Gaz de France, le coût moyen du kilomètre de canalisation varie de 370 kF à 7 MF selon le diamètre. Or le réseau français, par exemple, compte plus de 32 000 km de conduites pour le transport, et plus de 140 000 km pour la distribution. Les coûts irrécupérables sont donc considérables et le temps de retour sur investissement est très long pour l'opérateur gazier, d'où un risque commercial très élevé, à tel point qu'il aurait découragé la plupart des investisseurs privés. C'est pourquoi l'introduction du gaz naturel a souvent été appuyée par une volonté politique forte, à la fois pour organiser le financement des investissements et pour garantir à l'opérateur de récolter les fruits de ses efforts.

Pour permettre une juste rémunération du capital engagé, la meilleure solution était de garantir l'exclusivité des débouchés à la compagnie gazière en lui accordant un monopole, national ou régional, sur le maillon sur lequel elle opère. Mais, malgré la concurrence entre énergies qui doit discipliner l'opérateur gazier, le monopole expose les consommateurs à des comportements opportunistes comme la captation d'une rente ou peut conduire à un sous développement du réseau préjudiciable à la collectivité. La nationalisation ou le contrôle étroit de la part des pouvoirs publics ont été les deux grandes parades à ce risque. Ils permettent en effet, en phase d'expansion du réseau, de contrôler la rente de monopole et les subventions croisées [Finon (1992)].

b) L'argument du service public

Selon les pays, les Etats souhaitent que relèvent de leur compétence ou restent sous leur contrôle certaines activités jugées sensibles, c'est-à-dire ayant un caractère stratégique ou vital pour le pays. C'est le cas des approvisionnements énergétiques, dont dépendent le développement et la compétitivité des économies nationales. Ainsi, l'Etat français a-t-il longtemps contrôlé les importations d'hydrocarbures et la production de charbon. Aujourd'hui, les marchés électrique et gazier restent confiés à des entreprises publiques, respectivement Electricité de France (EDF) et Gaz de France (GDF). EDF dispose d'un monopole de la production à la distribution, tandis que GDF jouit d'un monopole à l'importation et d'un quasi-monopole sur le transport et la distribution.

Dans la mesure où le choix d'une énergie comme le gaz est concomitant à l'achat de matériels spécifiques au coût élevé et où il n'existe pas de marché d'occasion pour les chaudières, les consommateurs deviennent captifs pour plusieurs années une fois leur choix opéré. Or l'accès à l'énergie à un coût raisonnable peut être reconnu comme un droit – droit au chauffage par exemple. Le caractère captif, même temporairement, des consommateurs peut aller contre ce principe. En nationalisant les opérateurs gaziers, certains Etats contrôlent le risque de comportement tarifaire opportuniste permis par l'existence d'une demande incompressible et captive élevée.

Le contrôle de l'Etat garantit également un certain niveau de qualité des approvisionnements : la stabilité de l'environnement du monopole lui permet de mettre en place les moyens techniques de couverture des demandes de pointe d'une part, et de nouer des relations de long terme avec les producteurs afin de pérenniser les importations lorsque la production domestique est insuffisante d'autre part.

B. LA REGLEMENTATION MONOPOLISTIQUE DES MARCHES DU GAZ NATUREL

La prééminence des monopoles sur les marchés gaziers en Europe repose sur des causes économiques et politiques. Cependant la théorie économique reconnaît un certain nombre de défauts aux monopoles, dont une tendance à surfacturer ses services à l'utilisateur final, et par là même à percevoir une rente en comparaison avec les marchés de

concurrence parfaite. Ainsi, si le monopole est justifié techniquement, les pouvoirs public vont mettre en place une réglementation visant à éliminer les effets pervers de celui-ci. L'encadrement réglementaire pose un ensemble de contraintes en termes de tarification, de qualité de service et d'étendue de la desserte, il peut également définir des obligations de moyens – comme des stocks de sûreté. Au centre de ces réglementation figure généralement la notion de service public.

1. Les fondements de l'intervention de l'Etat sur les réseaux

a) Les défaillances du marché

Les thèses libérales défendent l'idée selon laquelle la concurrence est le meilleur moyen d'atteindre un équilibre économique optimal au sens de Pareto. Or, les hypothèses sur lesquelles repose la théorie de la concurrence parfaite sont très restrictives. Il peut donc exister des « défauts de marché » en présence desquels la poursuite d'intérêts individuels est contradictoire avec la recherche de l'intérêt collectif. Lévêque (1998, pp.7-9) distingue trois types de défauts :

- *l'existence d'externalités* : l'action d'un agent peut avoir un effet sur les autres. Ces externalités peuvent être positives (effet de club sur les réseaux téléphoniques) ou négatives (pollution).
- *Les monopoles naturels*, lorsqu'une entreprise est plus efficace que plusieurs mises en concurrence, c'est-à-dire lorsque la fonction de coût est sous-additive¹, comme dans le cas de coûts moyens décroissants (coûts fixes importants, rendements d'échelle croissants, etc.).
- *Les biens collectifs*, c'est-à-dire les biens qui possèdent les propriétés de non-exclusion (il peut y avoir des passagers clandestins) et de non-rivalité (la jouissance du bien par certains n'entame pas la possibilité de jouissance pour les autres).

Ces défauts sont des entraves à la maximisation du bien-être des consommateurs par le secteur privé. Ils peuvent donc justifier l'intervention des pouvoirs publics, à condition

¹ Pour plus de détails, se reporter au paragraphe consacré à la notion de monopole naturel appliquée au gaz naturel.

que les coûts de réglementation soient inférieurs à la fois au coût des solutions alternatives et à son bénéfice. Il existe trois grands principes de réglementation :

- *la mise en place de normes* afin de contraindre le comportement des entreprises, ces normes touchent en général à la santé, à la sécurité, à la protection de l'environnement.
- *La régulation structurelle* : les autorités publiques déterminent quelles firmes sont habilitées à s'engager dans telle ou telle activité.
- *La réglementation en termes de comportement des entreprises*, qui peut toucher à l'étendue du service, à la tarification, etc.

L'intervention de l'Etat va donc de la simple réglementation, comme la fixation de normes antipollution, à la prise en charge de certains services, marchands ou non, par des administrations ou des entreprises publiques lorsque l'accès à ceux-ci est considéré comme un droit fondamental. Cependant, une intervention publique n'est légitime qu'à condition que les moyens mis en œuvre soient adaptés aux objectifs poursuivis et que les coûts soient maîtrisés.

b) Vers une définition de la notion de service public

En France, lorsque l'accès à un service est considéré comme un droit fondamental, et que celui-ci ne peut être réalisé complètement sans l'intervention des pouvoirs publics, alors il relève du service public. Ces services peuvent être marchands, comme la fourniture d'électricité, non marchands, comme l'éclairage public, ou intermédiaires, comme l'accès à des moyens de transport. Les activités de ce type remplissent des missions qui garantissent à la fois l'égalité entre citoyens et l'intérêt général, notion dont la définition revient à l'Etat [Lévêque (1998, pp.100-101)].

La notion de service public fait référence à l'intérêt général, elle n'est donc pas universelle, mais incorpore des facteurs culturels qui peuvent varier d'un pays à l'autre pour une même activité. En effet, deux visions de l'intérêt général s'affrontent. La première, défendue par les thèses libérales, le conçoit comme la garantie de libre jeu des intérêts privés, le rôle de l'Etat se limitant à la protection des libertés. La seconde, à laquelle se réfère le droit public français, y voit le dépassement des intérêts particuliers au

nom du bien collectif. Cette dernière tend aujourd'hui à être contestée face à l'avènement du point de vue anglo-saxon, centré sur le marché.

Henry (1997, pp.162-166) identifie quatre principes fondamentaux du droit public communs à plusieurs pays européens caractérisant les services publics : la continuité (éviter toute rupture de service), l'universalité, l'égalité (nul ne doit être exclu du service en raison de ses caractéristiques personnelles, comme la richesse ou la situation géographique) et l'adaptabilité. Difficilement applicables tels quels, ces principes sont généralement sujets à interprétation afin que les services publics contribuent à :

- l'exercice des droits fondamentaux de la personne ;
- une utilisation plus efficacement coordonnée de ressources collectives que le marché ne gère correctement ni dans le temps, ni dans l'espace ;
- favoriser l'efficacité collective et la cohésion sociale par le développement du sentiment d'appartenance à une communauté.

Les différentes notions de service public font appel au principe d'équité entre les usagers, principe qui repose en premier lieu sur la non discrimination. Lorsque l'Etat doit subventionner certains services pour gommer les disparités, alors il faut s'assurer que les transferts financiers ne bénéficient qu'à ceux dont l'accès au service public en dépend. Voici quelques exemples d'interprétations de ces principes :

- permettre à l'ensemble de la population de disposer des mêmes services au même prix (notion retenue par EDF, La Poste ou France Télécom) ;
- rechercher une efficacité économique maximum par une tarification reflétant les coûts subis (dans une optique de maximisation de l'utilité collective et pour éviter les subventions croisées) ;
- choisir les techniques les mieux adaptées aux configurations géographiques du territoire (par exemple, arbitrage entre rail et route pour les transports en commun, entre gaz naturel et fioul pour le chauffage).

Les monopoles publics sont censés faciliter la réalisation de ces missions. Le pouvoir de décision est entre les mains d'une seule entité, elle devrait donc prendre les décisions les meilleures pour la collectivité. Mais il existe en réalité plusieurs risques : la

concurrence entre services publics, comme entre EDF et GDF, la poursuite d'intérêts propres par l'entreprise, parfois au détriment de la collectivité. Ce danger est corroboré par l'opacité de la politique d'investissement d'EDF ou certains choix discutés de la SNCF, comme le tracé de la ligne du TGV Nord¹.

c) Équité tarifaire et service public

Le principe de service public et les monopoles publics « à la française » reposent sur une vision de l'équité fondée sur l'universalité de l'accès au service et sur un mode de tarification « égalitaire ». Définir le tarif « juste » est délicat car il doit à la fois être représentatif des coûts et ne pas entraîner d'exclusion de consommateurs. Il peut s'appuyer sur la capacité à payer des consommateurs, fondée sur l'élasticité-prix de leur demande, comme dans le cas de la tarification Ramsey-Boiteux², à condition de pouvoir identifier de manière suffisamment précise ces élasticités. Ce principe est donc difficile à mettre en oeuvre. Selon Colombier (1997), l'égalité entre usagers peut soit s'exprimer par une identité des tarifs indépendamment de la nature de leurs besoins, soit au contraire respecter une règle de « traitement égal des égaux » en répartissant les consommateurs par catégories homogènes. Dès lors, la différenciation tarifaire étant limitée, le critère d'efficacité économique n'est plus le seul à entrer en jeu. C'est pourquoi, en France, la tarification de plusieurs services publics est indépendante de la localisation des usagers – c'est le cas pour l'électricité, la poste ou les télécommunications. Ainsi la péréquation tarifaire pratiquée par EDF est l'expression d'une volonté de non-discrimination où les usagers les plus chers, généralement ruraux, sont subventionnés par les autres consommateurs. La tarification de l'électricité assume donc, en France, une fonction de répartition des revenus.

Mais la péréquation est-elle réellement synonyme d'équité ? Le principe d'équité veut que l'ensemble des usagers puissent bénéficier de prestations équivalentes, ici la fourniture d'énergie, sans risquer d'être exclus du service en raison de tarifs prohibitifs. Cela signifie que, pour un service donné, les choix collectifs doivent aller vers la solution la moins onéreuse lorsqu'une alternative existe. En conséquence, la péréquation tarifaire et

¹ Les travaux avaient commencé avant la fin des études préliminaires d'utilité publique, le tracé étant décidé indépendamment des élus, dans une opacité incompréhensible pour les riverains et usagers potentiels. Le gros de la polémique concerne le passage de la ligne à 45 km de la ville d'Amiens, absurde du point de vue du service public, et surtout à l'origine de surinvestissements inutiles de plusieurs dizaines de millions de francs, notamment pour la construction d'une gare en pleine campagne.

² Ce mode de tarification est présenté au B.2.c.

l'universalité ne sont justifiés que sur les segments captifs du service, comme le fonctionnement d'appareils électroménagers pour l'électricité ou l'accès à des prestations téléphoniques minimales. En revanche, sur les segments concurrentiels, ils peuvent conduire à des choix contraires à l'intérêt collectif. C'est le cas de l'incitation au développement du chauffage électrique en zone rurale dont EDF fut l'artisan ces dernières années. Elle a conduit à la mise en place d'installations de chauffage peu efficaces techniquement et chères à l'usage, et surtout à des surcoûts de distribution dans les zones à faible densité de population – il a en effet fallu renforcer le réseau en place. Ces surcoûts ont été couverts par d'importantes subventions de la part de la collectivité. Le recours à d'autres énergies pour le chauffage, comme le fioul, aurait été beaucoup plus pertinent. Ainsi, lorsqu'elle ne remplit pas de rôle social, la péréquation peut représenter un obstacle à l'efficacité économique et au développement de solutions décentralisées pourtant plus performantes.

La notion de service public devant être rapprochée de la question des usages captifs, la distribution du gaz naturel ne saurait être soumise aux principes d'universalité et de péréquation tarifaire. Rappelons en effet que les consommateurs ne deviennent captifs vis-à-vis du gaz qu'une fois leur décision de consommation prise. Ils arbitrent donc entre plusieurs solutions énergétiques. Le service public du gaz doit donc consister d'une part en l'offre de combustible lorsque celle-ci est rentable, pour élargir le choix des consommateurs et diversifier les approvisionnements, et d'autre part en la garantie du maintien des niveaux de qualité et de prix pour les usagers devenus captifs.

Ainsi, en France, la desserte d'une zone de consommation n'est réalisée que si celle-ci représente une alternative efficace économiquement aux solutions déjà existantes. Cette question se pose avec d'autant plus d'acuité que la densité de population est faible. La péréquation tarifaire n'existe qu'à l'échelle des réseaux de distribution, donc sur des zones géographiques restreintes où les caractéristiques des consommateurs sont relativement homogènes. Le service public gazier consiste donc en la fourniture d'une ressource énergétique de qualité susceptible d'améliorer la productivité des entreprises, de donner accès à un mode de chauffage meilleur marché, mais à la condition qu'il n'existe pas de solution décentralisée qui lui soit préférable.

2. La réglementation des activités de réseau

Les entreprises de réseaux sont actuellement dans une phase de transition structurelle d'une organisation fondée sur des paramètres techniques vers un système tendant à satisfaire les besoins des consommateurs selon leurs spécificités respectives [Vallée (1992)]. D'une logique d'offre, elles passent à une logique de demande. La réglementation est un élément fondamental de la réussite de ce passage d'une organisation généralement monopolistique des réseaux vers une ouverture à la concurrence.

a) Les objectifs de la réglementation sur les activités de réseau

Les activités de réseau font face à deux types de défaillances de marché [Benzoni et Rogy (1993)] :

- *rendements croissants* : reposant sur des indivisibilités techniques, c'est-à-dire sur l'augmentation plus que proportionnelle des capacités de trafic par rapport à celle des installations, sur des problèmes de rareté – encombrement du sous-sol -, sur des économies liées à la gestion centralisée des installations, ils fondent les notions de taille minimale et de monopole naturel pour les entreprises de réseau ;
- *externalités de réseau* : implication dans l'aménagement du territoire, la cohésion sociale, et les performances économiques nationales, effets de club, notamment dans les télécommunications, etc. Ces caractéristiques sont au cœur de la notion de service public.

Pour ces raisons, les réseaux sont des biens publics dits « impurs », ce qui justifie l'intervention de l'Etat par un contrôle à la fois de l'entrée et des comportements des acteurs. C'est pourquoi les réseaux bénéficiaient d'un statut spécial dans le Traité de Rome (article 90.1), et font généralement l'objet d'une réglementation précise dans la plupart des pays.

Selon Vallée (1992), la réglementation codifie une relation d'agence entre l'Etat et une ou plusieurs entreprises. Elle prend son sens dans des différences d'objectifs entre les parties qui tiennent par exemple respectivement à l'accomplissement de missions de service public et à la maximisation de la rentabilité. Les autorités publiques vont donc

chercher à induire des entreprises un comportement suffisamment efficace sans leur accorder de rente trop substantielle. Mais il existe trois types de contraintes :

- il y a asymétrie d'information entre l'Etat, d'une part, et les entreprises qui ont une parfaite connaissance de leur fonction de coût, d'autre part, ce qui limite les possibilités de contrôle de l'efficacité de la firme ;
- incomplétude des contrats : elle limite les possibilités de transaction dans la mesure où il est impossible de prévoir tous les cas possibles ;
- contraintes politiques liées aux limites temporelles de l'action des gouvernements, ce qui réduit leur capacité à s'engager à long terme.

Les obstacles à la maximisation du surplus, comme les contraintes budgétaires, les problèmes de définition même de l'intérêt général ou encore la prise en compte des divergences d'intérêt entre les différents acteurs – consommateurs, actionnaires – font qu'il existe un risque de capture du régulateur par l'entreprise régulée. Cette dernière joue sur l'asymétrie de l'information pour pousser les pouvoirs publics à prendre des décisions protégeant sa rente.

En théorie, l'entreprise doit être rémunérée proportionnellement au surplus social, afin que celle-ci soit incitée à le maximiser. Mais, en raison des difficultés qu'il y a à mesurer et à atteindre l'efficacité sociale, on se contente de chercher un équilibre de second rang [Vallée (1992)]. Les deux principaux modes de réglementation sont les suivants :

- *au taux de rendement* : l'entreprise se voit accorder une rémunération fixe du capital engagé. Deux modes de calcul du profit sont possibles : ajout d'une marge aux coûts, ou ajout d'un profit calculé selon un taux « normal » de rémunération du capital investi ou du capital social [Chevalier (1995)]. Cette solution demande que soit défini un taux de rémunération « normal », et présente l'inconvénient de ne pas inciter la firme à l'effort, mais au contraire à surinvestir afin de gonfler la valeur de l'actif [David (1999)].
- *Plafonnement des prix de vente aux consommateurs finals*. Fixé par le régulateur, ce prix plafond est susceptible d'être recalculé régulièrement. En deçà de ce plafond, le monopole calcule librement ses tarifs. Cette méthode présente un certain nombre d'inconvénients. Le calcul du plafond est délicat : il doit notamment tenir compte du

coût de production ou donner lieu à la définition d'un « juste prix » pour l'utilisateur. En outre, si le plafond est réajusté trop souvent, afin de coller aux coûts, alors le monopole est peu incité à gagner en productivité [David (1999)]. En outre, les entreprises peuvent être tentées de réduire la qualité de service pour augmenter leurs bénéfices [Chevalier (1995)].

En France, comme dans la plupart des pays, la réglementation est fondée sur le taux de rendement. L'Etat demande cependant aux entreprises publiques comme EDF et GDF d'inscrire leur tarification dans une logique de décroissance à long terme.

b) La tarification des monopoles naturels

Les monopoles naturels monoproduit sont caractérisés par une décroissance du coût moyen, celui-ci est donc supérieur au coût marginal. Ne permettant pas de couvrir les coûts, une tarification au coût marginal se traduirait par des pertes pour l'entreprise. Or, d'un point de vue néoclassique, facturer le service au coût marginal linéaire est optimal car cela assure la maximisation du surplus social dans le cadre de la concurrence parfaite. Cependant, la concurrence parfaite repose sur un ensemble d'hypothèses très restrictives, ce qui en fait un raisonnement théorique très éloigné de la réalité du commerce du gaz. La question de la pertinence de la comparaison entre prix de monopole et tarification concurrentielle mérite donc d'être posée, d'autant que la tarification au coût marginal peut ne pas répondre aux objectifs sociaux lorsque le monopole est porteur de service public. De plus, la maximisation du surplus global ne tient compte ni de la gestion à long terme des infrastructures, ni des questions de répartition et de justice sociale qui sont centrales dans les énergies de réseau.

Plusieurs méthodes de tarification permettent de résoudre le problème de la décroissance du coût moyen. Le but de ces réglementations est de réduire la perte de poids mort provoquée par l'exercice du pouvoir de monopole [Harrington et al. (1997), Laffont (1995)] :

- Tarification linéaire selon le coût du service :

Le seul moyen qui permette à un monopole naturel mono-produit de pratiquer une tarification au coût marginal est de le subventionner à hauteur de ses pertes. Mais cette

solution se heurte à un problème de financement : le gouvernement doit instaurer une taxe qui n'entraîne pas de distorsion au niveau des autres décisions économiques. De telles taxes sont rares et trois arguments s'opposent au financement par l'impôt :

- il est possible que le bénéfice total des consommateurs soit inférieur au coût total ;
- les pertes étant subventionnées, les dirigeants ne sont pas incités à contrôler leurs coûts ;
- il serait logique que les personnes qui ne bénéficient pas du service ne soient pas mises à contribution.

Il semble donc préférable que le monopole couvre ses coûts totaux par ses propres revenus en ayant recours à une tarification au coût moyen. En pratique, cette méthode consiste à définir un taux de retour sur investissement pour le monopole – généralement supérieur au taux de marché afin d'attirer les investisseurs –, les prix sont fixés selon le coût moyen auquel s'ajoute une marge. Mais cette réglementation présente les inconvénients d'être pauvre en incitations, de ne pas sanctionner les surinvestissements et de demander un contrôle étroit de la part des pouvoirs publics.

- Tarifications non linéaires :

Le principe d'une tarification non linéaire est d'établir des tarifs forfaitaires en fonction du niveau de consommation – ce qui correspond à un abonnement – auquel on ajoute un prix par unité consommée. Un prix unitaire égal au coût marginal permet à la fois d'obtenir une tarification efficiente et d'égaliser les revenus totaux et les coûts totaux de la firme, le forfait permettant de couvrir la différence avec le coût moyen. Pour n'exclure aucun consommateur, l'idéal serait, pour chacun, de fixer un abonnement égal à son surplus. Mais, pour d'évidents problèmes de mise en place, on préférera une tarification à deux parties (ou plus). On poussera donc les usagers à s'auto-sélectionner en choisissant le tarif qu'ils préfèrent. C'est le principe des abonnements téléphoniques, électriques ou gaziers. Un tarif à deux parties optimal doit permettre de n'exclure personne, et de facturer les unités consommées au coût marginal.

- Tarification Ramsey-Boiteux :

Cette tarification consiste à fixer un prix linéaire qui satisfait à l'égalisation des revenus et des coûts tout en minimisant la perte de bien-être total. Le but est de définir les prix en fonction de l'aptitude à payer des consommateurs, c'est-à-dire de les augmenter de manière inversement proportionnelle à l'élasticité de la demande. Le calcul des tarifs doit se faire sous contrainte budgétaire afin de s'assurer que les recettes couvrent les coûts.

Ce principe, théoriquement très séduisant, pose la question de la révélation des fonctions d'utilité des demandeurs et de la collecte de l'information. Comment pousser les consommateurs à révéler leurs préférences et leur aptitude à payer. En outre, il faut définir la contrainte budgétaire, ce qui revient à définir les limites du service. Des considérations extra-économiques peuvent alors être invoquées. La tarification Ramsey-Boiteux est cependant souvent citée comme référence, notamment dans le cadre du débat sur la tarification de l'accès des tiers aux réseaux, que nous verrons dans la deuxième partie.

Comme le précise Percebois (1999b), le débat sur la tarification optimale des entreprises de service public a longtemps opposé les partisans respectifs des tarifications au coût marginal et au coût moyen. Les méthodes fondées sur le coût marginal semblent être aujourd'hui privilégiées puisque, par exemple, EDF calcule ses prix en fonction du coût marginal « en développement ». Dans tous les cas, la question de l'évaluation des coûts se pose, notamment pour le régulateur qui doit contrôler les pratiques tarifaires du monopole. De plus, il n'existe pas de solution universelle totalement satisfaisante car la tarification des monopoles sur les réseaux peut viser des objectifs sociaux : dans le cas des services publics par exemple, les prix doivent tenir compte de critères d'équité qu'il convient de définir au préalable. Ces critères touchent au niveau de service minimal que tout citoyen est en droit d'attendre ou à la définition de seuils d'exclusion des plus pauvres par exemple.

c) Les règles de tarification des entreprises de réseau

Les entreprises de réseau ont, sur certaines de leurs activités, des caractéristiques propres aux monopoles naturels. Il leur faut donc trouver un mode de tarification qui leur permette de couvrir leurs coûts et qui tienne compte du coût marginal. Elles calculent donc généralement leurs prix selon des méthodes non linéaires qui comprennent :

- un abonnement dont le montant dépend du niveau de la demande des clients ;
- un prix calculé sur la consommation effective. Plus la consommation est importante, plus le tarif unitaire est faible car fondé sur le coût marginal de distribution.

Les pointes sont la principale difficulté à gérer par les entreprises de réseau : elles sont très coûteuses en raison des infrastructures qu'elles demandent. La tarification va donc jouer un rôle fondamental dans la gestion de ces pointes. En effet, consommer un kilowatt-heure à minuit ne revient pas au même que le consommer en milieu d'après midi. Par les tarifs, les opérateurs peuvent reporter une partie du trafic sur les périodes creuses. C'est le cas pour l'électricité ou le téléphone : les prix baissent pendant la nuit.

3. La réglementation des marchés du gaz naturel

Par le rôle moteur qu'ils jouent dans le développement économique, les biens énergétiques sont des biens économiques considérés comme stratégiques par la plupart des Etats. Les marchés gaziers sont donc généralement soumis à un contrôle des pouvoirs publics, notamment pour s'assurer de la pérennité des approvisionnements, et pour veiller à ce que les consommateurs devenus captifs ne subissent un abus de position dominante du monopole.

a) La réglementation de la production et des importations

D'un point de vue théorique, il n'existe pas d'argument justifiant une réglementation de la production différente de celles appliquées aux autres produits miniers. La production est en effet, par nature, ouverte à la concurrence [Chevalier (1995)]. Les monopoles sont donc rares. En général, les pays producteurs réglementent l'accès aux champs de production par l'attribution de concessions. Ces réglementations sont l'expression d'une volonté des Etats de garder le contrôle de leurs réserves en énergie, et surtout d'une importante source de revenu. C'est le cas notamment de la Norvège et des Pays-Bas.

Dans les pays où la production domestique ne suffit pas à couvrir les besoins, les importations sont souvent confiées à un monopole public. C'est le cas notamment de la France et de la Belgique. Les Etats entendent par là garder le contrôle de leurs approvisionnements en énergie, afin d'en assurer la continuité, le contrôle des prix, de

gérer la diversification des origines. Car plus la pénétration du gaz dans les bilans énergétiques est poussée, plus une interruption de la fourniture ou une augmentation brutale des prix seraient préjudiciables pour l'indépendance et la prospérité économique des pays concernés.

b) La réglementation du transport

Les réseaux gaziers sont une succession de maillons interdépendants. A ce titre, les canalisations de transport, qui assurent la jonction entre les producteurs et les distributeurs, bénéficient d'une position stratégique. En outre, le transport est très capitalistique, d'où des barrières à la mobilité considérables, et le nombre de canalisations doit être limité pour des raisons environnementales.

Les réglementations ont pour but d'éviter les abus de pouvoir économique des transporteurs : lorsque transport et distribution ne sont pas intégrés, le transporteur peut soit jouer un rôle d'intermédiaire – assimilable à une fonction de grossiste – par lequel il achète des quantités aux producteurs ou aux importateurs pour les revendre aux distributeurs, soit n'assumer que la fonction de transport, le distributeur traitant directement avec producteurs et importateurs.

La nature de la réglementation du transport dépend du degré d'intégration verticale des firmes gazières et du nombre d'opérateurs susceptibles d'utiliser les infrastructures. Elle consiste d'une part en la gestion des installations à long terme et la définition de l'étendue de la desserte, et d'autre part en la fixation de tarifs d'accès ou de contrôle des coûts. Ainsi les réglementations du transport par canalisation dans le monde comportent-elles généralement trois caractéristiques [AIE (1994, p.70)] :

- établissement de normes techniques afin de garantir la sécurité des approvisionnements, la protection de l'environnement.
- Régulation structurelle visant à désigner les opérateurs devant s'engager dans telle ou telle activité. Ces opérateurs peuvent être publics ou privés. Ils détiennent des licences, par exemple pour l'approvisionnement de nouvelles zones.
- Contrôle des entreprises soumises à la réglementation et mise en place d'un système de coercition.

Il existe deux visions de la réglementation du transport de gaz dans le monde. La première, surtout propre aux pays européens, consiste à mettre le réseau directement sous le contrôle de l'Etat en en confiant la gestion à une entreprise publique. En Amérique du nord, les canalisations sont confiées à des monopoles – régionaux – privés placés sous le contrôle des pouvoirs publics, afin d'éviter les abus. On retrouve dans tous les cas le souci d'empêcher les monopoles nationaux ou régionaux, publics ou privés, de capter des surprofits.

Le contrôle des coûts est au centre de tout choix réglementaire. En effet, les décisions de desserte sont fondées sur les dépenses d'approvisionnement, tout comme la rémunération des transporteurs monopolistiques et la tarification de l'accès dans un cadre concurrentiel. Mais, cette connaissance par le régulateur se heurte à un problème d'asymétrie d'information. Cette asymétrie motive la séparation comptable des différentes activités des compagnies intégrées afin d'éviter la discrimination entre opérateurs dans le cadre d'un accès des tiers au réseau.

c) La réglementation de la distribution

En tant qu'interlocuteur direct avec le consommateur final, le distributeur est dans la position la plus fragile : contrairement au transporteur et au producteur, il ne bénéficie pas de débouché alternatif à sa zone d'influence. C'est donc lui qui doit assumer l'impératif de compétitivité du gaz naturel face aux énergies concurrentes. Le distributeur, lorsqu'il est indépendant, est donc discipliné par la concurrence inter-modale, ce qui n'est pas le cas du transporteur – lorsque transport et distribution ne sont pas intégrés. Remarquons cependant que l'efficacité de la filière est favorable au transporteur. Il est simplement en mesure de capter une part importante de la rente gazière.

La réglementation à laquelle le distributeur est soumis dépend du contexte dans lequel il évolue. Selon les pays, il peut s'agir :

- de compagnies municipales, comme en Allemagne ou aux Pays-Bas ;
- de compagnies locales, entreprises privées à qui la gestion de la distribution a été confiée sur appel d'offre, comme en Italie ou en Belgique ;

- du transporteur ou d'une de ses filiales lorsque le marché est géré par un monopole intégré, comme en France.

En général, les distributeurs ont un monopole local. Techniquement, la distribution est le maillon de la chaîne gazière où un régime concurrentiel serait le plus difficile à instaurer en raison des économies d'échelle et des problèmes d'encombrement du sous-sol. Il peut cependant exister une compétition entre opérateurs lors de l'attribution des licences d'exploitation sur les réseaux locaux gérés par des entreprises privées.

4. La tarification du gaz naturel

La place du gaz dans les bilans énergétiques peut être un véritable enjeu politique. Elle met en jeu la diversification des approvisionnements, la gestion des émissions polluantes et le coût de l'énergie, élément fondamental de la compétitivité d'une économie. Le prix du gaz est un moyen d'orienter les choix des consommateurs, il s'agit donc d'un véritable outils de politique énergétique. Définir un tarif va donc au delà de la seule maximisation du surplus collectif. Il doit tenir compte à la fois des obstacles à une tarification au coût marginal et de la valeur du gaz – par rapport à ses concurrents, en fonction de ses vertus en termes d'efficacité énergétique, de pollution, de dépendance vis-à-vis des importations, etc.

a) La question de la valeur du gaz

Comme pour tout produit, la tarification du gaz doit se fonder sur une valeur. Une des définitions de la valeur du gaz correspond au prix maximum qu'un consommateur est prêt à payer. Celle-ci dépend de la qualité du combustible, de facteurs psychologiques et du prix des énergies concurrentes [Gaudemet et Renesme (1992)].

Le gaz est un bien énergétique, et, les consommateurs, une fois qu'ils ont choisi un combustible, deviennent captifs en raison du coût des appareils de brûlage. Les pouvoirs publics peuvent donc souhaiter protéger les intérêts des demandeurs en leur garantissant un accès au gaz à un prix « raisonnable » et stable. Le prix du gaz est donc plafonné à la fois par la concurrence inter-énergétique et par des décisions politiques.

En France, il existe une tradition de service public fondée sur l'équité. Celle-ci se traduit par la péréquation des tarifs sur le marché de l'électricité. Pour le gaz, sachant

qu'approvisionner un particulier peut coûter jusqu'à quatre fois plus cher que pour un industriel – à la fois en raison de la croissance des rendements d'échelle sur le transport et de la variabilité de la demande –, la péréquation se traduit par un prix inférieur à la valeur pour le particulier, mais supérieur pour l'industriel. La fuite de ces derniers se traduirait par un déséquilibre de la clientèle du fournisseur source d'augmentation des coûts, donc des tarifs [Gaudemet et Renesme (1992)].

La tarification doit donc tenir compte des coûts d'approvisionnement. Selon leur culture, les pays s'orienteront vers un encadrement plus ou moins strict des prix du gaz. Par exemple, les prix sont libres en Allemagne, alors qu'ils font l'objet d'un contrôle étroit dans les pays du sud de l'Europe. Globalement, les tarifs doivent permettre de couvrir les coûts. Ainsi, en France, le prix final du gaz est calculé à partir des tarifs d'importation auxquels sont ajoutés les coûts intermédiaires. Le gaz se place donc automatiquement là où son coût est inférieur à sa valeur d'usage [Cadoret (1992)]. Le gaz devant être compétitif, le prix des concurrents permet de définir des tarifs d'importation *net back*, c'est-à-dire qui garantissent à l'importateur de pouvoir satisfaire la demande qui lui est adressée sans subir de pertes.

b) Méthodes de tarification

Le transport par canalisation étant un monopole naturel, la tarification du gaz fait généralement l'objet d'un contrôle étroit de la part des autorités publiques, soit par le biais d'une réglementation des entreprises privées, soit en confiant la commercialisation à une firme publique. En France, les opérateurs gaziers sont publics – au moins partiellement –, ils sont soumis à des règles de tarification strictes, les évolutions des prix étant fixées périodiquement par arrêté ministériel.

Percebois (1989, pp.241-244) distingue trois systèmes de tarification des monopoles publics du secteur énergétique :

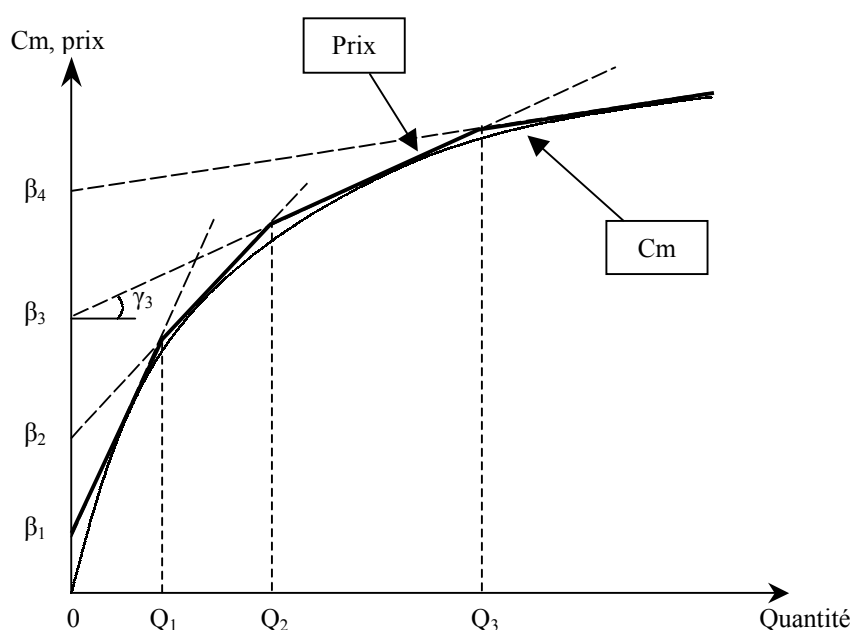
- *à la valeur d'usage*, c'est-à-dire faire payer aux consommateurs le montant qu'ils sont prêts à engager pour l'achat de gaz, ce qui revient à appliquer un prix élevé sur les segments captifs, et compétitif sur les segments concurrentiels ;
- *au coût moyen* : les consommateurs payent tous le même prix ; cela revient à une péréquation tarifaire, système qui rentre dans une certaine conception de l'équité ;

- *au coût marginal* : le demandeur paye un prix correspondant au coût lié à son approvisionnement supporté par la collectivité, solution qui permet de maximiser l'intérêt collectif au sens de Pareto et qui est compatible avec l'égalité des citoyens devant le service public. Mais cette solution se heurte à la difficulté liée au calcul du coût marginal individuel.

La tarification au coût marginal est souvent présentée comme optimale en référence au modèle de concurrence parfaite. Cependant, dans le cas du gaz naturel, elle se heurte au problème de la décroissance du coût moyen, qui s'explique par la répartition des coûts fixes sur une plus grande quantité de combustible. Le coût marginal est, dans ce cas, inférieur au coût moyen. La tarification au coût marginal ne permet donc pas de couvrir les coûts.

Deux possibilités s'offrent au monopole : pratiquer une tarification uniforme, c'est-à-dire appliquer un prix linéaire en fonction de la quantité consommée – au coût moyen – ou répercuter plus fidèlement sur les demandeurs les coûts que leur consommation génère. Or, le coût du mètre-cube livré à un demandeur industriel est inférieur à celui livré à un consommateur résidentiel. La solution pour concilier répercussion des frais et prise en compte du coût marginal est de combler cette différence par un abonnement.

Comme le montre Percebois (1989), pour le segment résidentiel-tertiaire, où les utilisations du gaz sont principalement la cuisson, la production d'eau chaude et le chauffage, le coût marginal d'approvisionnement est une fonction croissante et concave de la quantité consommée. Cette croissance s'explique par la bonne corrélation entre le niveau de la demande et sa variabilité, en raison du poids croissant du chauffage dans l'utilisation qui est faite du gaz. L'opérateur définit donc des tarifs selon la quantité consommée comme l'illustre la figure 2.1. La courbe de coût marginal est approximée par une suite de segments de droite qui définissent chacun un niveau de tarif. Comme l'expose Percebois (1989), si l'on reprend les principes de tarification de GDF, à moins de Q_1 correspond l'usage pour la cuisson, de Q_1 à Q_2 , cuisson et production d'eau chaude, au delà de Q_2 vient s'ajouter le chauffage. Sur chaque intervalle, le tarif se décompose en une partie fixe (β), et une partie variable fonction de la quantité consommée (γQ). Ainsi, par exemple, les demandeurs qui consomment entre Q_1 et Q_3 paient $\beta_3 + \gamma_3 Q$.

Figure 2.1 *Principe de tarification du segment résidentiel-tertiaire*

Source : d'après Percebois (1989)

Pour les gros consommateurs industriels, dont la consommation est relativement stable, le coût de transport-distribution ne représente que 10% du coût total environ contre 50% pour le résidentiel-tertiaire. Cette différence tient principalement au problème de couverture des demandes de pointe qui, comme nous l'avons vu, renchérit considérablement les approvisionnements en raison des infrastructures à mettre en place. Pour les industriels, la fonction de coût marginal, c'est à dire le coût de fourniture d'un mètre-cube supplémentaire, est, au contraire du résidentiel-tertiaire, décroissante.

C. L'EXEMPLE FRANÇAIS

Comme nous l'avons vu, l'organisation dominante en Europe veut que les importations, les exportations et le transport soient confiés à des monopoles publics. La distribution est, quant à elle, généralement assurée par des compagnies locales ou municipales. Par sa position dominante dans la distribution, et malgré l'existence d'autres compagnies sur le transport, le monopole gazier français est un cas extrême en Europe

dont l'étude peut apporter beaucoup à l'analyse de l'introduction de la concurrence sur les marchés gaziers des pays membres de l'Union européenne.

1. Spécificités remarquables du monopole gazier « à la française »

Le marché français présente un ensemble de caractéristiques qui pourraient faire obstacle à l'introduction de la concurrence. Ces caractéristiques, particulières en Europe, sont à la fois géographiques, réglementaires et politiques.

a) Les singularités géographiques du marché français

La France, pays le plus vaste d'Europe occidentale, compte environ 60 millions d'habitants, nombre comparable aux populations de l'Italie et du Royaume-Uni, mais nettement inférieur à celle de l'Allemagne (81,7 millions d'habitants). Avec 108 habitants au kilomètre carré, la densité de population est, en France, beaucoup plus faible que celles de ses voisins précités, qui sont respectivement de 200, 241 et 230 hab./km², et jusqu'à 368 aux Pays-Bas.

Cette situation représente un handicap pour l'industrie gazière française : le réseau de transport est plus étendu et son optimisation plus difficile. D'où des coûts plus élevés que sur des territoires à la population plus dense. Elle a cependant représenté un stimulant pour GDF qui a dû développer des techniques et des savoir-faire lui permettant d'assurer le développement du gaz naturel dans un pays où la politique énergétique a surtout favorisé l'énergie nucléaire ces vingt-cinq dernières années. Ces handicaps expliquent que, comparée à la moyenne européenne, la pénétration du gaz en France est relativement faible – selon CEDIGAZ, le taux de pénétration du gaz était, en 1997, de 13,2% en France contre 21,8% dans l'Union européenne.

En outre, la production domestique de la France, en constante régression, ne couvre plus aujourd'hui qu'environ 5 % des besoins. Le recours massif aux importations qui en découle est une donnée commune à plusieurs pays d'Europe, et va tendre à se généraliser avec l'épuisement progressif des ressources gazières continentales, comme celles de l'Allemagne ou de l'Italie. Cette situation pose plusieurs problèmes aux compagnies françaises :

- le recours aux importations depuis des champs de production éloignés génère des coûts de transport supplémentaires, donc renchérit le gaz pour le consommateur final.
- L'éloignement des champs de production oblige à mettre en place des systèmes de gestion des fluctuations de l'appel au réseau comme des installations de stockage, ce qui explique l'importante dotation de la France en la matière.
- En 1997, la France a importé 35 Gm³, ses fournisseurs étaient la Norvège (29,9 %), la Russie (28,9 %), l'Algérie (26,3 %) et les Pays-Bas (14,9 %). 55,2 % des importations proviennent de Russie ou d'Algérie, pays où la stabilité des régimes politiques est incertaine. Il existe donc un risque politique d'interruption des approvisionnements non négligeable.

Cependant, cette dépendance croissante vis-à-vis des importations tend à augmenter les échanges internationaux. Or la France occupe une situation centrale au sein de l'Europe des quinze. Elle est un passage obligé pour le gaz en provenance du nord de l'Europe et de la Russie et à destination des pays méditerranéens. La progression de la consommation en Espagne et la construction de nouvelles conduites comme le Norfra, qui relie Dunkerque aux champs de production norvégiens situés en mer du Nord, tendent donc à développer la fonction de transporteur international des compagnies françaises, donc à leur fournir de nouveaux débouchés. Ce renforcement du réseau est un gage d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement et devrait permettre une baisse du coût de transport unitaire du gaz commercialisé en France.

b) Les lois établissant le contrôle de l'Etat sur les activités gazières

L'introduction du gaz naturel en France remonte à la découverte de gisements, le plus important étant celui de Lacq. L'insuffisance des ressources domestiques et la priorité donnée au programme nucléaire depuis les années 70 expliquent en grande partie pourquoi la pénétration du gaz a été moins dynamique en France qu'à l'échelle européenne.

La loi du 8 avril 1946 a nationalisé la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation de gaz. Elle s'est traduite par la création de Gaz de France (GDF) qui jouit d'un quasi-monopole sur ces activités. Mais la loi a maintenu en place quelques régies et sociétés d'économie mixte – souvent des régies municipales – dans le

domaine de la distribution, et Gaz du Sud-Ouest – dont Elf et GDF sont actionnaires – et la Compagnie Française du méthane – détenue par Elf, Total et GDF – sur le transport.

GDF jouit donc d'un monopole à l'importation et à l'exportation et d'un quasi-monopole sur le transport et la distribution, dont il gère directement 68 % et 95 %. Les lois du 2 août 1949 et du 19 juillet 1993 précisent que le transport du gaz ne peut être assuré *« que par un établissement public ou une société nationale dans laquelle 30 % au moins du capital serait détenu, directement ou indirectement, par l'Etat ou par des établissements publics »*.

Ainsi bien que Gaz de France ne soit pas le seul opérateur présent sur la scène gazière hexagonale, sa position largement dominante en fait un quasi-monopole intégré gérant l'ensemble des maillons de la chaîne gazière, de l'importation à la distribution, à quelques exceptions régionales près. Si d'autres marchés gaziers européens sont encore caractérisés par l'existence de monopoles nationaux ou régionaux dans le transport et la distribution, la France fait exception par la puissance et les prérogatives de son monopole gazier d'une part, et par l'attachement que lui manifestent à la fois les pouvoirs publics et la population d'autre part. En revanche, les pays du nord de l'Europe font davantage confiance au marché : en Allemagne, par exemple, les réseaux de transport et de distribution sont gérés par des monopoles de fait, régionaux ou locaux, qui cohabitent alors que la concurrence est théoriquement possible.

c) Une tutelle très poussée des pouvoirs publics

A la veille de l'introduction de la concurrence, une majorité de marchés gaziers reste gérée par des monopoles en Europe. Cette situation s'explique par les rendements d'échelle croissants¹ sur le transport, par l'aspect stratégique des approvisionnements en énergie, et par la nécessité d'une volonté politique forte pour réussir l'implantation du gaz. En France, les fournitures de gaz et d'électricité ont été confiées en presque totalité à des monopoles publics. Ceux-ci sont soumis à une réglementation qui les contraint à remplir des missions dites de service public – missions visant à assurer au citoyen des

¹ La notion de rendements d'échelle croissants s'entend *ex-ante*, c'est-à-dire au moment de la décision d'investir dans des canalisations. Pour plus de détails, voir le paragraphe A.2.c.i de ce chapitre.

approvisionnements en énergie sûrs et à un prix modéré – et qui organise le contrôle de leur stratégie et de leur gestion, notamment en matière de tarification et d'investissements.

(i) L'approche française du service public sur les réseaux d'énergie

L'électricité étant aujourd'hui reconnue comme bien de première nécessité, le fournisseur, EDF, doit garantir à la fois l'universalité du raccordement au réseau et à la péréquation tarifaire afin qu'il n'existe pas de discrimination géographique entre les individus. La réglementation du gaz, combustible qui n'a pas d'usage captif, est moins contraignante : elle a pour but de contrôler le développement du réseau et la politique tarifaire de GDF. L'Etat impose une modération et une décroissance à long terme des prix, décroissance qui s'explique par la progressive arrivée à maturité du réseau : les installations sont amorties et les coûts fixes sont répartis sur un nombre de consommateurs qui croît avec la pénétration du gaz.

Les extensions du réseau sont décidées en fonction d'un taux de rentabilité anticipé afin d'assurer une juste rémunération du capital investi. Ce taux de rentabilité est fixé par les pouvoirs publics qui peuvent l'utiliser pour influencer sur le développement du réseau sans recourir à une réglementation trop contraignante. Les principaux inconvénients de cette méthode est qu'elle est pauvre en incitations et qu'elle suppose que l'Etat a une parfaite connaissance des coûts subis par le monopole. Remarquons que, en France, le seuil de rentabilité a été abaissé en 1998 afin d'augmenter le rythme des raccordements.

Le service public du gaz n'inclut donc ni la péréquation tarifaire, ni l'universalité du raccordement car il n'est pas souhaitable d'approvisionner en gaz des zones où les besoins peuvent être satisfaits par d'autres énergies à moindre coût. Il repose sur la continuité de l'approvisionnement et un accès à l'énergie au coût le plus bas afin d'améliorer la compétitivité des entreprises, de diversifier les approvisionnements et de développer une énergie reconnue comme moins polluante que les hydrocarbures. Le réseau gazier assume également des fonctions de renforcement de la cohésion sociale et d'aménagement du territoire, notamment en permettant à certaines régions d'accéder au progrès technique qu'incarne le gaz naturel.

(ii) Les contreparties de la protection monopolistique

La France est le seul pays d'Europe où le réseau de transport est la propriété de l'Etat. Les transporteurs, GDF, Gaz du Sud-Ouest (GSO), Elf Aquitaine (SEA) et la Compagnie Française du Méthane (CFM), sont des concessionnaires soumis à un cahier des charges défini par le décret du 15 janvier 1952. Il pèse donc sur eux une menace potentielle de non renouvellement en cas de non respect des missions qui leurs sont confiées.

La protection monopolistique des entreprises telles que GDF est donc la contrepartie d'un certain nombre de missions d'intérêt général qui reposent sur la notion d'équité entre les demandeurs, sur la continuité et la sécurité de l'approvisionnement. Examinons plus en détail ces obligations d'origine publique :

- développer le réseau au maximum compte tenu du seuil de rentabilité fixé. Le monopole ne doit donc pas se contenter d'équiper les zones à forte densité de population, les plus rentables, mais contribuer au développement économique et au renforcement du sentiment d'appartenance à la communauté nationale de zones défavorisées en proposant une énergie jugée moderne, propre et bon marché, susceptible d'attirer les investisseurs.
- Garantir un niveau de qualité de service élevé, c'est-à-dire mettre en œuvre des moyens techniques qui permettent d'assurer une pression de service constante et de réduire les risques d'interruption de l'approvisionnement.
- Garantir une certaine équité entre les consommateurs. La polysémie de cette notion en permet plusieurs interprétations. Dans le cas français, elle se traduit par la pratique d'une tarification proche de la péréquation, c'est-à-dire ne respectant que partiellement les différences de coût entre les usagers. Le développement du réseau repose en partie sur des subventions croisées qui contribuent à renforcer la cohésion sociale par la solidarité des usagers. La péréquation n'est donc pas nationale, mais régionale.

(iii) Règles d'extension du réseau

Jusqu'à une plainte déposée auprès de la Commission Européenne par les régies indépendantes, GDF était seul autorisé à procéder à des extension du réseau de distribution. Depuis, les indépendants ont obtenu le droit d'étendre leur réseau dans les

limites du secteur géographique qui leur a été attribué. La desserte de nouvelles zones de consommation doit répondre à certains critères, le principal étant de présenter une rentabilité suffisante. Ainsi une circulaire du 2 octobre 1985 impose à GDF de réaliser une étude technico-économique qui fasse ressortir l'intérêt et la rentabilité du projet. Deux circulaires du ministre de l'industrie, du 5 mai 1995 et du 3 mai 1996, fixent en outre le seuil minimal de rentabilité des investissements projetés à 0,3.

Ce nombre correspond au rapport bénéfice sur investissement – noté B/I – minimal. Les zones sous le seuil de 0,3 peuvent faire l'objet de subventions ou de financements externes, comme des contributions de la part des communes. La condition de réalisation est alors que les recettes couvrent au moins les coûts, ce qui correspond à un B/I supérieur à 0. Le calcul de ce rapport est effectué sur une durée de 25 ans depuis la circulaire du 3 mai 1996, contre 20 ans auparavant, afin d'assouplir le critère de rentabilité. Les calculs se font sur la base suivante :

$$B = R - D - I$$

où B est la somme des bénéfices actualisés, R est le montant total des recettes, D est la somme des dépenses d'exploitation actualisées et I le montant total actualisé des investissements. Le taux d'actualisation retenu est de 8 %.

GDF doit procéder à ce calcul pour toute nouvelle desserte en recensant de manière exhaustive tous les investissements pouvant lui être rattachés. Il est possible de procéder à ce calcul à l'échelle d'une zone plus vaste, les communes où B/I est supérieur à 0,3 peuvent alors subventionner celles connaissant un ratio inférieur. Cependant, ce ratio doit rester supérieur à 0 pour chaque commune hors financement extérieur.

Selon cette règle, fin 1996, 17,5 % des communes françaises étaient desservies, représentant 42,8 millions d'habitants, soit 72,6 % de la population. Notons que, en 1996, la valeur moyenne du ratio B/I était, à l'échelle nationale, de 0,8, montant nettement supérieur au seuil minimal.

Les pouvoirs publics français entendent aujourd'hui accélérer le rythme de raccordement de nouvelles communes au réseau gazier. GDF devra desservir l'ensemble des communes « rentables », et qui en auront fait la demande, sur trois ans. Il s'agit là d'une obligation. Le critère de rentabilité pourrait être encore assoupli afin d'élargir les zones potentiellement intéressantes soit en abaissant B/I à 0, soit en utilisant un taux

d'actualisation inférieur à 8 %. Le nombre de raccordements devrait ainsi passer de 200 à 300 communes par an.

Sous la pression de la directive sur le gaz et devant l'abus de position dominante de GDF dénoncé par la Commission Européenne, les communes non encore desservies vont disposer de davantage de liberté dans le choix de leur distributeur. Le prochain plan de d'extension du réseau aura lieu en deux phases. Les zones non inscrites au premier volet pourront faire appel à un autre opérateur que GDF :

- aux régies ou aux sociétés d'économie mixte déjà existantes pour les communes connexes à celles desservies par ces établissements ;
- elles pourront créer leur régie ;
- faire appel à des opérateurs privés, à condition qu'ils soient agréés par le ministère chargé de l'énergie – agrément accordé en fonction des compétences et de la surface financière de l'entreprise.

2. Les choix stratégiques du monopole Gaz de France

Dans le monde, peu de marchés gaziers sont organisés sous forme concurrentielle. La Communauté européenne, par la directive sur le gaz adoptée en 1998, entend libéraliser les marchés nationaux des Etats membres, organisés, en majorité, sous forme de monopoles nationaux ou régionaux. Or cette organisation initiale s'explique par des facteurs techniques, historique et culturels. Le marché français est une bonne illustration des enjeux de la libéralisation, en particulier des changements dans la stratégie des opérateurs historiques. Pour en prendre la mesure, étudions le comportement stratégique du monopole Gaz de France.

a) La stratégie d'approvisionnement de Gaz de France

Avec l'épuisement progressif de ses ressources domestiques et la croissance de la demande, la France dépend aujourd'hui à près de 95% des importations. Les deux préoccupations de GDF en matière d'approvisionnement sont donc d'une part d'obtenir les tarifs les plus bas possible, d'autre part d'en maximiser la sécurité, c'est-à-dire de réduire au maximum la probabilité de rupture de l'approvisionnement. Les moyens adoptés sont les suivants :

- diversification des sources d'importation : quatre pays fournissent la France à l'heure actuelle : la Russie, l'Algérie, les Pays-Bas et la Norvège ;
- négociation de contrats de long terme (20 ans et plus) de type « *take or pay*¹ » avec indexation des tarifs sur le cours des énergies concurrentes (principalement le fioul). La puissance de GDF en termes de volumes lui procure un fort pouvoir de négociation lors de la conclusion de ces contrats ;
- pallier le manque de souplesse et le risque d'interruption des importations par d'importantes capacités de stockage (110 jours de consommation moyenne environ).

La libéralisation des marchés européens devrait se traduire par une réduction des termes des contrats et par le développement de marchés de court terme. Les contrats actuels ne survivront donc probablement pas à l'introduction de la concurrence. Les engagements sur de longues périodes ne devraient cependant pas disparaître car ils représentent une garantie de débouchés indispensable lorsque sont prises les grandes décisions d'investissement en amont de la chaîne gazière – production, transport international.

b) La stratégie d'investissement de Gaz de France

Le gaz naturel n'ayant pas de marché naturellement captif, il n'a jamais été question d'universalité du raccordement au réseau, mais d'un développement dans le respect de critères technico-économiques. Aujourd'hui, au regard des critères fixés par les pouvoirs publics, la plupart des zones de consommation commercialement intéressantes en termes de localisation et de densité de population sont desservies. Ainsi, les opportunités d'extensions « rentables » du réseau étant peu nombreuses, les projets de grande envergure les plus récents ont été entrepris avec le concours financier des collectivités territoriales, convaincues de l'atout que représente le gaz naturel pour le développement économique et industriel de leur région, comme c'est le cas pour l'approvisionnement du Val de Durance, région montagneuse et peu peuplée du sud-est de la France.

¹ Les clauses *take or pay* exigent de l'importateur qu'il s'engage à payer pour une quantité donnée quel que soit le niveau effectif de ses enlèvements. En pratique, ces clauses portent généralement sur 85% des quantités en jeu.

Désormais, alors que le réseau est arrivé à maturité, la politique d'investissement de GDF consiste principalement en :

- moderniser les installations déjà existantes : dans ce domaine, les efforts de GDF se concentrent sur le remplacement des conduites de distribution basse pression en fonte cassante par des canalisations en polyéthylène capable de supporter des pressions plus élevées ;
- améliorer la qualité, c'est-à-dire principalement la continuité de l'approvisionnement et le respect des pressions de service ;
- étendre le réseau sous contrainte d'un seuil minimal de rentabilité. Cette extension a été relancée par l'article 50 de la loi du 2 juillet 1998 qui autorise les communes à demander leur raccordement à condition que les recettes actualisées soient au moins égales aux dépenses actualisées. Ce desserrement de la contrainte de rentabilité devrait conduire à un doublement du rythme d'extension.

La fiabilité est une des données fondamentales de la crédibilité du gaz face à ses concurrents directs. La France étant fortement importatrice, le stockage occupe une place privilégiée dans la stratégie d'investissement de GDF qui développe des sites depuis plusieurs dizaines d'années. La France est aujourd'hui l'un des pays d'Europe les mieux équipés en stockages souterrains. Le nombre de réservoirs est de quinze, dont treize gérés par GDF et deux par Elf Aquitaine, douze en nappe aquifère et trois en cavités salines. La quantité totale de gaz utile, c'est-à-dire disponible pour l'injection dans le réseau, est de 23,2 Gm³, en 1998, dont 10,5 Gm³ de gaz utile¹, et d'une capacité de soutirage de 185 Mm³ par jour pour une demande annuelle d'environ 38 Gm³ en 1997. La France dispose donc de stocks équivalant à 110 jours de consommation moyenne. Cette politique permet non seulement d'améliorer la sécurité, mais encore de réduire les coûts par une baisse des investissements en transport et la négociation de contrats plus avantageux avec les producteurs en reportant sur l'été une partie des importations destinée à couvrir la demande hivernale. Ainsi, lors du jour de plus fort appel au réseau de l'histoire, le 7 février 1991, 57,5% du gaz injecté provenait des stockages souterrains.

¹ Le gaz utile est le gaz qu'il est possible d'injecter dans le réseau. Le reste, appelé gaz coussin, sert à maintenir une pression suffisamment élevée dans le stockage. Pour plus de détails, voir le paragraphe consacré au stockage.

c) La politique tarifaire de Gaz de France

Affichant une volonté d'égalité de traitement entre les demandeurs, GDF a opté pour une tarification au coût et non à la valeur. Celle-ci n'est pas fondée sur l'usage qui est fait du gaz, mais sur les enlèvements en volume. Le calcul de ce coût est détaillé par étapes du processus de transport/distribution. Rappelons qu'un réseau gazier est composé des trois types de maillons suivants :

- un réseau de transport chargé d'acheminer de très grandes quantités de combustible depuis les points d'entrée (champs de production, terminaux d'importation) vers les zones de consommation ;
- des antennes qui relient le réseau de transport aux zones de consommation ;
- des réseaux de distribution chargés de desservir les consommateurs.

La tarification de GDF est basée sur la méthode des péages. Chaque maillon dispose d'un tarif propre, les tarifs étant déterminés au niveau des points de transition :

- sur le réseau de transport, le tarif est unique, quel que soit le point de prélèvement (péréquation des coûts de production).
- les antennes sont individualisées. Elles ont chacune leur tarif fondé sur les coûts. A chaque point d'une antenne correspond un tarif unique.
- réseaux de distribution : les tarifs, qui reflètent les coûts, sont les mêmes pour tous les consommateurs d'un même réseau local.

En pratique, il existe une centaine de réseaux de distribution relativement autonomes, mais auxquels sont fixés des objectifs commerciaux. Ils appliquent chacun un prix parmi six niveaux, l'écart entre les tarifications extrêmes étant de 2,5 centimes par kilowatt-heure, soit de moins de 10%. Ces prix aux consommateurs finals sont réglementés par les pouvoirs publics : les tarifs appliqués aux industriels font l'objet d'un dépôt de barème et ceux appliqués aux clients des distributions publiques sont encadrés par l'ordonnance du 1^{er} décembre 1986 et par le décret du 20 novembre 1990. Ils sont fixés périodiquement par arrêté. On se situe donc à mi-chemin entre une tarification au coût et la péréquation tarifaire.

*

* *

Les monopoles gaziers sont majoritaires en Europe. Cette situation s'explique à la fois par la volonté des pouvoirs publics de contrôler les approvisionnements énergétiques, et par la notion de monopole naturel. Mais le monopole naturel ne concerne que les infrastructures de transport, et trouve ses limites dans le progrès technique et l'arrivée à saturation des installations existantes.

La puissance des monopoles nationaux ou régionaux, souvent intégrés verticalement, complique l'introduction de la concurrence, notamment parce qu'il n'est pas envisageable de démanteler les opérateurs historiques. Réduire leur pouvoir de marché va donc passer par la mise en place d'une réglementation assez lourde. Celle-ci doit être déterminée en fonction des barrières à l'entrée que représentent la maîtrise des différents maillons de la chaîne gazière. Pour mettre en évidence l'importance du stockage en tant que barrière à l'entrée, nous allons étudier son rôle dans la stratégie du monopole.

CHAPITRE 3. LA STRATEGIE DE STOCKAGE DU MONOPOLE GAZIER

INTRODUCTION

En pleine mutation à la fois technologique et réglementaire, les marchés du gaz progressent inéluctablement vers des structures de plus en plus concurrentielles. Pour analyser avec le plus d'objectivité possible les enjeux de ces évolutions et échapper au débat sur les vertus de la concurrence ou sur la notion de service public, au contenu idéologique parfois fort, il nous semble nécessaire d'avoir une bonne connaissance des structures initiales des marchés monopolistiques, et de leurs explications. La mise en évidence des liens entre contraintes techniques et organisation, entre choix de politique énergétique et développement du réseau ou tarification, permet de sortir des dogmatiques concurrentielles pour, au contraire, rechercher le juste équilibre entre stimulation concurrentielle et nécessité de stabilité dans un secteur industriel très capitalistique, donc risqué.

Les possibilités d'introduction de la concurrence sont conditionnées par les caractéristiques techniques initiales des installations et la puissance des entreprises en place. Car, si le monopole, principale victime de l'évolution réglementaire, n'est pas démantelé, alors il risque d'élaborer des stratégies en vue de préserver sa position dominante. La capacité de l'opérateur historique à se défendre définit les barrières à l'entrée auxquelles les entrants potentiels devront faire face.

Ce chapitre pose donc les bases de l'étude de la transition du monopole à la concurrence sur les marchés gaziers en décrivant le comportement de l'opérateur historique, sa stratégie d'investissement. La structure envisagée est inspirée du cas français dont l'intérêt est de mettre en évidence la plupart des enjeux de la libéralisation. Il existe trois temps de comportement stratégique : le court terme, où le pouvoir de monopole est réel, le moyen terme où apparaît la compétition avec d'autres combustibles à installations données et enfin le long terme où sont prises les décisions d'investissement – extension ou renforcement du réseau, mise en place de sites de stockage. Nous déclinerons donc la stratégie du monopole selon ces trois logiques afin de définir la place des stockages dans la maîtrise des coûts d'approvisionnement, donc dans la captation de la rente gazière.

A. LE CADRE D'ANALYSE

1. Objectifs du chapitre

a) Du court au long terme : la mise en évidence du rôle du stockage

Dans la commercialisation du gaz, comme pour la plupart des industries, les stratégies des acteurs peuvent se décliner à court, moyen ou long terme, ces trois références temporelles soulevant des questions très différentes. A court terme, l'opérateur gazier dispose d'un réel pouvoir de monopole sur les consommateurs captifs en raison de la spécificité des matériels de brûlage. Mais, à moyen terme, une partie des utilisateurs peuvent changer de combustible, d'où l'apparition d'une frange concurrentielle dans le cadre de la concurrence entre énergies. A long terme, enfin, le marché est concurrentiel et émerge la question des investissements en infrastructures de transport et d'extension du réseau vers de nouvelles zones de consommation.

Ainsi, en progressant du court vers le long terme, nous pourrions mettre en évidence l'importance des différentes composantes du réseau dans les choix stratégiques de l'opérateur gazier. A court terme, les infrastructures sont figées, puis de plus en plus susceptibles d'être modifiées au fur et à mesure de l'augmentation de la période d'étude. Les stockages, dont les temps de développement peuvent dépasser dix ans, s'inscrivent principalement dans le long terme. Outils efficaces d'absorption des variations de la demande, ils permettent d'abaisser les coûts de distribution grâce à l'augmentation du taux de charge des canalisations, moyennant des investissements relativement limités par rapport au prix des conduites. Le stockage permet donc d'améliorer la compétitivité du monopole vis-à-vis des énergies concurrentes (moyen terme), donc sa pénétration, donc ses ventes annuelles (court terme).

b) La référence au cas français

La France est un des pays d'Europe où la densité de population est la plus faible. Il s'agit d'un handicap pour le développement de réseaux d'infrastructures car la dispersion est un facteur d'augmentation des coûts d'investissement par usager. Ce problème est moins sensible dans des activités comme la distribution d'électricité, dans la mesure où les débouchés sont captifs, que dans le cas du gaz, en concurrence avec d'autres sources de chaleur. D'un point de vue économique, seule la comparaison avec le prix des substituts

permet de juger de l'opportunité d'un raccordement. C'est le choix opéré par la France qui a exclu l'universalité et la péréquation tarifaire du « service public du gaz »¹.

Cependant, on reconnaît aux réseaux d'infrastructure des fonctions de structuration des territoires et de renforcement de la cohésion sociale par l'affirmation d'un sentiment d'appartenance à la communauté grâce au raccordement. Intervient alors la question du service public et de l'universalité de la desserte. Ces préoccupations sont très présentes en France. Elles font l'objet d'un relatif consensus pour le téléphone ou l'électricité, et ont pesé sur la logique d'extension du réseau gazier. En effet, les différences entre les prix du gaz selon les régions sont faibles, et la péréquation tarifaire est de rigueur à l'échelle des réseaux de distribution. Il n'existe donc pas officiellement de système de subventions croisées, mais on assiste malgré tout à un nivellement des prix pour le consommateur final, notamment par le biais du tarif unique d'accès au réseau de transport intégré. Les différences de prix tiennent alors aux différences en termes de coût de raccordement au réseau haute pression.

L'attachement aux monopoles publics est la deuxième caractéristique remarquable du marché français. Alors que nombre de nos voisins européens décrient leurs inefficacités, les monopoles sont très populaires en France : ils apparaissent comme les garants d'une certaine équité entre citoyens et échappent à la suspicion dont font l'objet les grands groupes privés en charge de services publics, comme c'est le cas dans la distribution de l'eau.

Ainsi les approvisionnements gaziers sont-ils assurés par un quasi-monopole intégré verticalement. Et l'opérateur historique français dispose d'un capital de sympathie remarquable de la part des consommateurs : GDF arrive régulièrement en tête des sondages sur la notoriété des grandes entreprises en France. Cela explique en grande partie les réticences qu'ont les pouvoirs publics à ouvrir les monopoles à la concurrence et le scepticisme de la population quant au bien-fondé de la dérégulation.

La France est un grand importateur de gaz naturel. Sa production ne couvre que 5% des besoins. Bien que le gaz ne représente qu'environ 13% du bilan énergétique français, cette situation est préoccupante tant pour l'indépendance énergétique du pays que pour la

¹ Voir chapitre 2

sécurité de l'approvisionnement. Ce cas de figure se retrouve dans un nombre croissant d'Etats membres de la Communauté européenne.

Face à cette situation, GDF a développé depuis près d'un demi-siècle un réseau de canalisations intégré performant qui permet de gérer efficacement la demande à partir de plusieurs sources d'approvisionnement. En outre, le manque de souplesse en amont de la chaîne – production, importations – est compensé par un important parc de stockages souterrains qui permet d'équilibrer le réseau à moindre coût lors des demandes de pointe, et de garantir la continuité de l'offre en cas d'interruption partielle des importations.

Le réseau français est arrivé à maturité, c'est-à-dire que compte tenu du niveau de la demande de son évolution à moyen terme, le marché est saturé en équipements et les principales canalisations sont amorties [Finon (1992)]. D'un point de vue technique, il semble donc prêt pour l'introduction de la concurrence. Toutefois, un certain nombre de questions restent posées comme l'avenir des consommateurs les moins rentables, la gestion de la dépendance vis-à-vis des importations et des risques qui l'accompagnent, l'évolution à long terme des installations ou encore la puissance commerciale et financière de l'opérateur historique. Regroupant la plupart des obstacles à la mise en place d'un régime concurrentiel, le marché français apparaît comme un cas d'école de la dérégulation.

2. Hypothèses générales et méthodologie

Ce chapitre est construit sur un marché monopolistique simple, étudié dans sa dimension de court terme. Nous enrichissons progressivement notre analyse en ajoutant des contraintes liées d'abord à l'existence de substituts au gaz naturel, et aux difficultés concrètes comme la limite des capacités de transport du réseau. Notre but n'est pas de construire un modèle stochastique de monopole gazier. En effet, chaque réseau est un cas particulier : par exemple, les coûts des canalisations et des stockages que nous avons donnés au chapitre 1 ne sont qu'indicatifs. Pour les seules conduites, il peuvent varier de 1 à 10 selon les conditions dans lesquelles elles sont posées. De même, les coûts de développement d'un réservoir dépendent d'une part de la technique choisie et d'autre part des structures géologiques propres à chaque site.

Commençons par poser le contexte dans lequel évolue le monopole gazier, c'est-à-dire un ensemble d'hypothèses sur lequel reposeront nos raisonnements théoriques. Il

s'agit là d'hypothèses d'ordre général qui resteront valides que l'on raisonne à court, moyen ou long terme :

- *le gaz naturel est un bien homogène* : quelle que soit sa provenance, le gaz présente les mêmes caractéristiques techniques, le consommateur n'est donc pas en mesure d'identifier l'origine de son combustible.
- *Le monopole n'est pas producteur*. L'ensemble du gaz commercialisé est donc acheté sur le marché international.
- *Marché international du gaz* : les relations entre producteurs et importateurs sont organisées par des contrats de long terme avec clauses *take or pay* : les engagements sont fermes, c'est-à-dire que l'acheteur doit payer les quantités définies quels que soient ses débouchés effectifs en aval. Les contrats donnent lieu à des négociations tous les ans sur les quantités.
- *Le réseau de transport est intégré*, il est géré par le monopole. Il est caractérisé par un tarif unique. Le transport est facturé aux réseaux de distribution selon la quantité transportée, sans référence à la distance parcourue. Le réseau de transport agit comme une « boîte noire » fonctionnant par compensation¹. Il existe plusieurs points d'importation, ce qui rend difficile la détermination de la provenance du gaz. Pour plus de simplicité, nous supposons que le marché est constitué d'une conduite de transport qui approvisionne un réseau de distribution.
- *La capacité d'approvisionnement est croissante au fur et à mesure que l'on descend vers l'aval de la chaîne gazière*. En conséquence, les réseaux de distribution ont une capacité totale instantanée supérieure à celle du réseau de transport, elle-même supérieure à ce que peut fournir le marché international. Cela signifie que les réseaux de distribution ne peuvent pas saturer, contrairement au réseau de transport et au réseau international.
- *Les réseaux de distribution sont gérés par le monopole*. Pour plus de simplicité, et comme la détermination du mode de tarification optimal pour la collectivité n'est pas l'objet de nos travaux, nous poserons l'hypothèse d'une péréquation tarifaire à l'échelle

¹ L'opérateur gazier doit injecter des quantités de combustible équivalentes aux soutirages des consommateurs. Les tolérances quant aux variations de pression lui offrent une certaine marge de manœuvre quant au délai d'injection. Les aspects techniques de la commercialisation sont traités avec davantage de précisions au chapitre 1.

nationale. Cela revient à supposer que la répartition des consommateurs sur le territoire est homogène.

- *Le gaz naturel est en concurrence avec un combustible alternatif.* En pratique, le gaz naturel est en concurrence avec un nombre assez important de sources de chaleur. Pour le chauffage, citons le fioul, l'électricité, le GPL¹, le bois, voire le charbon ou même les déchets domestiques pour le chauffage collectif. Nous retiendrons le fioul, principal concurrent sur ce segment de marché, de même que sur les segments industriels.

En résumé, nous adopterons une représentation du réseau qui suppose que celui-ci est composé d'un réseau de distribution alimenté par une canalisation de transport le reliant au marché international d'où provient l'intégralité des approvisionnements.

Nous adopterons les hypothèses suivantes concernant les demandeurs finaux :

- *Les achats de chaudières ont lieu en début de période*, ce qui signifie que, pour chaque année, le nombre de consommateurs est fixe.
- *Il n'existe pas de marché d'occasion pour les chaudières*, ce qui explique que le coût de changement d'énergie soit très élevé en raison de l'obligation de changer de matériel.
- *La structure de la clientèle est donnée* : les proportions de demande pour besoin de chauffage et de demande industrielle, qui déterminent la variabilité de l'appel au réseau sont supposées fixes. Ainsi, nous considérerons que la demande de pointe maximale quotidienne est proportionnelle à la demande annuelle.

¹ Gaz de pétrole liquéfié.

Tableau 3.1 *Hypothèses*

Gaz	- bien homogène - en concurrence avec un combustible alternatif : le fioul
Obligations d'origine publique	- plafonnement du prix du gaz - obligation de desserte des zones rentables
Monopole	- intégré verticalement - importateur - péréquation tarifaire à l'échelle des réseaux de distribution
Marché international	- les importations sont fondées sur des contrats de long terme - les contrats comportent des clauses <i>take or pay</i> et <i>net back</i> - il n'existe ni marché spot, ni marché à terme
Demandeurs	- ils sont captifs à court terme - leurs arbitrages ont lieu au moment de l'achat d'une chaudière - les achats de chaudières ont lieu en début d'année - il n'existe pas de marché d'occasion pour les chaudières

Tableau 3.2 *Principales variables utilisées*

Transport par canalisation	- coût de transport : T (moyen : T_M ; marginal : T_m ; fixe : T_F ; variable : T_V) - longueur des canalisations : l - capacité de transport quotidienne : t - investissement en canalisations en francs par kilomètre : I_T
Stockage	- coût de stockage : S (moyen : S_M ; marginal : S_m ; fixe : S_F ; variable : S_V) - capacité de stockage : s - investissement en stockage : I_S
Autres variables	- coût total : CT (coût fixe : CF ; coût variable : CV) - demande annuelle : Q - demande quotidienne : q (maximale : q_M ; moyenne : q_0)

B. OPTIONS STRATEGIQUES DU MONOPOLE GAZIER A COURT ET MOYEN TERMES

Les marchés gaziers fonctionnent sur une logique de long terme pour la plupart des acteurs. A court et moyen terme, les changements au niveau des infrastructures sont marginaux car les grands programmes d'équipement de nouvelles zones de consommation ou de création de sites de stockage s'inscrivent sur plusieurs années. La consommation n'est possible qu'après l'achat de matériel de brûlage, cher, spécifique au combustible, et pour lequel il n'existe pas de véritable marché d'occasion. Ainsi, bien que le gaz n'ait pas d'usage captif, l'opérateur gazier peut disposer d'un réel pouvoir de monopole compte tenu de l'engagement à long terme que représente l'achat d'une chaudière. Le marché du chauffage est un cas typique de marché avec coût de transition pour le consommateur.

Le nombre d'usagers susceptibles de changer de combustible à court terme (une année) est donc marginal. Cependant, dès qu'on allonge le temps d'analyse – passage à moyen terme – la concurrence inter-énergétique s'affirme car une part significative des consommateurs doit procéder au choix de son énergie, alors que les infrastructures de transport et de distribution évoluent peu. C'est pourquoi, sur courte période, nous pouvons considérer que les caractéristiques du réseau sont exogènes. Nous supposons que le monopole applique une péréquation tarifaire, ce qui revient à supposer que l'organisation spatiale du marché est homogène.

1. Le marché du chauffage, marché avec coût de transition pour le consommateur

Les marchés du chauffage individuel et industriel sont caractérisés par des coûts de transition pour le consommateur. Ces structures, observées lorsqu'il existe des problèmes de compatibilité entre équipements – problème qui peut se retrouver dans les télécommunications par exemple – ont fait l'objet de recherches théoriques dont voici les principales conclusions.

a) Les marchés avec coût de transition pour le consommateur

Un marché avec coût de transition pour le consommateur est un marché sur lequel le demandeur, lorsqu'il décide de ne plus consommer un produit mais un de ses substituts, subit un coût non négligeable. Selon Klemperer (1995), ces coûts de transition peuvent avoir plusieurs origines :

- problèmes de compatibilité avec les équipements existants ;
- coûts de transaction liés au changement d'offreur ;
- coût d'apprentissage pour utiliser de nouvelles marques ;
- incertitude à propos des marques non encore testées ;
- existence de bons de réduction destinés à fidéliser le client ;
- coût psychologique du changement.

Dans tous les cas l'existence de ces coûts représente un frein à la mobilité des consommateurs car ils font du choix d'une marque ou d'un produit un engagement à long terme de la part du demandeur. C'est pourquoi plus le coût du changement et le degré d'implication du consommateur sont élevés, plus le produit doit être porteur de confiance. Le coût de changement peut également être supporté par les entreprises – coûts de transaction, d'apprentissage, risque lié au nouveau client. Dans tous les cas, si la relation entre client et fournisseur implique un investissement spécifique alors, en cas de rupture de la collaboration, celui-ci est perdu pour tout le monde, quelle que soit la partie qui le supporte. Construire une relation de long terme entre les différents protagonistes est alors le meilleur moyen de se prémunir contre ce risque, comme le préconise notamment la théorie des coûts de transaction.

Donc, le principal enjeu pour les offreurs est de nouer des relations de long terme avec les consommateurs. En conséquence, sur les marchés où il existe d'importants coûts de transition, la concurrence entre les offreurs se joue principalement lors de la première décision de consommation ou lors du choix d'un équipement permettant cette consommation. Il s'agit donc d'une lutte pour la part de marché *ex ante* car, si le coût de transition est suffisamment élevé, alors les consommateurs acquis deviennent captifs et la firme est en mesure d'exercer un certain pouvoir de monopole : l'offreur peut augmenter son prix par rapport à celui de ses concurrents d'un montant qui, au maximum, peut atteindre le coût de transition subi par l'utilisateur [Farrell et Shapiro (1988)]. En revanche, quelle que soit l'agressivité de sa stratégie commerciale, une firme aura beaucoup de difficultés pour conquérir une clientèle acquise à la concurrence. C'est le cas du marché énergétique pour besoins de chauffage où l'utilisation d'un combustible est conditionnée par l'achat d'une chaudière.

b) Attitude des consommateurs : importance des anticipations et préférence pour la stabilité

Le gaz naturel est à la fois un bien d'expérience et un bien de confiance car c'est par sa consommation que le demandeur va en apprendre les attributs, c'est-à-dire sa souplesse d'utilisation, les performances techniques et économiques du gaz, la qualité du service proposé par le distributeur et la fiabilité des approvisionnements. Cependant la qualité actuelle n'offre qu'une information partielle sur la qualité future du gaz. Par exemple, l'interruption de l'approvisionnement étant, dans les faits, exceptionnelle, elle n'est envisagée par le consommateur qu'une fois qu'elle a eu lieu effectivement. Or les utilisateurs potentiels cherchent à savoir si la meilleure technique disponible aujourd'hui restera une bonne technologie dans le futur [Choi (1994)]. Leur anticipation sur la qualité future est donc fondamentale dans leur prise de décision. En outre, lorsqu'il existe des externalités positives de réseau, c'est-à-dire que le produit gagne de la valeur avec le nombre d'utilisateurs (économies d'échelle sur la fourniture de gaz, baisse du prix des matériels de brûlage, etc.), l'attractivité relative des technologies alternatives est fonction à la fois des ventes passées et des perspectives de succès de chacune [Katz et Shapiro (1986)].

En conséquence, la compagnie gazière a intérêt à communiquer sur la fiabilité de ses installations afin que se noue une véritable relation de confiance entre le consommateur et son fournisseur. La réputation apparaît donc comme une variable d'action privilégiée de tout fournisseur d'énergie qui ne dispose pas de marché captif. C'est en se fondant sur cette réputation que les consommateurs potentiels calculent des rapports qualité-prix qui leur permettent de comparer les diverses énergies disponibles entre elles. Ces rapports sont subjectifs : les demandeurs n'ont qu'une rationalité limitée, leur connaissance de la qualité et des coûts réels de l'utilisation des différents combustibles, dont il ne faut pas oublier l'entretien et la maintenance des matériels de combustion, est incomplète. Remarquons que les industriels sont censés avoir une meilleure connaissance du prix réel de chaque combustible que les particuliers. Les plus importants d'entre eux, équipés en multi-énergie, ont en outre un comportement beaucoup plus opportuniste par rapport aux prix des énergies, grâce aux arbitrages auxquels ils peuvent se livrer.

Comme sa connaissance du coût futur du gaz est imparfaite, le consommateur va fonder son opinion sur l'évolution passée des prix, anticipant sur une poursuite des tendances observées. Plus les cours auront varié de manière erratique, plus il lui est difficile d'élaborer une prévision. En conséquence, le distributeur a intérêt à garantir la stabilité des prix, ce qui ne signifie pas nécessairement qu'ils sont constants, mais que les critères à partir desquels ils sont fixés resteront les mêmes à l'avenir. Certifier la compétitivité du gaz en définissant son prix par rapport à celui des concurrents est une démarche efficace, en dehors des questions de maximisation du bien-être collectif.

c) Concurrence avec coût de transition sur deux périodes

Sur un modèle à deux périodes, Klemperer (1987) montre que les coûts de transition pour le consommateur entraînent une baisse de l'élasticité-prix de la demande, ce qui se traduit par une segmentation du marché en plusieurs sous-marchés. Plus le coût du changement est élevé, plus la mobilité des consommateurs est réduite.

On suppose que, dans un premier temps, les consommateurs choisissent un produit, et que, une fois leur choix opéré, ils deviennent captifs pour l'offreur. Ainsi la première période correspond-elle à la compétition entre firmes pour la conquête d'un maximum de parts de marché. En seconde période, l'élasticité-prix de la demande est faible : les consommateurs ne subissent pas de coût de transition en première période, mais en deuxième période, ces coûts étant le résultat de leur décision initiale [Klemperer (1995)]. On observe donc une baisse de la rivalité entre les offreurs, voire l'exercice d'un véritable pouvoir de monopole sur les segments conquis, devenus captifs. En conséquence, les prix sont plus faibles dans la première étape du processus concurrentiel et plus élevés dans la seconde qu'en l'absence de coût de transition.

Etant donné le caractère déterminant de la conquête de parts de marché en première période, la compétition peut être beaucoup plus vive que sur un marché oligopolistique classique : les entreprises font des sacrifices sur leur rentabilité dans un premier temps, et comptent sur l'exercice de leur pouvoir de monopole en deuxième période pour restaurer leurs marges. Mais, en tout état de cause, un échec en phase compétitive n'est pas rattrapable.

En conclusion, les coûts de substitution conduisent à des rentes de monopole, mais ces rentes provoquent une compétition plus vive dans les premières étapes du

développement du marché. Au final, la situation des entreprises peut s'en trouver dégradée par rapport à une configuration concurrentielle classique.

Sur les marchés du chauffage¹, le coût de transition repose principalement sur l'investissement en matériel de brûlage. Supposons qu'il existe un offreur de gaz naturel et un offreur de fioul qui sont en concurrence. Comme nous l'avons vu, l'achat d'une chaudière rend le consommateur captif pour l'entreprise qui commercialise le combustible utilisé. Dans une configuration à deux périodes, la lutte entre les deux protagonistes va consister à inciter à l'achat du matériel spécifique. La concurrence peut donc porter non seulement sur le prix des combustibles et sur leurs caractéristiques techniques, mais encore sur le prix de vente des chaudières – subventions à l'achat, facilités de paiement – comme cela se pratique sur le marché des téléphones mobiles².

Dans la lutte pour les parts de marché, les firmes doivent tenir compte de l'ensemble des déterminants du choix des consommateurs. Or, il existe une composante subjective non négligeable liée à l'image des produits, cet attachement représente, comme l'a montré Klemperer, un coût de transition. Cependant, lorsqu'on raisonne sur deux périodes, on suppose que les demandeurs n'ont aucune expérience des biens offerts, donc il n'existe pas de loyauté leur part.

Le choix des consommateurs va en premier lieu reposer sur le prix des combustibles. Mais, s'ils ont conscience du fait qu'ils vont devenir captif une fois leur choix effectué, ils risquent d'anticiper une augmentation de tarif en deuxième période. Le prix peut donc représenter une source de crédibilité pour la firme : un prix trop bas en première période risque d'apparaître suspect, c'est-à-dire de masquer un prix beaucoup plus élevé en deuxième période. Les consommateurs vont donc chercher des éléments leur permettant de croire à la loyauté de leur fournisseur, c'est-à-dire leur permettant de procéder à des anticipations sur les prix futurs. La compétition *ex ante* peut donc se jouer sur d'autres plans que sur le prix : qualité, engagement vis-à-vis des clients, etc.

Un modèle à deux périodes a le mérite d'illustrer assez simplement la concurrence au niveau des achats et des renouvellements de chaudières. Cependant, son horizon fini le

¹ C'est-à-dire à la fois domestique – chauffage des locaux – et industriel – besoin de chaleur.

² Les opérateurs cherchent à attirer les consommateurs sur leur réseau en subventionnant l'achat des appareils téléphoniques.

rend incapable de décrire comment les parts de marché évoluent au cours du temps et il est peu satisfaisant pour l'étude des effets des chocs exogènes [To (1996)]. Il omet la compétition constante qui existe entre les offreurs à la fois pour les anciens et les nouveaux demandeurs [Farrell et Shapiro (1988)]. En outre, il ne permet de mettre en évidence les questions de réputation que de manière très imparfaite. Mais, comme nous le verrons ci-après, lorsque l'on se projette dans une perspective continue, le renouvellement de la compétition limite considérablement le pouvoir de monopole des compétiteurs sur leur clientèle captive.

d) Concurrence avec coût de transition, cas continu

Sur un marché avec coût de transition pour le consommateur, la part de marché des firmes est déterminante pour leurs profits futurs. Klemperer (1995) définit le dilemme auquel les offreurs font face :

- pratiquer des prix bas afin de conquérir davantage de clients ;
- exercer leur pouvoir de monopole sur les consommateurs captifs afin de récolter les fruits de leurs gains de parts de marché.

Sur les modèles à deux périodes, cette alternative n'existe pas : la première période est consacrée à la conquête de parts de marché, la seconde à l'exercice du pouvoir de monopole. Mais, si l'on passe en continu alors la compétition est permanente sur une frange du marché. Les firmes disposent donc d'un pouvoir de monopole potentiel sur leurs consommateurs captifs, mais sont confrontées à une concurrence sur le segment d'achat et de renouvellement de chaudière. Ainsi, si à la période t , chaque firme maximise son profit total futur, on obtient alors un résultat similaire à la première période des modèles à deux étapes : un prix courant plus faible augmente la part de marché courante, les prix sont donc plus faibles que si les firmes ignoraient le fait que leur part de marché aura une valeur dans le futur [Klemperer (1995)].

Selon les auteurs, deux types de conclusions émergent. Le modèle continu de concurrence avec coût de transition pour le consommateur développé par Farrell et Shapiro (1988) arrive à la conclusion selon laquelle les firmes alternent entre des stratégies agressives, pour la conquête de parts de marché, et passives, pour l'exploitation du pouvoir de monopole détenu sur les consommateurs captifs. Mais ces stratégies du « tout ou rien »

sont peu réalistes. To (1996), à l'instar de Beggs et Klemperer (1992), conclut quant à lui à une évolution monotone des parts de marché des firmes. Celles-ci vendent à la fois à de nouveaux et à d'anciens consommateurs, et les prix et les parts de marché convergent vers un état stable. Dans le cadre de la concurrence entre énergies, les coûts des matériels de combustion spécifiques sont relativement proches, qu'il s'agisse du fioul ou du gaz. Les consommateurs, qu'ils aient un horizon fini ou infini, raisonnent donc par rapport aux prix actuels des combustibles et sur leurs anticipations quant à leur évolution future. La politique tarifaire des firmes gagne donc à être lisible, par exemple en donnant la garantie que d'éventuels chocs exogènes ne seront pas répercutés sur les tarifs ou encore, comme nous l'avons évoqué, en garantissant la compétitivité de leur produit. En outre, Zhang (1995) montre que, lorsque deux firmes vendant des produits différenciés cherchent à être compétitives en terme de prix – prix inférieur ou égal à celui du concurrent – la rivalité tend à être faible sur les tarifs, la compétition pour les parts de marché se jouant davantage sur les caractéristiques techniques des biens offerts. Ces conclusions théoriques se trouvent confirmées par la réalité, où les prix du gaz suivent globalement ceux des produits pétroliers en raison des clauses *net back* des contrats de long terme¹.

Cependant, ces modèles, qui reposent sur une concurrence par les prix, sont trop réducteurs, car ils ne tiennent pas compte de facteurs qualitatifs ou exogènes qui expliqueraient que les positions des différents offreurs évoluent de manière significative au cours du temps. Les demandeurs se déterminent en effet non seulement à partir du prix des combustibles, mais encore des performances techniques comparées des différentes solutions, ou encore par effet de mode. Il serait donc intéressant d'introduire la réputation dans les modèles de concurrence avec coûts de transition, notamment dans le cas des biens énergétiques.

On constate donc que l'existence d'une concurrence sur le segment de l'achat et du renouvellement des matériels de brûlage suffit à discipliner le monopole gazier. En effet, l'exercice du pouvoir de monopole sur la partie captive de la clientèle n'est défendable que dans une perspective de court terme en raison du préjudice qu'il porterait à son image, donc du risque de décourager les consommateurs potentiels. C'est pourquoi, dans une

¹ On assiste cependant à une désindexation partielle du prix du gaz par rapport à celui du fioul. Les chocs observés sur les marchés pétroliers en 2000 n'ont eu des répercussions que limitées sur les prix du gaz naturel.

perspective de long terme, il apparaît que les stratégies trop agressives sont peu payantes. La concurrence entre énergies se traduit donc par l'existence d'un prix plafond fondé sur celui du combustible concurrent.

Cependant, cette conclusion doit être nuancée car l'existence de coûts de transition pour les consommateurs tire les prix vers le haut, à la fois pour les anciens et pour les nouveaux consommateurs [Klemperer (1995)]. En effet, de bas prix poussent les consommateurs à anticiper sur une augmentation future des tarifs, ils incitent davantage les offreurs à exploiter leur clientèle captive qu'à conquérir de nouveaux consommateurs. Les firmes peuvent également être tentées d'augmenter leurs prix afin de réduire l'agressivité future de leur concurrent. Ce résultat est confirmé par Padilla (1995) qui montre que, pour chaque période, les coûts de transition conduisent à des prix plus élevés qu'en concurrence parfaite et à la captation de sur-profits. Il établit en outre que les prix pratiqués par chaque firme et leur rentabilité sont des fonctions croissantes de leurs parts de marchés respectives, ce qui témoigne d'un pouvoir de monopole proportionnel à l'emprise commerciale. Ajoutons que le niveau des sur-profits peut être accru par des différentiels entre les fonctions de coût des fournisseurs concurrents, ou entre les réputations des différents produits – l'avantage en termes de qualité peut en effet conduire à la captation de rentes.

2. Fonction de coût du monopole à court et moyen termes

A court terme, l'ensemble des infrastructures est figé, à la fois en termes de parc de chaudières et de canalisations de transport et de distribution. Les caractéristiques techniques du réseau sont le résultat d'une anticipation sur les potentiels de développement de la demande à long terme.

Nous supposons que la fonction de coût du monopole est composée des coûts d'investissement liés au réseau de transport-distribution, des coûts d'utilisation du réseau et du coût d'achat du gaz sur le marché international.

a) Coût de transport

A court terme, comme nous l'avons précisé, les caractéristiques des infrastructures sont considérées comme exogènes, c'est-à-dire qu'elles dépendent d'investissements réalisés au cours des années précédentes. Rappelons que le transport est une activité très

capitalistique, où les coûts fixes représentent 80 % à 90 % du coût total. La capacité d'une canalisation augmente plus vite que sa section, donc le transport est soumis à des rendements croissants *ex ante*, c'est-à-dire avant investissement – au moment de l'évaluation des investissements à engager. Les compagnies gazières ont donc intérêt à grouper les quantités à transporter. Selon la variabilité de la demande et la distance à parcourir, les compagnies gazières combinent canalisations et stockages.

Le coût de transport est donc la combinaison d'un coût de transit par canalisation et d'un coût de stockage. Il comprend une composante fixe, qui correspond à l'amortissement des investissements et aux dépenses d'entretien, et une composante variable, beaucoup moins importante, fonction des quantités acheminées jusqu'au demandeur. Le montant des coûts fixes dépend des dimensions des infrastructures, c'est-à-dire d'une capacité de transport maximale théorique fixée lorsque l'on a pris la décision d'investir¹. Cette capacité est définie à la fois en volume annuel (Q) et en pointe maximale quotidienne (q_M).

$$CF = CF(Q, q_M)$$

Les coûts variables sont constitués des dépenses en combustible, pour la compression, et en traitement du gaz. Ils sont fonctions de la quantités annuelle transportée (Q). Comme nous l'avons vu au chapitre 1, le coût de transport peut être approximé par une fonction du second degré de la quantité transportée. Nous supposons donc que le coût total est :

$$C(Q) = CF + A \cdot Q^2 + BQ$$

Dans les faits, le coût marginal de transport est croissant : lorsque l'on augmente le taux de charge d'une canalisation, la pression chute plus vite au cours du transport, d'où une croissance des coûts de compression. Ici, le coût marginal est une fonction affine de la quantité transportée :

$$Cm(Q) = 2A \cdot Q + B$$

Le coût moyen est donc de la forme : $CM(Q) = \frac{C}{Q} + A \cdot Q + B$

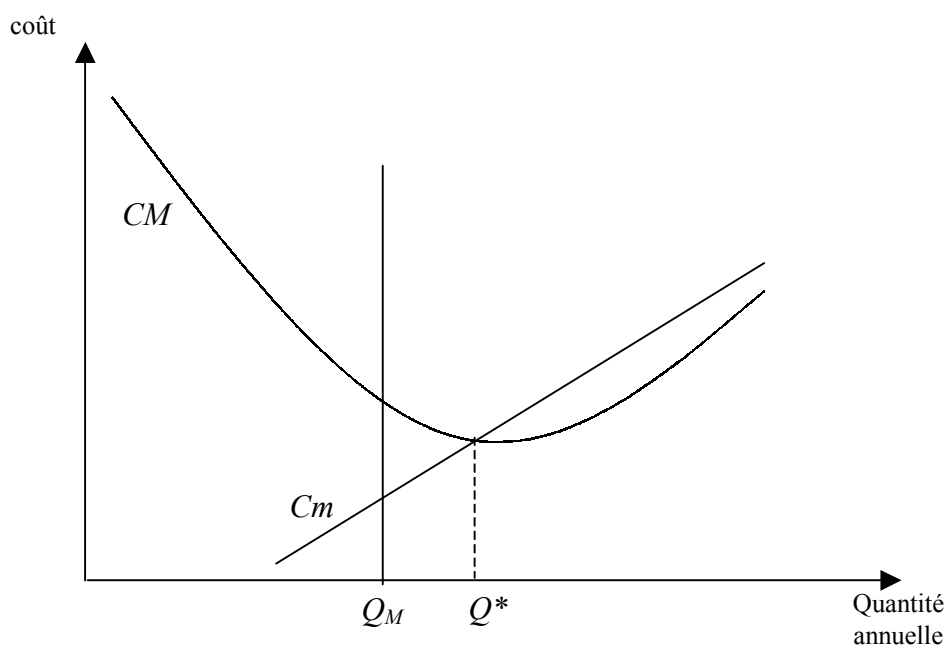
¹ Nous verrons plus loin le processus de détermination de ces dimensions, et notamment l'arbitrage entre diamètre des canalisations et volume de stockage.

Soit q^* la quantité annuelle théorique pour laquelle le réseau est optimisé dans son état actuel, c'est-à-dire telle que le coût moyen est minimisé. Cette quantité optimale est donnée par :

$$\frac{dCM}{dQ} = A - \frac{C}{Q^2} = 0, \text{ d'où } Q^* = \sqrt{\frac{C}{A}}$$

La demande observée à court terme est, sauf exception, différente de la quantité annuelle théorique qui minimise le coût d'approvisionnement. Cette différence peut tenir au parc de chaudières à gaz installées, ou à une variabilité effective de l'appel au réseau supérieure à la variabilité théorique optimale compte tenu des infrastructures en place. Les ventes annuelles sont alors limitées par le risque de saturation des installations lors des demandes de pointe : Q_M , la quantité maximale transportable compte tenu des caractéristiques de la demande, est inférieure à la quantité optimale théorique Q^* (figure 3.1). Nous verrons plus loin comment le stockage permet d'ajuster les caractéristiques du réseau à celles de la consommation, donc de permettre à Q_M de tendre vers Q^* .

Figure 3.1 Les fonctions de coût de transport



Tant que les quantités commercialisées sont inférieures à Q^* , on se situe dans la zone de monopole naturel, c'est-à-dire de décroissance du coût moyen liée à la répartition des coûts fixes sur une quantité croissante de combustible. En Q^* , le réseau est arrivé à

maturité. A court terme, si les investissements sont gérés correctement à long terme, les risques de saturation sont négligeables.

b) Coût d'importation

Le monopole achète sur le marché international la totalité des quantités qu'il commercialise. Il est engagé vis-à-vis des producteurs sur des contrats de long terme de type *take-or-pay*, c'est-à-dire qu'il s'engage de manière ferme sur certaines quantités. D'une année sur l'autre, il peut exister des variations non négligeables de l'appel au réseau en raison de l'évolution des conditions climatiques. Les engagements fermes ne doivent donc pas excéder la demande minimale observable, c'est-à-dire la demande pour une année exceptionnellement douce.

Plus les quantités en jeu sont importantes, plus le monopole importateur dispose d'un pouvoir de négociation élevé. C'est pourquoi le prix unitaire du gaz est généralement inversement proportionnel aux volumes achetés. De plus, afin de lisser leurs livraisons au cours de l'année, les producteurs proposent des réductions de tarif en période de basse demande, comme en été, pour inciter les opérateurs situés en aval à reporter une partie de leurs importations sur ces périodes. Cependant, nous ne tiendrons pas compte de cet élément à court terme car, comme les composantes du réseau – canalisations, stockages – sont donnés, nous considérons que le monopole gère au mieux ses approvisionnements compte tenu des infrastructures qu'il a à sa disposition. Nous raisonnerons donc sur le prix moyen du gaz au cours de l'année. Deux cas de figure doivent donc être considérés : l'un où le coût unitaire du gaz importé (CI) est indépendant des volumes achetés :

$$CI=c$$

où c est une constante, et le cas où ce coût unitaire est une fonction décroissante des volumes importés :

$$CI=CI(Q)=c-bQ.$$

c) Coût global d'approvisionnement

Selon la formation du prix du gaz importé, l'influence du coût d'achat du gaz sur le marché international sur le coût moyen d'approvisionnement est très différente. Dans le

cas où le prix unitaire est constant, le coût moyen (CM_1) et le coût marginal (Cm_1) deviennent :

$$CM_1(Q) = \frac{CF}{Q} + A \cdot Q + c \text{ et } Cm_1(Q) = A \cdot Q + c$$

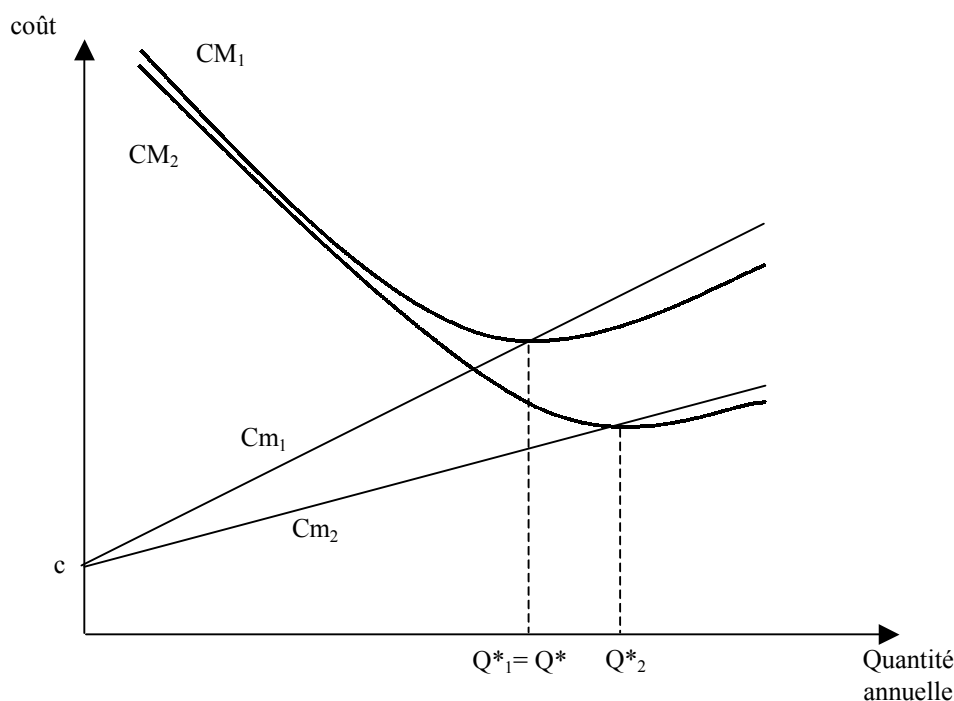
Graphiquement la prise en compte du coût d'importation du gaz provoque un déplacement « vers le haut » du coût unitaire d'approvisionnement, sans modification du volume optimal assurant la minimisation des coûts. Mais, si nous admettons que le coût unitaire des importations est une fonction décroissante des quantités achetées, alors les fonctions de coût moyen (CM_2) et de coût marginal (Cm_2) sont :

$$CM_2(Q) = \frac{CF}{Q} + (A-b)Q + c \text{ et } Cm_2(Q) = (A-b)Q + c$$

Dans ce cas, la quantité qui minimise les coûts est telle que :

$$\frac{dCM_2}{dQ} = -\frac{CF}{Q^2} + (A-b) = 0 \text{ d'où } Q^*_2 = \sqrt{\frac{CF}{(A-b)}}$$

Figure 3.2 *Influence d'une baisse du coût d'importation liée à une augmentation des volumes*



En posant A strictement supérieur à b , on observe que la baisse du coût d'importation entraîne une augmentation de la quantité qui minimise le coût d'approvisionnement moyen. Ainsi la relation entre volume et tarif a-t-elle pour effet de modifier la forme de la courbe de coût moyen et notamment d'entraîner une augmentation du volume optimal à commercialiser à installations données (Figure 3.2).

3. Les options stratégiques « classiques » du monopole à court terme

A court terme, nous avons supposé que la demande se situe sur la phase décroissante de la fonction de coût moyen (monopole naturel). Le prix choisi par le monopole dépend à la fois du parc d'appareils de brûlage, qui définit la demande, de sa structure de coût, et des éventuelles contraintes réglementaires auxquelles il est soumis. Nous nous proposons ici d'examiner les options tarifaires qui s'offrent à l'opérateur en dehors des questions réglementaires. Les pouvoirs publics pourront ensuite choisir d'orienter la stratégie de l'opérateur vers l'une de ces possibilités, notamment pour protéger les consommateurs, captifs à court terme, d'éventuels abus de leur fournisseur – exploitation des gains de parts de marché comme nous l'avons dans l'étude des marchés avec coût de transition pour le demandeur.

a) La maximisation du profit

C'est en se fondant sur l'étude de la maximisation du profit par le monopole que les économistes mettent généralement en évidence les distorsions de prix liées à la captation d'une rente. Il s'agit de l'hypothèse la plus couramment admise dans les objectifs stratégiques des firmes. Nous reprenons ici les développements théoriques généraux de la théorie du monopole monoproduit.

Soit une entreprise qui commercialise une quantité annuelle de gaz Q . Sa fonction de coût total $CT(Q)$ est croissante, et elle est de la forme :

$$CT(Q) = CF + a.Q^2 + c.Q.$$

Soit $p = P(Q)$ la fonction de demande inverse, où p est une fonction décroissante de Q :

$$\frac{dp}{dQ} < 0$$

La fonction de profit du monopole est :

$$\Pi(Q) = q \cdot P(Q) - C(Q)$$

Maximisons le profit. La condition du premier ordre est : $\frac{d\Pi}{dQ} = Q \cdot \frac{dP}{dQ} + P(Q) - \frac{dC}{dQ} = 0$

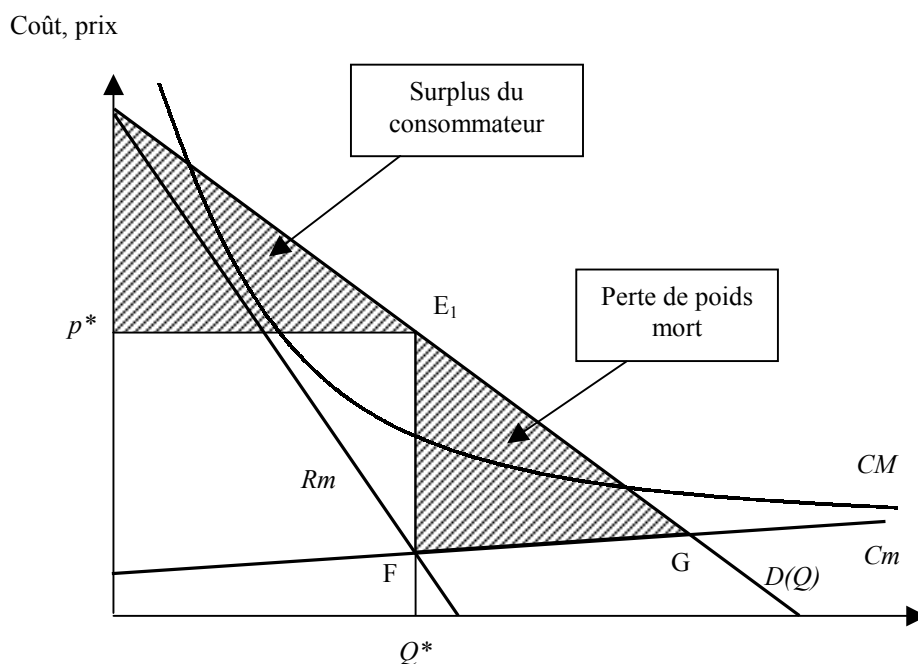
d'où $P(Q) = Cm(Q) - Q \cdot \frac{dP}{dQ}$

Or $\frac{dP}{dQ} < 0$, donc $P(Q) > Cm(Q)$

La tarification du monopole est donc supérieure au coût marginal. La firme capte donc un surprofit par rapport à l'équilibre concurrentiel. Ce surprofit est de :

$$Q^2 \left| \frac{dp}{dQ} \right|$$

Figure 3.3 Maximisation du profit



La rente perçue par le monopole tient à la différence entre ses coûts – y compris la rémunération du capital – et ses recettes. Quant à la perte de poids mort, c'est-à-dire l'atteinte au bien-être collectif par rapport à la tarification au coût marginal, elle correspond à la surface du triangle E_1FG . Comme le souligne Tirole (1995a, p.131), le critère de perte de poids mort ne tient pas compte des problèmes de répartition des revenus.

b) La maximisation de la quantité vendue

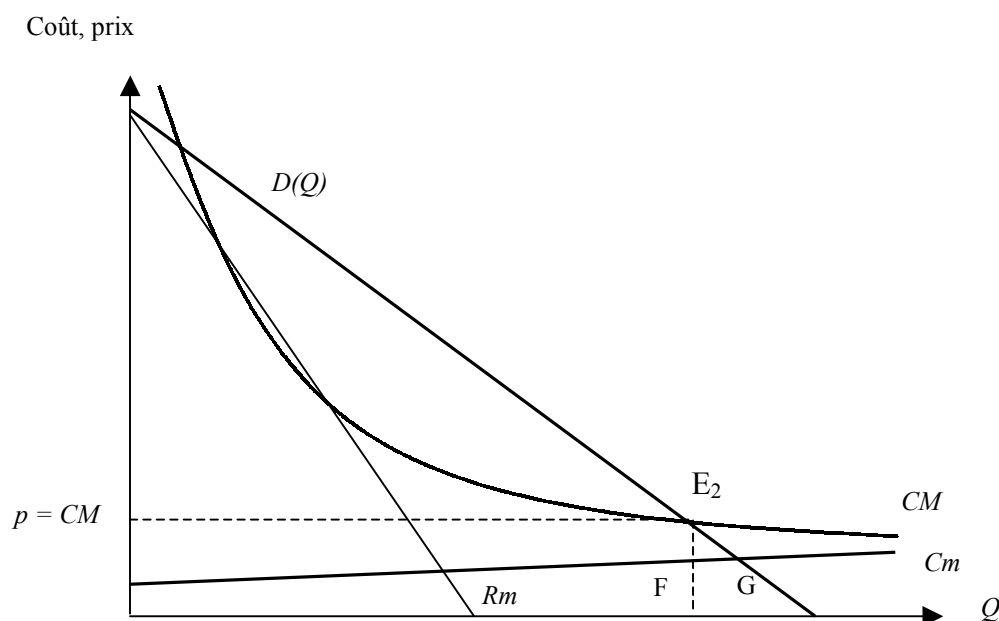
Il s'agit d'une stratégie de maximisation de la part de marché, même si cette appellation peut paraître galvaudée compte tenu du fait que les consommateurs sont captifs vis-à-vis de leur fournisseur d'énergie à court terme. Le programme est de maximiser la quantité vendue tout en assurant un profit non négatif. Cela revient à calculer le prix qui annule le profit :

$$\Pi(Q) = Q \cdot P(Q) - C(Q) = 0$$

$$\text{d'où } P(Q) = \frac{C(Q)}{Q} = CM$$

La tarification au coût moyen permet donc de maximiser les quantités vendues annuellement compte tenu du parc de chaudières, tout en garantissant la couverture des coûts. Cette solution tarifaire, qui n'est qu'une solution de second rang, permet de couvrir les coûts moyennant une perte de surplus relativement limitée (surface du triangle E_2FG).

Figure 3.4 *Equilibre avec tarification au coût moyen*



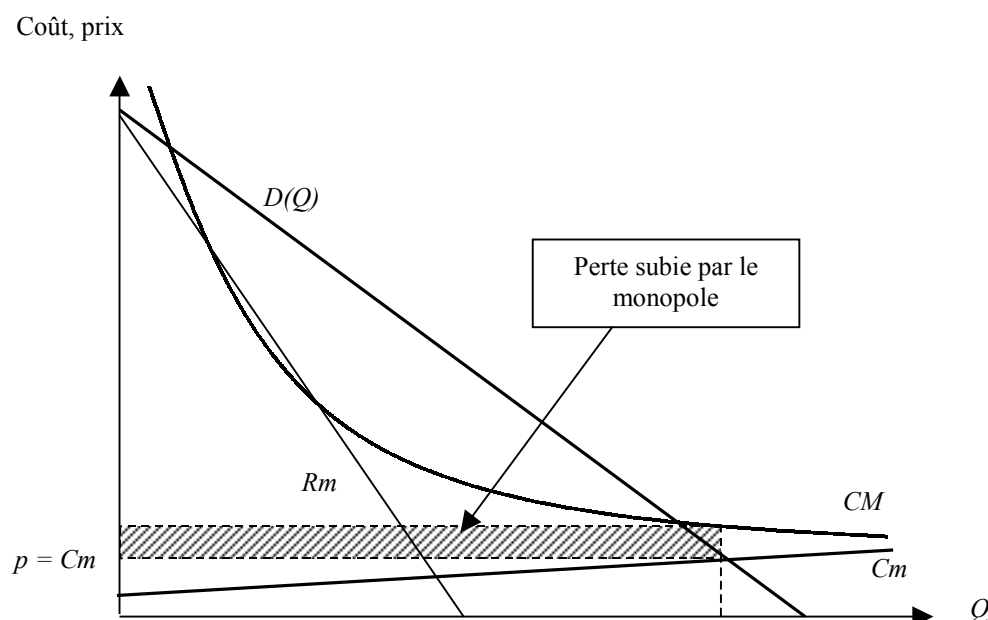
c) Tarification au coût marginal ?

Compte tenu de la décroissance du coût moyen, qui s'explique par la répartition des coûts fixes, celui-ci est constamment supérieur au coût marginal. Une tarification au coût

marginal, qui correspond à une configuration concurrentielle – même si la comparaison avec l'équilibre de concurrence est risquée étant données les spécificités de la commercialisation du gaz naturel – ne permet pas de couvrir le coût total. En revanche, il assure une consommation maximale.

La tarification au coût marginal n'est donc possible que si l'opérateur est subventionné à hauteur de ses pertes. Pour que cette solution soit intéressante socialement, le montant de la subvention doit être inférieur à l'augmentation du bien-être collectif, c'est-à-dire à l'économie totale réalisée par les consommateurs grâce à la baisse de prix.

Figure 3.5 *Tarification au coût marginal*



Mais, définir une subvention demande de définir un moyen de financement, donc une collecte supplémentaire de fonds par les pouvoirs publics. Cela pose deux types de problèmes : doit-on définir un nouvel impôt pour financer des approvisionnements en énergie sachant que le gaz n'est pas un bien de première nécessité¹ – car il existe des alternatives – d'une part, et est-il normal de mettre à contribution les non-consommateurs alors que le service public du gaz se limite au respect d'une certaine qualité d'approvisionnement d'autre part ?

¹ Le gaz devient un bien de première nécessité pour les consommateurs captifs qui l'utilisent pour le chauffage.

En outre, dans une perspective de court terme, où le nombre de consommateurs est fixe, inciter à la consommation peut aller à l'encontre d'une politique énergétique qui insisterait sur la maîtrise des rejets gazeux et sur la promotion de l'indépendance énergétique – rappelons que le monopole est importateur.

Il existe des solutions tarifaires qui permettent de pratiquer une tarification au coût marginal tout en couvrant l'ensemble des coûts. Par exemple, les consommateurs acquittent un abonnement et paient les quantités effectivement consommées au coût marginal¹. Gaz de France applique ce type de méthode pour calculer ses prix.

4. Concurrence inter-énergétique et théorie du monopole

Comme nous avons supposé que les achats de chaudières ont lieu en début de période, les consommateurs sont considérés comme captifs à court terme. Cependant, chaque année, un certain nombre d'agents renouvellent ou s'équipent en matériel de chauffage individuel, collectif ou industriel. Ils vont choisir entre le gaz et ses concurrents, comme le fioul. Les brûleurs sont rarement compatibles avec plusieurs combustibles, donc, pour augmenter sa pénétration, l'offreur de gaz n'a d'autre solution que de recruter des consommateurs en les incitant à s'équiper d'une chaudière à gaz.

a) Variables d'action du monopole à moyen terme

Les variables d'action du monopole sont donc à chercher parmi les déterminants de l'achat d'une chaudière à gaz. Comme les achats sont supposés avoir lieu en début de période, la stratégie de la compagnie gazière consiste à rendre le gaz attractif sur une année pour susciter des équipements au début de l'année suivante. Les consommateurs fondent donc leur choix sur les données passées qu'ils ont observées et, comme leur décision les engage sur plusieurs années – la durée de vie de leur matériel –, sur leurs anticipations quant à l'évolution future de ces paramètres. Ces déterminants sont les suivants :

- *le niveau et la stabilité du prix du gaz* : le prix du combustible est probablement la donnée qui a le plus de poids dans le choix du consommateur. Etant donné l'engagement à long terme que représente le choix d'une énergie, si l'on suppose qu'il a accès à l'information, le consommateur compare les coûts d'usage des différents

¹ Voir chapitre 2.

combustibles sur plusieurs années afin de se faire une idée sur leurs évolutions futures respectives. Donc, plus leur évolution a été régulière, plus le consommateur a confiance dans ses prévisions. Les demandeurs ont donc une préférence pour la stabilité et sont sensibles à tous les éléments qui leur permettent d'affiner leurs prévisions, comme une indexation sur les cours des énergies concurrentes par exemple.

- *Le coût relatif des chaudières au gaz par rapport aux autres matériels.*

Globalement, il n'existe pas de grosse différence entre les coûts d'une chaudière à gaz et au fioul. Les différences tiennent surtout à des aspects pratiques – encombrement de la cuve, propreté, odeur. En revanche, en France, l'électricité a été préférée par un nombre important de consommateurs en raison de la faiblesse de l'investissement initial – pas de système centralisé de chauffage. En général, ce choix n'a pas tenu compte des coûts réels à l'usage, et a été influencé par une politique de communication habile d'EDF. Etant donnée l'importance de l'investissement que représente une chaudière, l'opérateur gazier peut chercher à en abaisser le coût par des subventions ou en proposant des conditions de financement favorables.

- *La notoriété technique du gaz par rapport à ses substituts.* Les consommateurs se fondent en premier lieu sur les qualités intrinsèques du combustible (propreté, efficacité énergétique, risques de panne ou d'accident). En France, après avoir pâti de la réputation d'être dangereux – risque d'explosion – le gaz bénéficie aujourd'hui d'une très bonne image, d'autant que l'électricité est rejetée en raison de son coût prohibitif à l'usage et que le fioul semble pâtir de la contrainte des livraisons et de désagréments pratiques (odeur, encrassement du matériel, etc.).

- *La notoriété de la compagnie gazière :* il est important que les consommateurs aient confiance en leur fournisseur de biens énergétiques, et notamment qu'ils puissent compter sur sa fiabilité (en cas de grand froid par exemple) et sur la qualité de ses prestations (rapidité d'intervention en cas de problème). L'opérateur a donc intérêt à développer les services d'assistance aux utilisateurs et à mettre en place des moyens techniques suffisants pour faire face aux aléas.

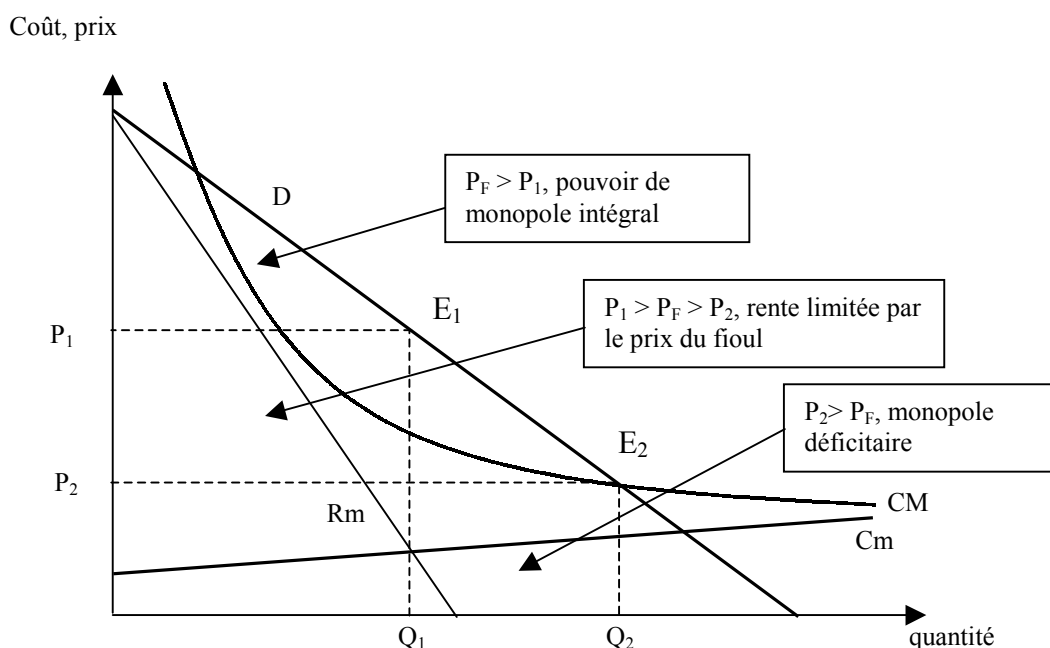
Le prix n'est donc pas le seul déterminant du choix des consommateurs, les facteurs qualitatifs et psychologiques étant également très importants. En effet, l'incertitude quant à la qualité du combustible (performances techniques, fiabilité des approvisionnement) tend

à réduire la sensibilité des demandeurs par rapport au prix [Kehoe (1996)]. Le monopole gazier a donc intérêt à poursuivre une politique de qualité car, comme le montre Lehman-Grube (1997), l'avantage qualitatif d'une firme, même s'il est au prix de sur-coûts, offre à celle-ci un avantage compétitif qui lui permet en particulier de pratiquer des prix plus élevés et d'améliorer sa profitabilité.

b) Concurrence entre énergies et pouvoir de monopole

A court terme, le pouvoir de monopole de l'opérateur gazier est réel. Mais, lorsque le temps d'étude s'allonge, il apparaît une partie concurrentielle au niveau de l'achat et du renouvellement de chaudières. Le monopole doit donc avoir en permanence le souci de recruter des consommateurs. Donc, si nous supposons qu'il n'utilise que la variable prix, les consommateurs étant parfaitement informés, alors, sur la partie concurrentielle du marché, le monopole a l'obligation d'être compétitif pour se développer. En admettant que les qualités des différents combustibles sont identiques, alors le prix du combustible alternatif constitue un prix plafond. Supposons que le fioul est le seul concurrent du gaz. La figure 3.6 nous montre le prix de monopole (P_1) et le prix correspondant à une tarification au coût moyen (P_2). Toutes choses égales par ailleurs, si le prix du substitut (P_F) est supérieur à P_1 , alors l'opérateur gazier conserve l'intégralité de son pouvoir de monopole. Entre P_2 et P_1 , la différence entre le prix du fioul et P_2 nous donne le niveau maximum de la rente que peut percevoir le monopole. Si le prix du fioul est inférieur à P_2 , alors le monopole soit est déficitaire (tarification inférieur au coût moyen), soit il perd des parts de marché en pratiquant un tarif supérieur à celui de l'offreur de fioul.

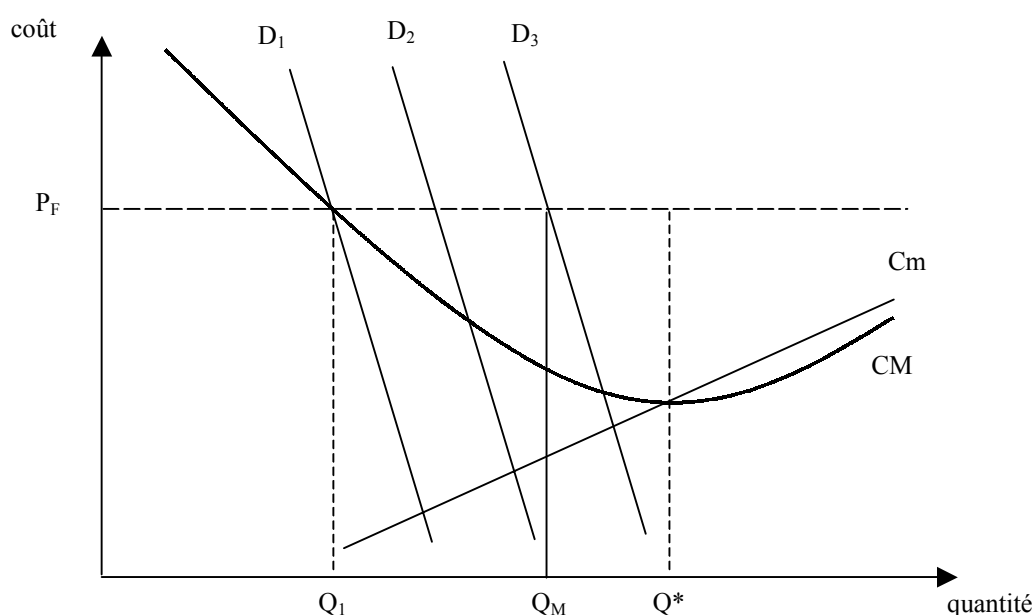
Ainsi la marge de manœuvre du monopole gazier est-elle soumise au marché amont des produits pétroliers. Celui-ci détermine quel est le prix limite auquel peut être commercialisé le gaz naturel sans risque de perte de parts de marché. Plus ce prix est élevé, plus le pouvoir de monopole de la compagnie gazière est grand. Cependant, les qualités perçues par les consommateurs sont rarement homogènes. Or, un produit de meilleure qualité procure un avantage comparatif à son offreur [Lehmann-Grube (1997)], le prix limite peut donc être différent de celui du combustible alternatif : la concurrence se joue à « rapports qualité/prix » équivalents. Ainsi si le gaz est désigné comme de meilleure qualité que le fioul, la marge de manœuvre du monopole gazier se trouve augmentée.

Figure 3.6 *La limitation du pouvoir de monopole par la concurrence inter-énergétique*

c) Stratégie à moyen terme : maximisation de la pénétration

A court terme, le monopole cherche à vendre une quantité optimale de gaz à un nombre de consommateurs déterminé. L'action sur les prix a pour seul but d'influer sur les volumes enlevés par les usagers compte tenu des infrastructures mises à disposition, conséquences des choix d'investissements opérés au préalable. En concurrence avec d'autres combustibles à moyen terme, le gaz doit être attractif en termes de prix et de qualités afin de gagner des parts de marché. Le monopole se situe dans une configuration du type marché avec coût de transition pour le consommateur pris dans le cas continu. Cohabitent alors des consommateurs captifs, ceux qui sont déjà équipés en matériel à gaz, et une partie concurrentielle représentée par le marché de premier achat ou de renouvellement des chaudières.

A installations de transport fixes, l'objectif du monopole gazier est de se rapprocher le plus rapidement possible de la quantité annuelle maximale que le réseau lui permet de transporter compte tenu de la variabilité de la demande individuelle en jouant, cette fois-ci, sur le nombre de consommateurs. Le but de l'opérateur gazier n'est donc pas de conquérir une partie du marché pour exercer son pouvoir de monopole, mais d'atteindre le volume pour lequel il peut capter une rente maximale étant donné le prix du substitut.

Figure 3.7 *Effets de l'augmentation du nombre de consommateurs*

La courbe de demande D_1 correspond à la pénétration du gaz minimale qui lui permet d'être compétitif. Lorsque la demande se situe « à gauche » de D_1 , alors la quantité annuelle commercialisée est inférieure à Q_1 , et le coût moyen d'approvisionnement est supérieur au prix du substitut (P_F). Pour devenir compétitif vis-à-vis de combustible alternatif, l'opérateur gazier doit gagner des consommateurs afin de déplacer la courbe de demande vers « la droite ». Par exemple, sur la courbe de demande D_2 , le coût moyen du gaz étant inférieur au prix du substitut, le monopole bénéficie d'une marge de manœuvre qui lui permet de capter un sur-profit. Q_M est la quantité annuelle maximale que peut fournir le monopole compte tenu des caractéristiques respectives des infrastructures et de la demande (variabilité). La courbe de demande D_3 représente la pénétration maximale du gaz que peut assumer le monopole pour un prix du fioul égal à P_F . Ce cas maximise la rente unitaire perçue sur la commercialisation du gaz. Cependant, en cas de baisse du prix du fioul, l'opérateur gazier n'est plus en mesure de faire face à la demande en restant compétitif vis-à-vis du substitut. Deux solutions s'offrent à lui : soit maintenir son prix à P_F , pour entraîner une baisse spontanée de la demande (déplacement vers la gauche de la courbe), soit engager de nouveaux investissements afin de pouvoir faire face à l'augmentation des enlèvements, cas de figure que nous étudions plus loin.

Le monopole étant contraint de pratiquer des prix compétitifs par rapport à ceux des substituts, dans les phases immatures du marché (à « gauche » de D_1), il peut être obligé d'appliquer des tarifs inférieurs aux coûts subis. S'agit-il de dumping ? La pratique de dumping sur un réseau immature suppose que le monopole applique des prix artificiellement bas dans le but de conquérir rapidement une part de marché significative. Mais cela sous-entend que les prix augmenteront une fois l'implantation du gaz réussie. C'est donc au risque que subit le consommateur de voir les pertes initiales comblées par la progression des tarifs que l'on peut définir le dumping.

Mais ce risque est difficile à établir, car cela demande de fixer un seuil au dessous duquel on puisse parler à coup sûr de concurrence déloyale à l'égard des substituts. Il dépend en particulier des prévisions faites par l'opérateur. Le prix pratiqué doit permettre dans le futur de rentabiliser l'investissement que représente la facturation sous le coût de production. A ce titre, le coût minimum unitaire, c'est-à-dire le coût associé à la quantité pour laquelle les infrastructures sont optimisées, représente la limite inférieure d'un prix non déloyal. Sous ce seuil, le dumping est avéré. Cependant, si la compagnie gazière se livre au dumping, alors elle s'expose aux deux risques suivants :

- le prix fixé est trop bas, les consommateurs anticipent une augmentation future du prix et renoncent ainsi à s'équiper de matériel fonctionnant au gaz naturel. Cela suppose que les consommateurs ont une bonne connaissance des coûts d'approvisionnement, ce qui est peu probable, surtout lorsque le marché est en phase de développement.
- L'augmentation du prix risque de décrédibiliser la compagnie gazière aux yeux des usagers : la stabilité des prix est un atout pour le développement d'une énergie, surtout dans un contexte de volatilité des prix des substituts.

Mais, comme nous l'avons précisé, le prix du gaz n'est pas la seule variable par laquelle le monopole peut gagner des parts de marché sur les substituts. En effet, le marché du gaz est directement relié à celui des chaudières. Les opérateurs gaziers ont donc intérêt à ce que les prix soient bas et les conditions de financement favorables pour l'achat de matériel de combustion à gaz. Deux attitudes sont possibles afin de peser sur le coût de transition supporté par le consommateur :

- agir au niveau du demandeur, en proposant des subventions ou des prêts intéressants, c'est le choix fait par GDF qui propose des prêts à 0% pour l'équipement

de logements neufs en chauffage au gaz, taux allant de 0% à 5% pour le changement d'énergie.

- S'impliquer dans l'industrie des chaudières en participant aux efforts de recherche pour l'amélioration de la qualité, subventionner la fabrication.

Dans ces deux cas, le but est de pousser les consommateurs à s'équiper pour qu'ils deviennent captifs. Le monopole gazier bénéficie, à ce titre, d'un avantage sur sa concurrence directe, le fioul, dont la commercialisation est partagée entre plusieurs firmes qui se font concurrence. Les offreurs de fioul, à moins d'être parfaitement coordonnés, ne peuvent subventionner l'achat de matériels car, une fois équipés, les consommateurs peuvent s'adresser à un concurrent. Il n'y a donc aucune garantie de fidélisation de la clientèle.

5. L'influence de la réglementation

L'Etat intervient beaucoup sur les réseaux d'infrastructures en raison de leurs enjeux en termes d'aménagement du territoire, de cohésion sociale ou d'équité des citoyens. C'est lui qui accorde les licences d'exploitation, définit certaines normes techniques et fixe les critères de service public. Les pouvoirs publics jouent donc un rôle à la fois au niveau des installations, qui relèvent du long terme, et au niveau des services finaux que nous étudions ici. La réglementation concerne la qualité de service et les prix ou le taux de profit, afin de contrôler le niveau de la rente gazière et de protéger le consommateur d'éventuels abus. Nous verrons cependant que l'Etat n'est pas toujours impartial dans les objectifs qu'il assigne au monopole.

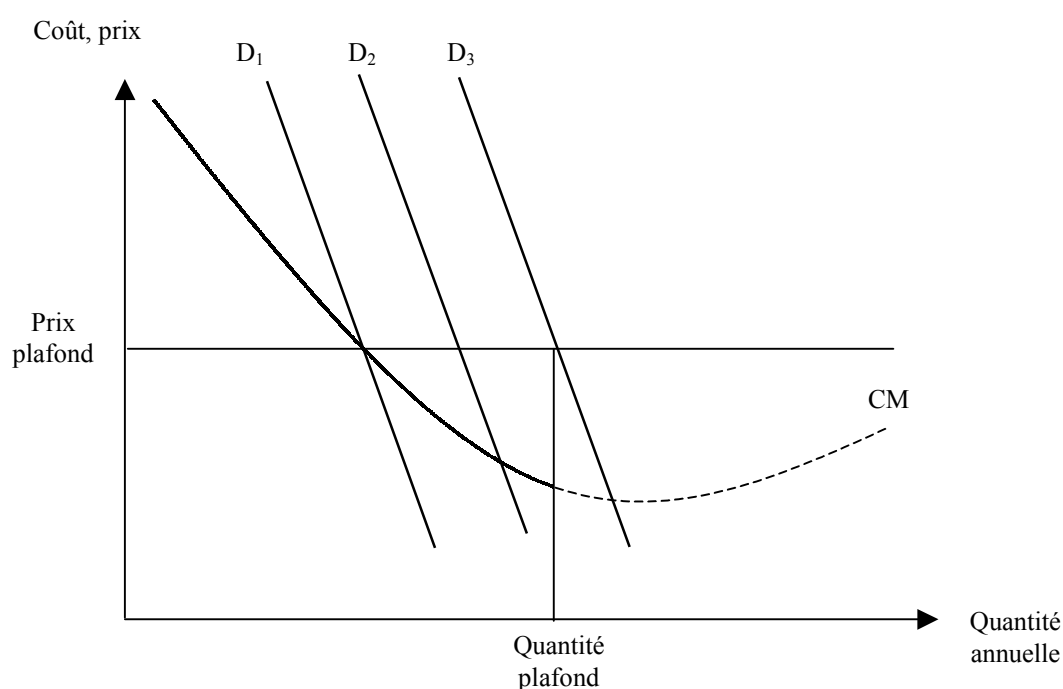
a) Les contraintes réglementaires, leurs objectifs et leurs conséquences

A court terme, les consommateurs sont captifs. Le but de la réglementation est de les protéger contre d'éventuels abus de la part de la compagnie gazière, dans la mesure où les approvisionnements énergétiques sont reconnus comme un droit. La réglementation peut également avoir pour objectif d'organiser le marché, son emprise géographique, de définir des principes d'équité entre consommateurs. Ainsi, la réglementation va toucher à :

- *la tarification* : les monopoles sont souvent critiqués pour leur propension à capter des rentes, les pouvoirs publics vont donc imposer un plafond pour le prix du gaz, plafond qui tient compte de la rémunération à laquelle le monopole peut prétendre. La réglementation va veiller à ce que les consommateurs ne subissent pas de hausse de tarif consécutive à une pratique de dumping dans l'enfance du réseau.
- *La qualité de service* : le monopole va devoir respecter un cahier des charges qui l'oblige à garantir la sécurité de l'approvisionnement et une pression de service compatible en permanence avec les appareils reliés au réseau.

Le contrôle des prix incite le monopole à contrôler ses coûts, et les critères de qualité définis dans le cahier des charges l'obligent à restreindre les quantités vendues. Celles-ci peuvent être plafonnées à un niveau parfois inférieur à celui que le monopole serait tenté d'appliquer.

Figure 3.8 *Influence de la réglementation*



Le raisonnement est analogue à celui mené dans le cadre de la concurrence inter-énergétique. Si le niveau de la demande est à gauche de D₁, alors le monopole est déficitaire, il vend donc à perte. Comme nous l'avons vu, cette situation est généralement caractéristique des marchés immatures, c'est-à-dire considérés dans les premières années

de leur développement. Le monopole est donc incité à promouvoir la pénétration du gaz afin de couvrir ses coûts. Sur D_2 , le monopole est viable, il a la possibilité de capter une rente s'il pratique un tarif compris entre le coût moyen et le prix plafond. A droite de D_3 , le monopole n'est plus en mesure de garantir la qualité des approvisionnements – notamment en cas de demande de pointe – il sera alors contraint par les autorités publiques d'investir dans de nouvelles installations, canalisations ou stockages.

b) La question de la capture du régulateur par le monopole

Le rôle du régulateur, c'est-à-dire de l'Etat, est donc d'atténuer les effets pervers liés à l'exercice de son pouvoir de monopole par l'opérateur gazier. Or, le contrôle réglementaire est fondé sur une connaissance des coûts de la firme par les autorités, coûts sur lesquels reposent les contrôles et la détermination des marges.

Sans nous engager dans un examen approfondi de ce phénomène, qui fait appel à la théorie des jeux, étudions ses conséquences théoriques. La capture du régulateur repose sur des asymétries d'information entre le monopole et l'autorité de régulation, c'est-à-dire que les autorités n'ont qu'une connaissance partielle de la fonction de coût du monopole. Celui-ci va donc chercher à peser sur la réglementation en jouant sur cette méconnaissance des coûts et en entreprenant un « lobbying » auprès des autorités de tutelle. Cette capture est donc génératrice de rente, donc d'inefficacités, c'est-à-dire de surcoût pour la société.

Cependant, ces conclusions sont-elles encore valides lorsque le monopole est public ? La question mérite d'être posée dans la mesure où le régulateur est lui-même actionnaire du régulé. Ainsi régulateur et régulé ont-ils des intérêts communs. Cette situation peut conduire non pas à une capture du régulateur, mais à une collusion des deux parties.

Prenons l'exemple français : les objectifs stratégiques de long terme de Gaz de France – extension du réseau, tarification – sont établis par l'Etat. C'est lui qui fixe notamment les critères de rentabilité sur lesquels sera fondée la politique de raccordement de nouvelles zones de consommation, alors qu'il capte une partie substantielle des bénéfices de l'entreprise publique. L'Etat est donc directement intéressé à la rentabilité du monopole. Ainsi certains analystes posent-ils la question du bien-fondé des critères de rentabilité imposés et du taux d'actualisation de 8% appliqué aux projets d'investissement, taux jugé particulièrement élevé en période de faible inflation.

C. STRATEGIE DE STOCKAGE : UNE LOGIQUE DE REDUCTION DES COÛTS DE TRANSACTION

Lorsqu'un opérateur gazier étudie l'intérêt de desservir une zone de consommation, il examine le rapport entre débouchés potentiels et coût d'approvisionnement prévisible compte tenu des caractéristiques géographiques et démographiques de la zone en question. Le temps de pénétration est relativement long : ce n'est qu'après plusieurs années que les objectifs commerciaux initiaux sont atteints, notamment en raison du problème de coût de transition entre énergies subi par les consommateurs.

Pour la gestion des fluctuations de l'appel au réseau, l'opérateur gazier joue sur les complémentarités entre canalisations et stockages. Dans la phase immature du marché, les conduites installées initialement, prévues pour alimenter une demande importante, sont surdimensionnées. Au fur et à mesure de l'augmentation de la demande, les conduites vont progressivement arriver à saturation. Le monopole doit alors développer des volumes de stockage afin de couvrir les variations de l'appel au réseau. C'est pourquoi, dans un premier temps, nous raisonnerons à installations de transport données. Dans un second temps, nous étudierons les arbitrages qui peuvent être menés entre canalisations et stockage afin de minimiser les coûts par anticipation lorsque l'approvisionnement d'une nouvelle zone est planifié.

Comme le monopole est importateur, nous introduirons ensuite les effets induits par les caractéristiques du marché international, c'est-à-dire la formation des prix et les capacités d'approvisionnement instantanées. Nous reprenons les hypothèses posées en début de chapitre. Ainsi, nous supposerons successivement que les cours sont constants, puis qu'ils sont une fonction décroissante des quantités achetées et enfin qu'ils sont plus faibles en été qu'en hiver. De même, nous raisonnerons à capacité d'importation d'abord illimitée, puis plafonnée.

1. Stratégie de stockage à installations de transport données

Les approvisionnements d'une zone de consommation s'expriment à la fois en volume annuel et en volume de pointe. Les pointes définissent la capacité instantanée dont doit disposer le distributeur pour répondre à la demande en temps réel, c'est-à-dire le

diamètre des canalisations et les volumes de stockage associés. Lorsque les canalisations sont posées, donc qu'il n'est plus possible d'en augmenter le diamètre, l'opérateur gazier recourt au stockage afin de faire face à l'accroissement de ses débouchés et de la variabilité de l'appel au réseau. Dans les paragraphes suivants, nous nous attachons à déterminer la quantité de gaz qui minimise le coût moyen de transport, et pas la quantité qui maximise le profit de l'opérateur. Cette démarche vise à définir la relation entre quantité à transporter et capacité à installer. Ainsi, en fonction des volumes qui lui permettent de maximiser son profit, le monopole peut déterminer les dimensions des infrastructures à mettre en place. Nous supposons que la demande de pointe maximale est proportionnelle à la demande annuelle.

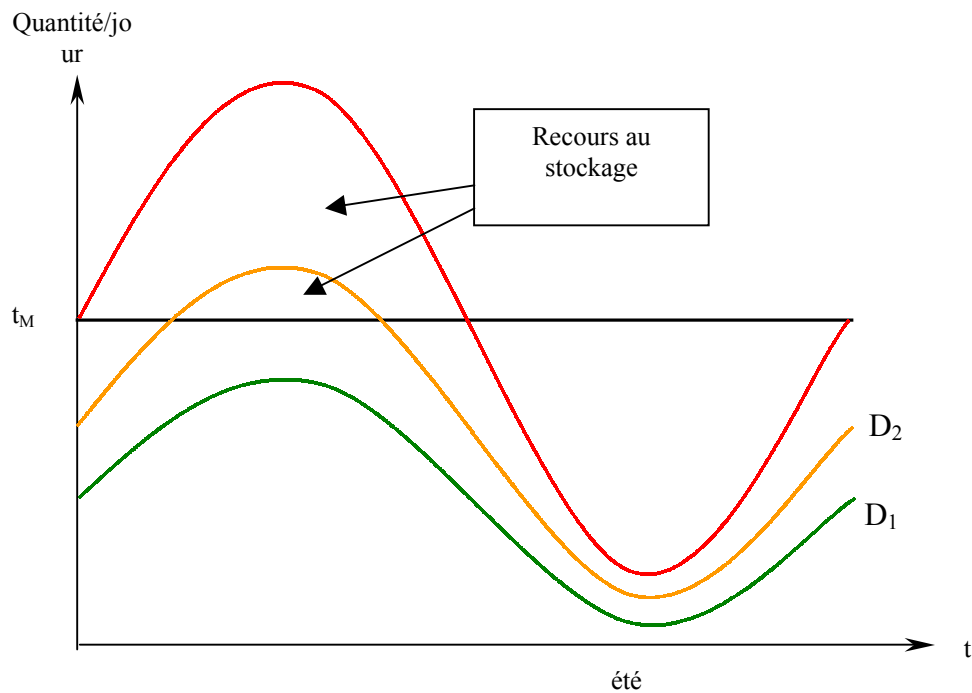
a) Relation entre stockage et capacité de transport

Supposons qu'un bassin de consommation est approvisionné par une conduite d'un diamètre donné, dont la capacité de transport quotidienne maximale est t_M . En l'absence de stockage, à niveau de sécurité donné¹, le transporteur ne peut répondre qu'à un niveau de demande tel que, en pointe, il ne dépasse pas t_M . Comme le montre le graphique suivant, on se situe dans une configuration du type D_1 . Il s'agit d'une demande caractéristique d'un marché immature, c'est-à-dire qui dispose d'une marge de croissance importante.

Si, pour le niveau de sécurité fixé par la compagnie, les demandes de pointe dépassent t_M , c'est-à-dire si l'on se situe dans une configuration du type D_2 , alors la canalisation est insuffisante pour couvrir les pointes. Deux solutions sont possibles : soit augmenter la capacité de transport en posant une deuxième canalisation, soit mettre en place un stockage à proximité de la zone de consommation. L'arbitrage entre ces deux possibilités dépend de leurs coûts respectifs. Ainsi, plus la distance à couvrir est importante, plus la solution stockage a de chances d'être préférée.

Lorsque la demande atteint D_3 , au niveau de risque spécifié, il y a saturation des installations de transport. En cas d'augmentation de la demande, le recours au stockage est inefficace, la pose d'une nouvelle conduite devient indispensable.

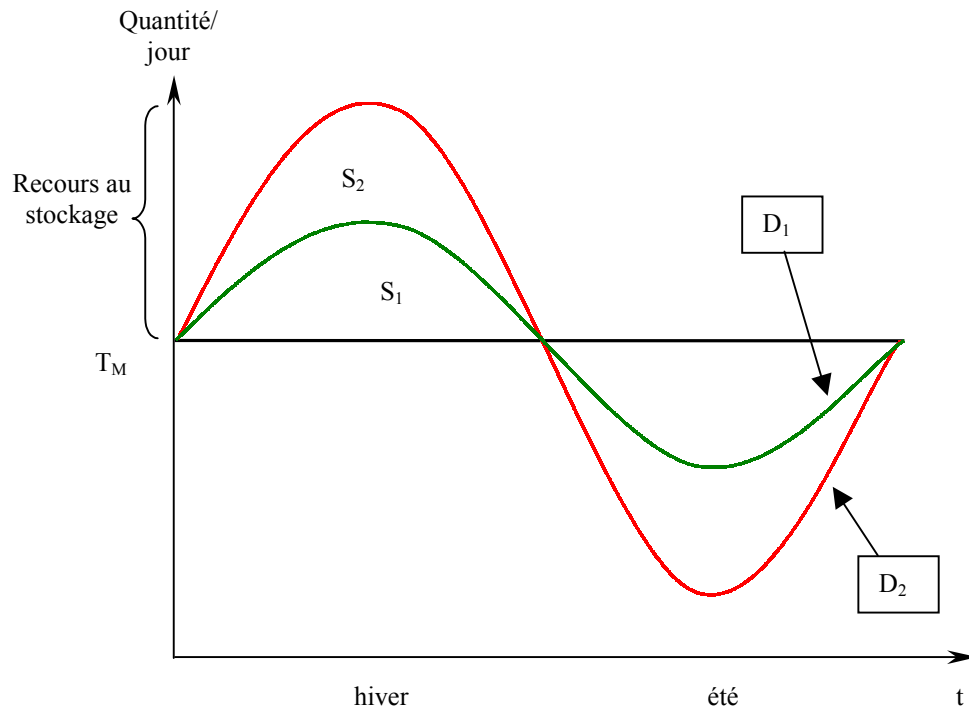
¹ Le distributeur ne peut pas couvrir toutes les configurations de demande compte tenu des investissements que cela demanderait. Il fixe donc un seuil de risque de défaillance qui correspond à la probabilité que l'appel au réseau dépasse les capacités installées.

Figure 3.9 *Augmentation de la demande permise par le stockage*

Plus la demande est variable, plus la canalisation sera vite saturée en pointe, donc plus le stockage est intéressant dans le but d'augmenter la capacité de transport. Par exemple, sur le graphique suivant (figure 3.10), si la demande journalière moyenne est égale à t_M , alors on constate que le recours au stockage est beaucoup plus important dans le cas de D_1 que dans celui de D_2 : soient S_1 et S_2 les quantités qu'il faut stocker respectivement pour faire face aux demandes D_1 et D_2 . On a $S_1 > S_2$ avec :

$$S_1 = \int_{D > t_M} (D_1 - t_M) dt \quad \text{et} \quad S_2 = \int_{D > t_M} (D_2 - t_M) dt.$$

C'est pourquoi il est plus intéressant pour une compagnie gazière de faire face à une demande industrielle, relativement stable, que de vendre du gaz aux particuliers dont l'usage est principalement tourné vers le chauffage, car les moyens de modulation à mettre en œuvre sont beaucoup moins lourds.

Figure 3.10 Relation entre stockage et variabilité de demande

b) Coût de stockage et coût de transport

Le coût de transport est proportionnel à la longueur des canalisations que nous noterons l . Si l'on suppose que l'appel au réseau est constant au cours de l'année, alors il est possible d'optimiser le taux de charge des canalisations sans recourir au stockage, ce qui revient à minimiser le coût moyen de transport. Soit Q la quantité annuelle transportée, T_F les coût fixes par kilomètre et A une constante. Le coût de transport est proportionnel à la distance parcourue :

$$T(Q) = l(T_F + A \cdot Q^2)$$

Donc, en l'absence de stockage, si on minimise le coût de transport moyen (T_M), on obtient la quantité optimale Q^* suivante :

$$\frac{dT_M}{dQ} = -\frac{l \cdot T_F}{Q^2} + l \cdot A = 0 \Leftrightarrow Q^* = \sqrt{\frac{T_F}{A}}$$

En revanche, si la demande est variable, alors la quantité annuelle que peut effectivement transporter la canalisation est inférieure à q^* . Pour maximiser le taux de charge des installations de transport, il faut recourir au stockage afin de reporter sur les

périodes de faible appel au réseau la différence entre les demandes de pointe et la capacité effective des tuyaux.

Le coût de stockage se décompose en une composante fixe S_F , proportionnelle à l'investissement initial, donc à la capacité de stockage installée, et en un coût variable S_V (coût financier de l'immobilisation du gaz, coût de traitement, etc.) proportionnel à la quantité stockée q_S . Le coût total de stockage est de la forme :

$$CS(q_S) = S_F + S_V \cdot q_S.$$

Nous avons supposé que les variations de l'appel au réseau sont proportionnelles au niveau de la demande annuelle, donc la quantité stockée l'est également. Soit s le coût de stockage par unité de gaz vendue. Nous pouvons donc exprimer le coût de stockage en fonction de la demande annuelle Q , à installations de transport données.

$$CS(Q) = S_F + s \cdot Q.$$

On en déduit donc que le coût total d'acheminement avec capacité de stockage est de la forme :

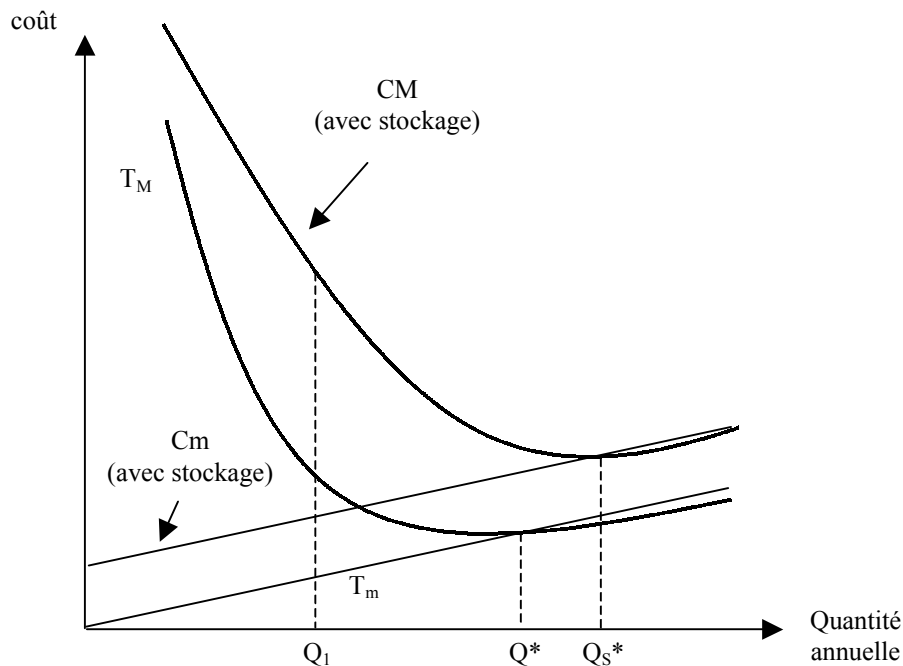
$$C(Q) = l \cdot T_F + S_F + l \cdot A \cdot Q^2 + s \cdot Q$$

Minimisons le coût moyen par rapport à Q :

$$\frac{dCM}{dQ} = -\frac{l \cdot T_F + S_F}{Q^2} + l \cdot A = 0 \quad \text{d'où} \quad \boxed{Q_S^* = \sqrt{\frac{l \cdot T_F + S_F}{l \cdot A}}}$$

En conséquence, $Q_S^* > Q^*$, où Q^* est la quantité qui minimise le coût de transport sans stockage. Ainsi, pour minimiser le coût moyen de transport avec stockage, il faut que la quantité acheminée soit augmentée, ce qui consiste à répartir les coûts fixes sur un volume plus important. Il ne s'agit pas d'une augmentation de la capacité de transport car les contraintes physiques au niveau des canalisations restent les mêmes (Q^* correspond à un appel au réseau constant) mais des effets de l'augmentation des coûts liés au stockage. Notons que Q_S^* est une quantité théorique, fonction de la distance parcourue. Donc, si celle-ci est trop courte, alors Q_S^* risque de dépasser la capacité de transport maximale des pipelines. Par contre, en limite, on a :

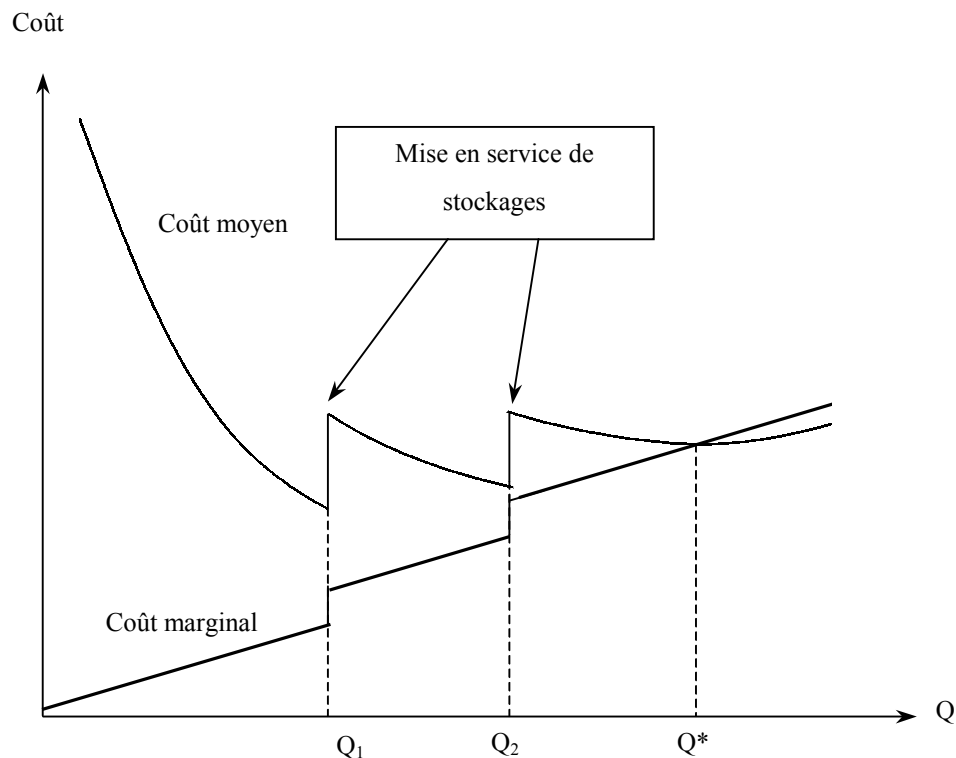
$$\lim_{l \rightarrow +\infty} Q_S^* = \lim_{l \rightarrow +\infty} \sqrt{\frac{l \cdot C + S}{l \cdot a}} = \sqrt{\frac{C}{a}} = Q^*.$$

Figure 3.11 Relation entre coûts de transport et stockage

Dans les faits, l'intérêt du stockage est d'augmenter la capacité de transport annuelle lorsque l'appel au réseau est variable, et donc de converger vers Q^* . En effet, comme le montre le graphique suivant, compte tenu de la variabilité de la demande, les canalisations sont vite saturées en pointe. Ainsi, en Q_1 , les pipelines sont saturés, il faut donc installer des stockages, ce qui se traduit par une progression brutale du coût moyen. Plus la distance à couvrir est importante, donc plus les points d'entrée du réseau sont éloignés des zones de consommation, moins l'effet du stockage sur le coût moyen est sensible. Remarquons que, comme les délais de développement des réservoirs sont très longs, les sites doivent être planifiés à long terme. Nous verrons plus loin que cette planification peut être réalisée lors de la connexion initiale de la zone de consommation.

Ainsi, lorsque les distances à couvrir sont courtes, la pose de nouvelles canalisations peut être préférée à l'installations de stockages. Il suffit pour cela de comparer les augmentations des coûts moyens engendrées par ces deux solutions. Le coût moyen de stockage par unité de gaz vendue est :

$$CS_M(Q) = \frac{S_F}{Q} + s.$$

Figure 3.12 Relation entre coûts de transport et capacité de stockage

Le coût de transport moyen lié à la nouvelle canalisation est une fonction des quantités qui dépassent la capacité de la conduite initiale, donc de la demande annuelle Q . Soient C' et a' les coefficients représentant les coûts fixes et les coûts variables, ils dépendent des caractéristiques techniques de la nouvelle installation :

$$CT'_M = \frac{l \cdot C'}{Q} + l \cdot a' \cdot Q.$$

On préférera poser une nouvelle conduite si CT'_M est inférieur à CS_M , donc si :

$$\frac{S_M}{Q} + s > \frac{l \cdot C'}{Q} + l \cdot a' \cdot Q.$$

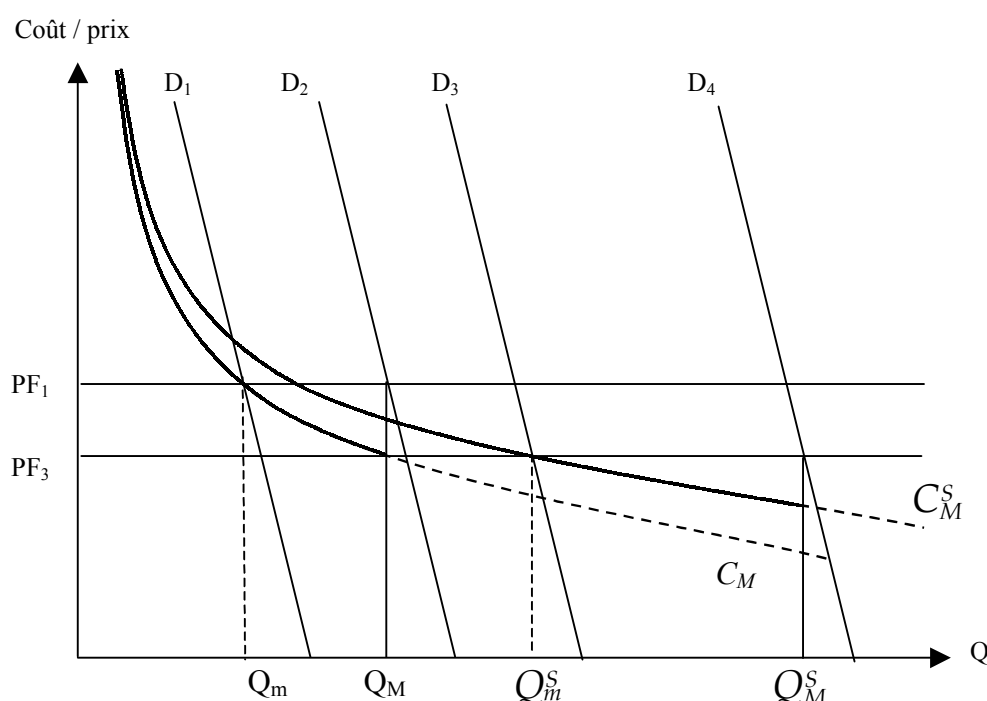
$$\boxed{\frac{S_F + sQ}{C' + a'Q^2} > l.}$$

Il apparaît donc clairement que l'intérêt de stocker dépend avant tout des distances à couvrir. Plus la quantité commercialisée est importante, plus la distance à partir de laquelle il est intéressant de stocker est faible.

c) *Stockage et concurrence inter-énergétique*

Comme nous l'avons vu, la concurrence avec le fioul provoque un plafonnement du prix du gaz. Donc, pour être rentable, la compagnie gazière doit abaisser ses coûts jusqu'à ce qu'ils soient inférieurs à ce plafond. Mais, le prix du substitut est susceptible de baisser. Dans ce cas, la compétitivité du monopole gazier peut être remise en cause, si ce prix est inférieur au coût moyen de transport minimal. A long terme, nous allons voir que, par l'investissement en stockage, le monopole peut redevenir compétitif.

Figure 3.13 *Effet d'une baisse du prix du substitut*



Initialement, la fonction de coût moyen du monopole est C_M . Le prix du substitut est PF_1 . Compte tenu de la variabilité de la demande, la quantité annuelle maximale commercialisable est de Q_M . Pour être compétitif, le monopole doit vendre des quantités de gaz comprises entre Q_m et Q_M , c'est-à-dire qu'il peut satisfaire les demandes dont les fonctions se situent entre D_1 et D_2 . Tant que les volumes vendus sont inférieurs à Q_m , l'opérateur gazier est déficitaire, il doit donc faire en sorte d'augmenter la demande¹.

¹ Voir le paragraphe B.4.c

Si le prix du substitut baisse pour atteindre PF_3 , qui correspond au coût moyen minimum du monopole en l'état initial des infrastructures, alors la compagnie gazière peut attendre que la demande s'ajuste naturellement par une baisse progressive du parc de chaudière : la frange concurrentielle du marché profite au fioul. Mais, l'opérateur gazier ne pourra plus être compétitif en cas de nouvelle baisse du prix du fioul. La deuxième solution qui s'offre à lui est d'augmenter la quantité commercialisable en améliorant le taux de charge des canalisations par la construction d'un stockage.

Cet investissement provoque un déplacement de la courbe de coût moyen de C_M à C_M^S . Pour être compétitif, le monopole doit alors commercialiser des quantités annuelles comprises entre Q_m^S et Q_M^S , donc provoquer un déplacement de la demande vers la zone comprise entre D_3 et D_4 . Ces changements s'opèrent à long terme. Le monopole doit donc anticiper sur la baisse de prix du substitut afin de pouvoir y faire face. Il a donc intérêt à tirer la demande vers le haut en exploitant au mieux les capacités de transport dont il dispose, notamment en jouant sur la complémentarité entre canalisations et stockage. Le stockage est donc un outils intéressant pour l'amélioration de la compétitivité du gaz à long terme, donc à la fois pour permettre et provoquer l'augmentation de la demande.

Remarquons que nous avons raisonné sur une structure de la demande invariable, c'est-à-dire que nous avons supposé que les proportions des consommations industrielles et pour besoin de chauffage restent inchangées lorsque la courbe de demande se déplace. Le monopole peut améliorer sa compétitivité en réduisant la variabilité de l'appel au réseau en jouant sur la structure de sa clientèle, c'est-à-dire en augmentant le poids des demandeurs industriels par rapport aux particuliers. La baisse de l'instabilité de l'appel au réseau permet en effet d'augmenter la quantité annuelle commercialisable maximale.

2. Arbitrage capacité de transport – stockage

Jusqu'à présent, nous avons raisonné à installations de transport données. Mais, la question du stockage se pose dès l'étude de rentabilité de la connexion d'un nouveau bassin de consommation. Nous allons donc dans un premier temps exposer la logique de développement d'un réseau pour nous pencher ensuite sur l'arbitrage réalisé entre diamètre des canalisations et stockage, en supposant qu'il est possible de mettre en place des sites de stockage sans contrainte géologique.

a) *Principe général de développement d'un réseau gazier*

(i) Logique d'extension du réseau

Comme nous l'avons vu, le coût du gaz pour le consommateur final dépend avant tout de l'éloignement des champs de production, de la densité de la zone de consommation à laquelle il appartient et de la variabilité de sa demande. Une compagnie gazière va donc équiper en priorité des zones denses, où les coûts de distribution sont faibles, et des usagers dont la demande est relativement constante et importante. Ainsi la pénétration du gaz passe-t-elle d'abord par les agglomérations et par les clients industriels, pour s'étendre progressivement vers des régions de moins en moins peuplées et des demandeurs de plus petite taille – résidentiels. L'opérateur équipe donc successivement les segments de marché en suivant une règle de rente gazière potentielle décroissante, où la rente correspond à la différence entre le prix du gaz, plafonné par celui du substitut, et son coût.

Cette règle posée, quand la compagnie gazière décide-t-elle de mettre un terme au développement du réseau ? Plusieurs solutions s'offrent à elles, le choix étant souvent soumis aux orientations de la politique énergétique gouvernementale. Tout en gardant à l'esprit que la rente n'est que potentielle au moment où sont prises les décisions d'investir - son calcul se fait sur la base d'une estimation des débouchés et des coûts d'approvisionnement –, nous distinguerons trois cas de figure :

- *annulation de la rente marginale* : cette solution garantit la maximisation du profit total. L'extension du réseau s'arrête lorsque le coût d'approvisionnement marginal est égal au prix plafond fixé soit par la loi, soit par le prix des énergies concurrentes.
- *Taux de rentabilité¹ imposé pour la zone marginale* : ce taux, peut être fixé par la réglementation ou par l'entreprise. Le développement du réseau est poursuivi jusqu'à ce que le profit marginal – anticipé – soit égal au taux défini.
- *Taux de rentabilité imposé sur l'ensemble du marché*. Le développement du réseau est poursuivi jusqu'à ce que le taux de rentabilité moyen soit atteint, ce qui n'est pas incompatible avec une discrimination tarifaire géographique. Cette solution peut donner lieu à des subventions croisées entre zones très et peu rentables.

¹ Le taux de rentabilité correspond au ratio bénéfice/investissement.

En France, l'Etat impose à GDF d'étendre son réseau selon la rentabilité de la zone marginale. Il n'y a donc pas de subventions croisées géographiques, mais des subventions entre consommateurs industriels, qui « sur-paient » leur gaz, et les particuliers qui, au contraire, « sous-paient » leur gaz.

(ii) Service public et subventions croisées :

Il y a subventions croisées lorsque le gaz est surfacturé sur certains segments de marché afin d'abaisser son prix sur d'autres segments. Les transferts peuvent s'effectuer géographiquement – les zones urbaines financent les zones rurales – ou d'une catégorie de clients à l'autre. Le critère de fixation du taux de profit moyen unitaire, qui suppose que les consommateurs les plus rentables financent ceux qui sont déficitaires, est généralement imposé par les pouvoirs publics. En effet, s'ils intègrent le réseau gazier à la politique d'aménagement du territoire, alors ils seront tentés de le développer au-delà de la dimension pour laquelle il est rentable en subventionnant les zones marginales. Ces subventions peuvent prendre deux formes :

- l'Etat comble les déficits à partir de ressources fiscales, ce qui se produit parfois lorsqu'une région tient à être raccordée alors qu'elle ne rentre pas dans les critères de développement ;
- les déficits sont couverts par des subventions croisées, généralement lorsque l'on estime, comme pour l'électricité, que bénéficier du raccordement est un droit.

La péréquation tarifaire est la version « extrême » du principe de subventions. En pratique, une compagnie comme Gaz de France applique une péréquation locale, à l'échelle des réseaux de distribution, et dispose de plusieurs niveaux de tarification fondés sur les différences de coûts selon les bassins de consommation. En France, subventions publiques et croisées cohabitent. En effet, les extensions du réseau vers des régions plus reculées, comme le Val de Durance, considérées comme non rentables selon les critères fixés par GDF et les pouvoirs publics, sont financées par les collectivités territoriales et l'Etat.

Les subventions croisées relèvent-elles du service public dans la mesure où le gaz naturel n'a pas d'usage captif ? La question est de savoir si l'on tarifie le gaz selon sa valeur, c'est-à-dire en respectant la règle de compétitivité par rapport aux substituts, ou

selon son coût, les usagers payant au prorata des frais qu'ils engendrent pour leur approvisionnement. Les subventions croisées peuvent permettre à un grand nombre de bénéficier d'une énergie compétitive, alors que la tarification au coût permet à quelques-uns de bénéficier d'une énergie très bon marché. La comparaison entre ces deux alternatives met nécessairement en jeu des facteurs idéologiques, à moins que les retombées économiques de la deuxième solution en termes d'emplois ou de compétitivité de l'industrie nationale soient avérées et significatives.

b) Critères d'arbitrage entre canalisations et stockage

Lorsque l'équipement d'une nouvelle zone de consommation est envisagé, l'opérateur doit procéder à une évaluation des débouchés qu'elle offrira à long terme, à la fois en volume annuel, en variations saisonnières et en pointe, afin de dimensionner correctement les infrastructures. Les coûts d'acheminement du gaz naturel sont élevés, la maîtrise des investissements est donc essentielle pour la compétitivité future du gaz par rapport aux substituts. Afin de minimiser les coûts, le monopole joue par anticipation sur la complémentarité entre canalisations et stockage. Cela ne signifie pas que l'ensemble des investissements seront réalisés simultanément : les conduites précèdent les réservoirs, ceux-ci étant développés progressivement afin d'absorber l'augmentation de la demande à long terme, comme nous l'avons vu précédemment. Lors de l'évaluation du diamètre des canalisations à poser, l'opérateur doit étudier les possibilités géologiques de stocker du gaz. Les coûts sont très variables selon la technique disponible.

Il est difficile d'établir une relation entre le diamètre des canalisations et le volume des stockages. Il pèse en effet de grandes incertitudes sur le succès futur du gaz, sur la structure de la demande et sur l'évolution du prix du substitut. En outre, chaque cas concret représente un cas particulier : le montant des investissements est conditionné par les caractéristiques géographiques et géologiques des territoires à équiper.

Il est important que la taille des conduites ne soit pas sous-estimée, car renforcer les canalisations peut s'avérer très onéreux. La capacité de transport quotidienne doit être comprise entre la demande de pointe maximale future et la demande quotidienne moyenne (minimum permettant de couvrir la demande annuelle). La détermination du diamètre optimal se fonde sur la comparaison des coûts respectifs liés à l'augmentation de la

capacité de transport instantanée et à la constitution de stocks à proximité du réseau de distribution.

Globalement, l'incitation à stocker croît avec la distance à couvrir et avec l'instabilité de la demande anticipée. En revanche, si le point d'entrée sur le réseau est peu éloigné, alors il est moins onéreux d'augmenter le diamètre des conduites plutôt que de développer un site de stockage – à condition que l'amont offre suffisamment de souplesse pour couvrir les variations de la demande.

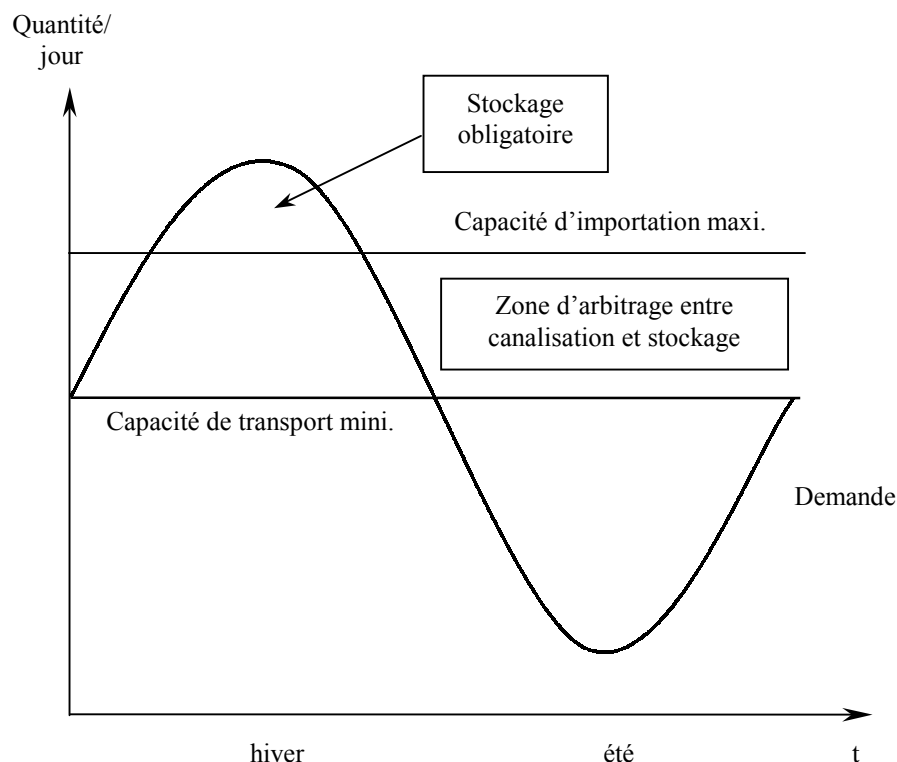
3. Intérêt du stockage dans le cadre des contrats de long terme avec les producteurs

Le monopole importe la totalité des quantités qu'il commercialise. Or, les contrats d'importation comportent plusieurs clauses dont certaines sont contraignantes pour l'importateur :

- les contrats sont de type *take or pay*, c'est-à-dire que le monopole paie pour la quantité commandée, qu'elle ait été livrée ou non. Généralement, cette contrainte porte sur 70 % à 80 % du contrat pour tenir compte des aléas de consommation ;
- le prix est décroissant en fonction des quantités annuelles importées et de la régularité des enlèvements. Le monopole a donc intérêt à lisser ses approvisionnements

a) Faire face au manque de souplesse des importations

Dans les paragraphes précédents, nous avons montré les liens entre l'incitation à stocker et la variabilité de la demande d'une part et la distance entre les points d'entrée sur le réseau et les zones de consommation. Or, les capacités de transport des réseaux internationaux sont limitées. Les volumes disponibles à un instant donné sont donc limités à la fois en raison de l'éloignement des champs de production et de la concomitance des variations saisonnières de la demande dans les différents pays importateurs. Ainsi, le marché international ne permet pas de couvrir les variations de l'appel au réseau et en particulier les pointes. Donc, un pays dépendant des importations est contraint à s'équiper de réservoirs s'il veut garantir la sécurité des approvisionnements.

Figure 3.14 *Obligation de stocker pour les pays importateurs*

L'arbitrage entre stockage et canalisations est donc contraint par la nature des livraisons provenant du marché international. Cet arbitrage n'est possible que sur la partie variable des importations : au delà de la capacité quotidienne d'importation maximale, le recours aux réservoirs est indispensable. En outre, les stockages donnent une sécurité par rapport aux aléas pouvant intervenir sur la scène internationale, comme une interruption des livraisons pour problème technique ou politique.

b) Exploitation des fluctuations des cours internationaux

Les producteurs souhaitent que leurs débouchés soient les plus réguliers possible au cours de l'année. Ils incitent donc généralement les importateurs à lisser leurs enlèvements en accordant des rabais en période de basse consommation. Le stockage est le seul moyen de profiter de ces différences de cours entre l'été et l'hiver en stockant lorsque les cours sont faibles et en soutirant lorsque les cours sont élevés. Le stockage est donc un moyen de faire baisser les coûts d'approvisionnement grâce à la variabilité des prix du gaz en amont. Ces gains peuvent être pris en compte lors de l'arbitrage entre canalisations et réservoirs.

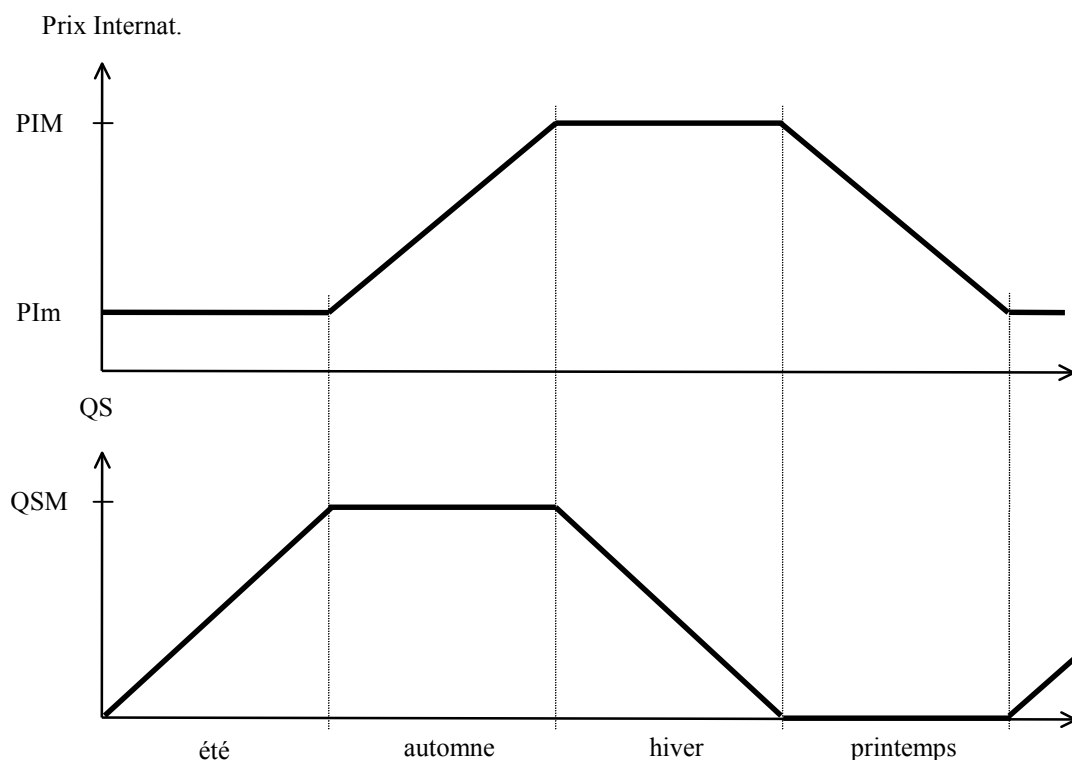
Par souci de simplicité, supposons que les cours internationaux¹ (PI) sont une fonction affine croissante de la demande internationale (DI). Comme exposé sur le graphique suivant, nous admettrons que DI est à son niveau minimum en été, qu'elle croît continûment en automne pour atteindre son niveau maximum en hiver et qu'elle décroît continûment au printemps. La quantité stockée (QS) est donc fonction de la demande internationale.

En résumé, selon nos hypothèses, on remplit le stockage lorsque les cours internationaux sont au plus bas donc quand $PI = P_{Im}$, c'est-à-dire en été et on le vide lorsqu'ils sont au plus haut, donc quand $PI = P_{IM}$, c'est-à-dire en hiver. Le calcul du coût de stockage peut tenir compte de ces gains. L'opérateur a alors intérêt à augmenter davantage le volume des réservoirs que dans le cas où les cours ne présentent pas de variation saisonnière.

En conséquence, en théorie, lorsqu'il définit les capacités des infrastructures à installer, le monopole doit en premier lieu anticiper sur la fonction de demande à long terme. Il calcule ensuite la quantité qui lui permet de maximiser son profit compte tenu des coûts associés en transport, en stockage et compte tenu de la structure des cours internationaux du gaz.

Une fois les infrastructures mises en place – la qualité des prévisions initiales s'avère déterminante pour la minimisation des coûts –, le monopole maximise son profit à court terme, notamment sous les contraintes de réglementation et de compétitivité vis-à-vis des énergies concurrentes. L'intérêt du stockage est qu'il peut être augmenté progressivement, contrairement aux canalisations dont les caractéristiques ne sont pas modifiable une fois qu'elles sont posées. Ainsi, grâce aux réservoirs, les compagnies gazières peuvent adapter leur capacité d'approvisionnement en fonction de l'évolution de la demande, jusqu'à saturation des conduites.

¹ Il n'existe pas à proprement parler de cours international du gaz en contexte monopolistique dans la mesure où les relations entre producteurs et distributeurs reposent sur des contrats de long terme dans lesquels sont précisés les tarifs.

Figure 3.15 *Prix international et quantité stockée, cas linéaire*

*

* *

Dans cette première partie, nous avons établi que le gaz est une énergie difficile à distribuer compte tenu du réseau nécessaire à son transport et de la variabilité de la demande. En outre, la chaîne gazière est l'enchaînement d'activités complémentaires dont la coordination est essentielle pour l'efficacité de l'ensemble de la filière. Ces éléments ajoutés au caractère stratégique des biens énergétiques et la volonté qu'ont souvent les Etats d'en contrôler les approvisionnements, expliquent la configuration actuelle du paysage gazier européen. Le gaz s'est d'abord développé dans les pays producteurs, et sa commercialisation a été confiée, dans la majorité des cas, à des monopoles afin de profiter d'importantes économies d'échelle et d'envergure d'une part, et de ne pas mettre en péril le développement de cette énergie. La concurrence pourrait en effet être dangereuse

compte tenu du risque pris par les investisseurs en raison de l'absence de marché captif pour le gaz.

La dérégulation des marchés gaziers européens doit donc permettre l'introduction de la compétition sur des marchés qui, outre les obstacles d'ordres techniques, sont gérés par des opérateurs monopolistiques intégrés verticalement, donc très puissants. Le stockage, maillon souvent considéré comme simple composante fonctionnelle du réseau, est un élément stratégique fondamental du monopole. Il lui permet en effet d'atteindre un haut niveau de fiabilité en palliant les rigidités de l'amont de la chaîne à un coût compatible avec la concurrence inter-énergétique, y compris lorsque le monopole est importateur.

Connaissant le contexte dans lequel la libéralisation doit intervenir, nous pouvons nous pencher sur les moyens d'introduire la compétition efficacement compte tenu des objectifs des pouvoirs publics, sur les options stratégiques qui vont s'offrir aux différents acteurs à la lumière de la nouvelle réglementation européenne. Nous apporterons un soin tout particulier à l'étude du rôle du stockage en milieu concurrentiel, et aux règles qui devront lui être appliquées afin que ne soit pas biaisée la compétition entre opérateurs.

**2^{EME} PARTIE LA LIBERALISATION DES RESEAUX
GAZIER : FONDLEMENTS
THEORIQUES ET REGLEMENTATION**

INTRODUCTION A LA DEUXIEME PARTIE

La première partie a été consacrée à l'étude de l'état initial du processus de libéralisation : le monopole gazier. Nous nous sommes attachés à décrire les marchés gaziers, leur fonctionnement et les aspects techniques de la distribution qui contraignent l'organisation de la commercialisation et expliquent la prééminence de structures de marché dites « non concurrentielles », comme c'est le cas sur la plupart des réseaux d'infrastructures. Mais la domination des thèses libérales, qui critiquent les monopoles pour leurs inefficacités de gestion et leur tendance à capter des rentes de situation, a conduit à une remise en cause de l'organisation traditionnelle des réseaux.

Ainsi l'introduction de la concurrence sur les marchés monopolistiques est-elle une tendance lourde de l'évolution des économies occidentales. La dérégulation des télécommunications, du transport aérien ou des marchés électriques ou gaziers sont en cours ou achevées. Mais les obstacles sont nombreux en raison des contraintes propres aux réseaux, comme les rendements croissants sur certaines activités ou encore la rareté des infrastructures.

Le principe de la dérégulation est de permettre à la collectivité de profiter à la fois des bénéfices liés au monopole naturel (économies d'échelle et d'envergure) et des bienfaits de la concurrence en termes d'incitations et d'efficacité. Nous étudierons donc les processus d'introduction de la compétition sur les réseaux, leurs fondements théoriques et les procédures à mettre en place pour que la concurrence ne soit pas biaisée, mais également les limites des modèles concurrentiels appliqués au gaz naturel (chapitre 4).

Les Etats membres de l'Union européenne, après de longues négociations, ont introduit la concurrence sur les marchés gaziers par l'adoption de la directive 98/30/CE le 22 juin 1998. Elle pose un certain nombre de règles, dont la principale est l'accès des tiers au réseau, qui doivent conduire à une introduction progressive de la compétition afin d'améliorer l'allocation des ressources gazières et une baisse des prix à l'échelle continentale (chapitre 5).

Le stockage est une composante fonctionnelle essentielle du réseau pour la couverture des variations de la demande. Les prescriptions de la directive quant à son statut en milieu concurrentiel sont vagues. Nous étudierons quelles sont ses fonctions et s'il représente une barrière à l'entrée pour les firmes souhaitant vendre du gaz sur les marchés dérégulés. Nous pourrons alors ouvrir le débat sur la réglementation qu'il conviendrait de

lui appliquer pour que la concurrence soit équitable et n'altère pas la qualité des approvisionnements (chapitre 6).

CHAPITRE 4. LA LOGIQUE DE LIBERALISATION DES RESEAUX GAZIERS

INTRODUCTION

Depuis quelques années, les pays industrialisés se sont engagés dans des politiques de stimulation de la concurrence et de remise en cause des monopoles. Les réseaux sont aujourd'hui au cœur des politiques de dérégulation. Mais leurs caractéristiques techniques en font des monopoles naturels. L'introduction de la concurrence suppose donc que les bénéfices liés à la compétition en termes d'incitation et d'efficacité compensent les pertes d'efficacité et la progression des coûts de transaction dus à une moins bonne coordination des différents maillons.

L'objet de ce chapitre est donc d'étudier la logique de dérégulation des réseaux et son application au cas du gaz naturel. Le point de départ se trouve dans la critique théorique des monopoles, dans l'arrivée à maturité des réseaux et dans le progrès technique qui permet une gestion efficace des flux malgré la multiplicité des acteurs. Les processus de libéralisation entendent ouvrir à la concurrence les maillons contestables, c'est-à-dire où il existe peu de barrières à la mobilité des firmes. Pour concrétiser leur offre, les concurrents doivent pouvoir utiliser le réseau existant moyennant une tarification non discriminatoire. Cette concurrence est difficile à mettre en œuvre en raison des asymétries d'information entre l'opérateur du réseau, généralement l'ancien monopole, l'Etat et les entrants.

Nous verrons enfin comment le marché gazier a été libéralisé aux Etats-Unis, où la concurrence est la plus développée, et les enseignements à en tirer pour le cas européen. Il apparaît que la solution de l'accès des tiers au réseau est très imparfaite. Les asymétries d'information sont coûteuses en réglementation, et le morcellement de la chaîne gazière entraîne des coûts de transaction. En outre, il faut répondre à la question du service public, de sa prise en charge, de son financement et de l'avenir des consommateurs qui bénéficiaient de subventions croisées.

A. LA LOGIQUE DE DEREGLEMENTATION DES RESEAUX

Depuis les années 70, un nombre croissant de pays industrialisés se sont engagés dans des politiques de stimulation de la concurrence sur la plupart des marchés, y compris ceux détenus par des monopoles publics. L'objectif est de mettre fin aux inefficacités des

monopoles : amélioration de la productivité, accélération du progrès technique et baisse des prix pour le consommateur. Ces politiques de déréglementation trouvent principalement leur origine dans l'avènement des théories libérales qui reposent sur la théorie de la concurrence parfaite et de l'équilibre Pareto efficace qu'elle définit.

Les nouveaux choix réglementaires tendent donc à rapprocher le fonctionnement des marchés, initialement gérés par des monopoles, des conditions de concurrence. La remise en question du fonctionnement des réseaux gaziers est conforme à cette logique. Voyons donc quels en sont les fondements.

1. Les critiques à l'égard des monopoles publics

Les critiques des monopoles publics trouvent généralement leur inspiration dans les théories néoclassiques, théories qui tendent à démontrer la supériorité du marché sur toute forme d'organisation alternative. Les théories de la déréglementation et l'action de la Communauté européenne s'inscrivent dans ce cadre. Mais il existe des arguments allant contre les conclusions inspirées de la théorie de l'équilibre général.

a) La critique néoclassique des monopoles publics

Les arguments traditionnels de la théorie néoclassique du monopole, fondée sur la maximisation du profit à court terme, sont généralement la source d'inspiration initiale des politiques de déréglementation, en particulier dans le cas de la Communauté européenne. C'est de la comparaison théorique entre les marchés monopolistiques et la concurrence parfaite que naissent les critiques quant à la qualité de l'équilibre économique initial et quant à l'efficacité des entreprises en place. Les deux principaux reproches sont les suivants : le monopole, par sa tarification, réduit le surplus collectif, et, en raison de l'absence de concurrence, est peu incité à améliorer sa compétitivité.

Revenons brièvement sur la théorie du monopole telle qu'elle est présentée par la théorie microéconomique traditionnelle, théorie vue plus en détails au chapitre 3. Contrairement aux marchés concurrentiels, la firme en place n'est pas « preneur de prix ». Elle fait face à une fonction de demande connue et va ainsi maximiser ses gains en fixant son prix afin d'égaliser recette marginale et coût marginal. Le prix issu de cet équilibre est supérieur au coût marginal :

$$P = Cm(q) - q \cdot \frac{dP}{dq}, \text{ où } \frac{dP}{dq} < 0.$$

La critique des monopoles repose sur la comparaison avec l'équilibre concurrentiel. La théorie de la concurrence parfaite définit un optimum à partir des hypothèses suivantes [Guerrien (1999)] :

- le prix de chaque bien est connu de tous les agents économiques, ce qui sous-entend que nous nous situons en information parfaite ;
- les agents sont « preneurs de prix », ils pensent que leurs actions individuelles sont sans effet sur le niveau des prix ;
- il existe un agent purement bénévole, le commissaire priseur, qui met en relation offreurs et demandeurs, les échanges directs entre agents étant interdits.

Il est également important de préciser que les choix des agents reposent sur des fonctions d'utilité qui prennent en compte les biens actuels et futurs. Ils dépendent donc de leurs anticipations pour « la durée de vie de l'économie » : les choix contiennent un arbitrage entre consommations actuelles et futures. L'équilibre n'est donc accessible qu'en avenir certain. Sous ces hypothèses, le but des agents est de maximiser leur utilité. Les consommateurs optimisent leur consommation au regard de leur structure de préférences et selon les règles de non saturation et de monotonie des préférences. Les producteurs, de leur côté, cherchent à maximiser leur profit sachant qu'ils sont preneurs de prix.

Sans rentrer dans les détails des démonstrations, sous ces hypothèses, les entreprises ne sont pas en mesure de capter des profits, appelés dès lors sur-profits, et sont contraintes de pratiquer une tarification au coût marginal. Cette tarification garantit la maximisation du surplus collectif et aboutit à un équilibre optimal selon le critère de Pareto. C'est-à-dire, en résumé, qu'il n'est possible d'améliorer la situation de chacun qu'en portant atteinte à celle d'un autre agent. Ainsi, selon ce critère, les équilibres de concurrence parfaite constituent des « *affectations de ressources souhaitables, une norme vers laquelle il faut tendre* » [Guerrien (1999, p. 73)].

Cependant, il est important de noter que l'équilibre ainsi obtenu n'est Pareto efficace que si les hypothèses sur lesquelles il repose sont vraies. Ainsi, il est fréquent que des externalités le perturbent, ce qui restreint considérablement, à notre sens, la portée des

conclusions du modèle de concurrence parfaite. Le rôle de l'Etat est alors de mettre en œuvre des politiques visant à pallier ces sources d'inefficacité.

Une fois affirmé le caractère référentiel de la tarification au coût marginal, les différentes structures de marché peuvent être évaluées. La comparaison entre monopole et concurrence met en évidence un prix plus élevé pour le premier, ce qui se traduit par une baisse du surplus collectif. Cette baisse est analysée comme la captation d'une rente par l'entreprise en place, c'est-à-dire l'appropriation d'une partie du surplus par celle-ci, et comme une perte pour l'ensemble des parties en raison du niveau trop élevé du prix.

Cette critique des monopoles s'appuie donc sur une tendance que ceux-ci auraient à surfacturer leurs services, surfacturation rendue possible par l'absence de concurrence. Ces excès tarifaires sont-ils mis en évidence en pratique ? Il est relativement difficile de répondre à cette question dans la mesure où la définition même d'un prix est un exercice délicat : dans des activités soumises à d'importants investissements en infrastructures, où court et long terme sont étroitement liés, les choix quant aux taux d'actualisation ou au temps d'amortissement sont en partie arbitraires. Face à cette difficulté de définition du juste prix, il est tentant de recourir au marché : celui-ci doit intrinsèquement conduire à ce juste prix, au delà des choix partisans. En outre, on peut opposer à la captation d'une rente par l'opérateur gazier l'argument de la concurrence inter-énergétique. Toutefois, comme le montre Klemperer (1995), l'existence de coûts de transition pour le consommateur, comme c'est le cas du marché monopolistique du gaz où le changement de combustible passe par le renouvellement des chaudières, permet aux firmes de pratiquer des prix supérieurs à celui de concurrence, donc de capter des sur-profits, ce qui tend à justifier l'introduction d'une concurrence gaz-gaz.

b) Les inefficacités de gestion liées au manque d'incitations

A la comparaison avec les marchés de concurrence parfaite, critique statique des monopoles, vient s'ajouter une analyse plus dynamique fondée sur la notion d'incitation. Selon la théorie des incitations, la concurrence constitue un aiguillon pour les entreprises, elle les pousse à améliorer leurs performances afin de rester compétitives. L'absence de pressions concurrentielles tend donc à engendrer des inefficacités [Chevalier (1995)]. Or les monopoles publics évoluent dans un environnement stable où leur pérennité est

assurée. Cet excès de stabilité est présenté comme la cause d'un manque de dynamisme managérial : cette trop grande sécurité décourage l'innovation technologique et la recherche de l'efficacité économique. Il en résulte des coûts excessifs, des surinvestissements et d'une atonie de la recherche-développement. Comme le résume Percebois (1999b), les monopoles « *sont menacés par les pratiques bureaucratiques, sont moins efficaces que les entreprises soumises à la menace de concurrents, pratiquent le sur-effectif et le sur-investissement* ».

Cette critique est corroborée par la théorie des droits de propriété, dont l'objet est de démontrer la supériorité des systèmes de propriété privée sur ceux de propriété publique ou collective. Les droits de propriété, par leur structure, doivent permettre à la fois d'organiser des systèmes d'incitations et de contrôle efficaces afin de pousser à la création, à la conservation et à la valorisation des actifs [Coriat et Weinstein (1995, p.81)].

L'inefficacité de la firme publique est alors expliquée, en premier lieu, par l'impossibilité de revendre les droits de propriété, ce qui annule toute incitation liée à la valorisation du capital. En second lieu, le gestionnaire de l'entreprise publique est privé du rendement résiduel auquel la propriété du capital donne accès. Or il s'agit là d'une composante essentielle du système d'incitations propre à l'entreprise privée. Dans les cas où, pour les entreprises privées, le gestionnaire n'est pas propriétaire, la possibilité pour les actionnaires de vendre leurs parts est considérée comme un moyen efficace de faire pression sur le gérant. Ce moyen fait défaut à la firme publique, ce qui explique notamment la dérive bureaucratique de son organisation. En outre, pour Schmidt (1996), les différences d'efficacité entre les entreprises publiques et privées s'expliquent par la propension qu'ont les pouvoirs publics à tolérer les sur-coûts dans les firmes publiques. Le manager est alors insuffisamment incité à réduire les coûts de production. La privatisation est de nature à resserrer la contrainte budgétaire du patron en crédibilisant la menace de revente ou de démantèlement de la firme.

Cette hypertrophie de la bureaucratie est caractéristique des grandes firmes, dont font partie les monopoles publics. La concomitance de la dimension de la firme et de la protection du marché entraîne un développement excessif de l'organisationnel par rapport à l'opérationnel. Il en résulte une inefficacité organisationnelle génératrice de coûts. C'est une critique souvent évoquée à l'égard des monopoles publics français chez qui l'on pointe du doigt des réflexes administratifs, c'est-à-dire une relative lenteur dans la prise de décision, une démarche commerciale insuffisante.

La solution de la libéralisation accompagnée d'une dé-intégration du monopole permet de réduire la taille des entreprises en place, donc les coûts. La concurrence est également un stimulant en termes de recherche de nouveaux produits, de nouveaux débouchés qui se traduit par le passage d'une logique d'offre à une logique de demande, c'est-à-dire à une réponse plus fine aux besoins du marché.

c) La capture du régulateur par le monopole

La capture du régulateur par le monopole provient avant tout d'une asymétrie d'information sur la structure des coûts entre la firme en place et l'Etat. En effet, la réglementation des monopoles gaziers repose sur le contrôle de la rente de monopole en accordant une marge prédéfinie à l'opérateur compte tenu de ses coûts. Ce dernier peut donc être incité à les surévaluer afin d'augmenter son surplus. En outre, le monopole va exercer un lobbying auprès des autorités afin de défendre au mieux ses intérêts. L'Etat peut alors se laisser abuser, ou tout simplement être de collusion avec l'opérateur.

Car le risque de collusion entre opérateur et régulateur est bien réel. Il est d'autant plus important que leurs intérêts convergent. Or, si la séduction de l'électeur est souvent avancée comme principal objectif des gouvernements, n'oublions pas que l'Etat est actionnaire des entreprises publiques. Il est donc directement intéressé à leurs profits. Ainsi, collusion avec le régulateur nous semble plus juste que capture, du moins en France, même s'il est vrai que les monopoles peuvent développer des logiques internes de développement davantage tournées vers des intérêts propres que vers l'intérêt général.

Ces éléments expliquent les sur-investissements de certains monopoles, ou leur obstination à poursuivre des politiques de développement des infrastructures déconnectées des réalités. C'est le cas notamment des plans de développement de la production d'électricité nucléaire par EDF au début de années quatre-vingts qui surévaluaient considérablement la progression des besoins. De même, on peut se poser la question de la justification des critères de rentabilité adoptés pour l'extension du réseau gazier en France. Rappelons que le ratio bénéfice actualisé sur investissement doit être de 0,3 sur vingt-cinq ans, au taux d'actualisation assez élevé de 8%. Pourquoi un tel niveau ? Ne pouvait-il pas être inférieur compte tenu de l'intérêt général ? GDF joue-t-il le jeu sachant qu'en réalité le ration B/I observé est de 0,8 ?

d) La disparition du caractère naturel du monopole

Cette critique des structures monopolistiques trouve son origine dans les limites des monopoles naturels. En effet, les monopoles naturels peuvent disparaître en raison de contraintes ou de progrès techniques qui font que plusieurs entreprises mises en concurrence peuvent être aussi efficace qu'une seule. Ainsi, l'informatisation croissante de la gestion des réseaux, qui facilite l'ajustement en temps réel de l'offre à la demande en améliorant la répartition des flux sur les infrastructures, rend possible la cohabitation de plusieurs opérateurs sur un même réseau. C'est le cas pour le téléphone avec le développement du numérique, mais également pour le gaz naturel avec l'automatisation des centres de « *dispatching* » qui gèrent l'équilibrage des installations.

L'arrivée à maturité des réseaux, que l'on pourrait définir comme la saturation en équipements compte tenu des besoins du marché, constitue la seconde limite des monopoles naturels. Ainsi, sur les réseaux gaziers, lorsque les installations fonctionnent à taux de charge maximal, toute augmentation de la demande doit conduire à une augmentation des capacités d'approvisionnement. Si l'augmentation des capacités de stockage ne suffit pas à éliminer le goulet d'étranglement apparu au niveau du transport, alors il devient nécessaire de poser de nouvelles conduites. Il devient possible d'introduire la concurrence sur ce maillon en confiant la gestion des installations parallèles à des opérateurs différents. La concurrence sera effective tant que ces canalisations ne seront pas saturées, au quel cas on retombe dans une logique monopolistique car le transport redevient le « côté court du marché », c'est-à-dire celui qui le contraint en termes de quantités.

2. Quelle concurrence et dans quel but ?

Ainsi aujourd'hui, l'idée d'un recours aux forces concurrentielles pour stimuler les monopoles fait l'objet d'un relatif consensus. Mais, n'oublions pas que les réseaux sont des entités complexes où interagissent des activités spécifiques complémentaires. Introduire la compétition ne va donc pas de soi. La nature de la concurrence, c'est-à-dire quelles activités déréglementer et comment, doit être précisée, tout comme les objectifs de la libéralisation. Quels progrès peut-on en attendre, les améliorations ne vont-elles concerner que les prix, toucheront-elles la qualité des services, quelles nouvelles normes faut-il fixer pour garantir l'efficacité de la nouvelle organisation ?

a) Les objectifs de la libéralisation

L'introduction de la concurrence sur les marchés monopolistiques a pour objectif de résoudre les inconvénients des monopoles en termes de surfacturation des services, de manque de dynamisme stratégique et d'hypertrophie bureaucratique. Mais, selon la nature des biens vendus, l'introduction de la compétition est plus ou moins aisée. Dans le cas des réseaux, il existe de nombreux obstacles à cette introduction, obstacles qui sont d'ailleurs en grande partie à l'origine des structures monopolistiques initiales. La libéralisation des activités de réseaux va donc poursuivre des objectifs spécifiques afin de permettre au consommateur de bénéficier des vertus de la concurrence sans pâtir des inconvénients liés à un morcellement de l'activité entre plusieurs opérateurs.

Curien (1992) définit les réseaux comme un ensemble d'équipements complémentaires interconnectés qui coopèrent entre eux afin de transporter des flux de matière, d'énergie ou d'informations, donc de mettre en rapport des fournisseurs et des consommateurs de certains biens et services. L'approche économique des réseaux s'appuie sur une représentation schématique qui fait abstraction des caractéristiques techniques pour ne retenir que les principes généraux de fonctionnement des infrastructures. Cette représentation comprend trois types d'entités qui ne sont pas indépendantes mais interagissent :

- les infrastructures, qui possèdent généralement les caractéristiques des monopoles naturels ;
- les services intermédiaires de contrôle commande, qui organisent la coordination des différentes composantes ;
- les services finals d'utilisation, en prise directe avec le marché.

Les projets de libéralisation proposent généralement, au moins dans un premier temps, de maintenir un monopole sur les infrastructures, afin bénéficier des rendements croissants, et d'ouvrir à la concurrence les maillons à valeur ajoutée, c'est-à-dire la production et les services finals. Il faut, pour cela, mettre en place une nouvelle réglementation dont l'enjeu est d'éviter que, par la possession d'une ressource rare

indispensable à tous les opérateurs, le gestionnaire de réseau ne bloque ou ne biaise la concurrence sur les autres maillons de la chaîne technique.

L'introduction de la concurrence sur un réseau est donc un processus complexe. Elle demande d'identifier les différents maillons et de s'assurer de leur compatibilité avec un régime concurrentiel, puis de définir quel type de compétition instaurer. La nouvelle organisation doit engendrer à la fois amélioration de la qualité des services et baisse des tarifs sans fragiliser la mise en œuvre technique du réseau. En d'autres termes, la concurrence ne doit affecter ni la coordination, ni la gestion à long terme des installations.

L'objectif affiché par les autorités de réglementation est clairement de résoudre les problèmes d'inefficacité des monopoles, au centre desquelles la captation de rentes. La France, après avoir longtemps freiné la libéralisation des marchés du gaz en Europe, a aujourd'hui accepté le principe de l'introduction de la concurrence. Ainsi la Direction de la Prévision s'est-elle rangée aux conclusions de la Communauté européenne. Dans un document de décembre 1999, Cournède affirme – de manière péremptoire ? – que l'ouverture à la concurrence permettra au marché français d'accéder à un dynamisme nouveau grâce à la résorption des inefficacités liées à l'exercice du pouvoir de monopole de GDF, et à une meilleure intégration des progrès techniques. La concurrence est également censée bénéficier aux approvisionnements, en permettant de profiter davantage de la multiplication des offreurs sur la scène internationale, et des opportunités offertes par la financierisation croissante des contrats d'approvisionnement. Enfin, la baisse des prix est présentée comme quasiment automatique, du moins pour les industriels, cette offre moins coûteuse devant contribuer à l'amélioration de la compétitivité nationale, et donc de l'emploi. La seule condition est que la France se lance dans une démarche « ambitieuse » d'ouverture à la concurrence.

b) Quelles activités ouvrir à la concurrence ?

Traditionnellement, les réseaux sont décrits comme possédant des caractéristiques de monopoles naturels. Mais, comme nous l'avons vu, cela est essentiellement vrai pour les infrastructures en raison des investissements qu'elles exigent, des savoir-faire qu'elles demandent, de la rareté de certaines ressources, comme le sous-sol en zone urbaine, et

surtout parce qu'elles sont soumises à des rendements croissants *ex ante*¹. Mais de nombreuses activités qui les utilisent n'ont pas ces caractéristiques et sont potentiellement concurrentielles [Laffont et Tirole (1994)]. La libéralisation repose donc sur la dissociation entre activités physiques – transport et distribution – et activités commerciales [Nyouki et Percebois (1998)].

Le Traité de Rome reconnaissait aux réseaux un statut de biens économiques impurs en raison des rendements croissants et des externalités, positives ou négatives, qui leurs sont propres. L'introduction de la concurrence est basée sur la séparabilité des infrastructures et des services. Elle vise à redéfinir les frontières du monopole pour le limiter aux infrastructures et ouvrir les services à la concurrence, segments considérés comme potentiellement contestables [Benzoni et Rogy (1993)]. La libéralisation des activités à valeur ajoutée et le maintien du monopole sur les segments fonctionnels doit permettre de crédibiliser la menace d'entrée. La question se pose alors de l'organisation d'un accès équitable aux infrastructures d'une part, et du statut de l'ancien monopole d'autre part. Ce dernier doit-il être morcelé, privatisé ? Comment calculer un tarif d'accès optimal, c'est-à-dire qui permette à la fois de couvrir les coûts et d'assurer le développement à long terme des installations ?

c) Concurrence effective ou potentielle ?

La libéralisation est censée dynamiser les entreprises en les contraignant à adopter un comportement concurrentiel par des mécanismes d'incitations propres à la compétition. L'objectif de la dérégulation est de converger vers un équilibre concurrentiel sur les activités échappant au monopole naturel, mais pas nécessairement de conduire à l'entrée effective de nouvelles entreprises. D'où l'importance de la notion de concurrence potentielle dans la déréglementation : la menace d'entrée pousse les monopoles en place à adopter un comportement concurrentiel, notamment en matière de tarification, afin de préserver leur position dominante. C'est là la thèse soutenue par la théorie de marchés contestable de Baumol, Panzar et Willig (1982).

¹ Les rendements croissants s'entendent *ex ante* dans la mesure où, une fois que les infrastructures sont posées, ceux-ci n'ont plus aucun sens : pour le transport du gaz, la capacité croît plus vite que la section des tuyaux. Ainsi a-t-on intérêt à grouper les quantités à acheminer, donc à poser une grosse conduite plutôt que plusieurs petites. Mais une fois l'investissement réalisé, la notion de croissance des rendements s'éteint, seules les caractéristiques des installations subsistent. Pour plus de détails, voir chapitre 2.

(i) Définition des marchés contestables

Les politiques de déréglementation des monopoles naturels sont, pour beaucoup, inspirées de la théorie des marchés contestables. Cette théorie fonde l'obtention d'un optimum, non pas de premier rang – c'est-à-dire une tarification au coût marginal qui se traduirait par des pertes compte tenu de la structure de coûts des monopoles naturels – mais basé sur une tarification au coût moyen qui annule tout sur-profit en faisant peser sur le marché une menace d'entrée. Les auteurs ont dépassé le modèle de concurrence pure et parfaite en démontrant que l'intensité de la rivalité concurrentielle n'est pas fondamentalement liée au nombre de participants [Glais (1992, p.264)]. Pour que la menace d'entrée soit crédible, les auteurs ont posé les hypothèses suivantes :

- l'entrée doit être libre et sans limites ;
- la sortie est libre et sans coût, il ne doit donc pas exister de coût irrécupérable élevé ;
- le marché doit être inerte, c'est-à-dire que l'adaptation stratégique des entreprises en place doit être plus longue que le temps d'installation des entrants. Les stratégies de prix de la firme en place sont donc supposées non agressives vis-à-vis des entrants potentiels.

En outre, la théorie des marchés contestables pose l'identité des fonctions de coût des entreprises. Dans ces conditions, c'est-à-dire de faiblesse des barrières à l'entrée, la contestabilité se traduit par une tarification à un prix de concurrence de la part de l'entreprise en place. Cette théorie mise sur le fait que l'opérateur, face à la menace d'entrée, adopte une stratégie de prix-limite. Cela suppose qu'il prenne la menace au sérieux, donc que les entrants soient d'une puissance comparable à celle du monopole initial [LeBlanc (1992)].

Or, sur les réseaux d'infrastructure, certains maillons sont très capitalistiques. Ils échappent donc à la contestabilité. Seules les activités comme les services finals aux utilisateurs, pour lesquelles les investissements sont limités, sont concernés. Cependant, les maillons commerciaux des chaînes de distribution sont soumis à des coûts d'information, à la fois pour la connaissance du marché que pour la notoriété de l'offreur vis-à-vis des consommateurs. Ces dépenses en communications ne sont pas recouvrables.

La contestabilité est donc un concept difficilement applicable aux réseaux, y compris lorsque les entrants potentiels ont une grande expérience dans leur domaine de compétence, comme cela peut être le cas pour les compagnies opérant dans les pays limitrophes. Elle a cependant le mérite de poser un cadre formel à la notion de concurrence potentielle. Mais, comme l'ont reconnu Baumol et Willig (1986), il s'agit essentiellement d'une construction théorique.

(ii) Quelle application pour les réseaux ?

Les politiques de libéralisation des activités de réseau et en particulier des marchés gaziers s'inspirent de la théorie des marchés contestables puisque qu'elles touchent en premier lieu les services, c'est-à-dire les activités où les barrières à la mobilité, comme les coûts irrécupérables, sont les plus basses. Les infrastructures échappent, au moins dans un premier temps, à la concurrence. Par exemple, sur les marchés du gaz en Europe, les premières étapes de la dérégulation concernent la vente de gaz aux industriels, c'est-à-dire le segment de marché où les contraintes techniques sont les plus faibles. La stabilité de la demande industrielle permet d'échapper aux difficultés techniques de la gestion des demandes de pointe. Cette dérégulation est permise par l'accès des tiers défini sur les infrastructures.

Le monopole sera donc attaqué sur ses activités les plus rentables, celles où les coûts irrécupérables sont les plus réduits. L'ouverture à la concurrence du segment industriel et la définition d'un accès au réseau suffiront-ils à rendre une partie du marché gazier contestable ? Probablement pas tant les hypothèses théoriques sont restrictives. Mais ils devraient permettre l'entrée effective de concurrents disposant de gaz à faible coût comme les producteurs ou les compagnies étrangères. En outre, il est probable que le monopole ne prenne véritablement conscience de la menace dont il fait l'objet qu'à partir du moment où il sera mis effectivement en concurrence.

De plus, la question de la contestabilité de certains maillons indépendamment des autres reste posée : entrer sur un marché peut entraîner d'importants coûts irrécupérables, comme les coûts d'information. Sur le segment des particuliers, il faut d'une part être reconnu comme offreur, et d'autre part lutter à la fois contre l'a priori positif éventuel dont bénéficie l'ancien monopole et contre les habitudes des consommateurs. Notons toutefois qu'il est moins coûteux d'entrer sur le segment des entreprises car celles-ci sont réputées

avoir une meilleure maîtrise de leurs coûts et ont une consommation individuelle beaucoup plus importante.

(iii) La concurrence potentielle suffit-elle à discipliner les monopoles ?

Shepherd (1988) présente la notion de marché contestable comme purement théorique. La concurrence potentielle est, selon lui, souvent surévaluée : elle n'a qu'un rôle périphérique. C'est la nature des barrières à l'entrée qui est le véritable déterminant des comportements concurrentiels des firmes. Les conditions d'entrée dominent les conditions internes de la compétition.

Or, même si la concurrence est introduite sur les activités où les coûts irrécupérables sont les plus réduits, il reste un nombre important de barrières à l'entrée sur les réseaux et sur les marchés du gaz en particulier. La première de ces barrières est la puissance du monopole perçue par les concurrents potentiels : pour qu'ils cherchent à faire leur entrée, ceux-ci doivent croire en leurs chances de succès, ce qui dépend de leurs anticipations sur la capacité de réaction de l'opérateur historique face aux agressions – capacité à baisser ses tarifs, à améliorer la qualité de son offre, à trouver des gains de productivité.

Deuxième barrière : les offres concurrentes doivent être crédibles en termes de qualité vis-à-vis des consommateurs, notamment sur des marchés où l'attachement du public à l'opérateur traditionnel est fort. Cela passe par la construction d'une notoriété, démarche qui génère des coûts de communication et qui peut même se traduire par des investissements en infrastructures afin de rassurer le consommateur sur la capacité de l'entreprise à faire face aux imprévus. Enfin, les entrants doivent rattraper leur retard dans la connaissance du marché – habitudes de consommation, caractéristiques des consommateurs, des coûts de distribution, etc. Le handicap est alors d'autant plus grand que l'expérience du concurrent potentiel sur les activités de l'aval de la chaîne gazière est faible.

Ces barrières, dont la liste n'est pas exhaustive, sont suffisamment nombreuses pour convaincre le monopole de sa capacité à préserver sa position dominante. Or, comme l'a montré LeBlanc (1992), si le monopole présume qu'il est plus puissant que les entrants potentiels, alors il estime que le risque d'entrée est suffisamment bas pour qu'il ne modifie pas sa stratégie. Il réagit alors après l'entrée effective de concurrents, par une stratégie de prix prédateurs par exemple. En revanche, si l'opérateur historique pense que les entrants

potentiels sont suffisamment puissants pour le concurrencer, alors il est poussé à adopter, au moins partiellement, une stratégie de prix-limite, c'est-à-dire d'adaptation à l'entrée.

Sur les marchés gaziers, les entrants potentiels disposent de moyens très importants et sont souvent des acteurs majeurs de la scène gazière internationale. C'est le cas notamment des producteurs – compagnies pétrolières et compagnies gazières des pays exportateurs comme Gazprom. Leur capacité à proposer des offres compétitives aux industriels est réelle, ils entreront donc sur les marchés dérégulés. Les opérateurs historiques, conscients de cette réalité, sont donc poussés à adapter leur stratégie en vue de l'introduction de la concurrence. D'où un effet vertueux de la menace d'entrée, sachant que cette menace sera effective dans le futur.

Cependant, ce n'est que sous la pression d'une entrée avérée que les opérateurs historiques adoptent un comportement concurrentiel. Sur les marchés du gaz, les opérateurs amont ont déjà commencé à investir les segments aval en Belgique ou en Allemagne. Ils se sont engagés dans la pose de conduites concurrentes pour acheminer du gaz jusqu'aux bassins de consommation sans passer par les canalisations existantes. De plus, les monopoles comme GDF s'engagent d'ores et déjà sur les marchés étrangers. Ainsi, la concurrence semble devoir être effective dès que la directive sur le gaz sera transcrite dans les droits nationaux. Il est probable que sans les manœuvres actuelles des grands groupes énergétiques en Europe, la seule perspective de déréguler les marchés gaziers n'aurait pas suffi à provoquer de réaction de la part des monopoles menacés.

3. Les conditions pratiques de l'introduction de la concurrence sur les réseaux

La libéralisation des réseaux consiste à ouvrir à la concurrence les activités à forte valeur ajoutée, et à maintenir des monopoles sur les infrastructures, au moins dans un premier temps. Or, jusqu'à présent, le développement des réseaux s'inscrivait dans le long terme et reposait sur des solidarités interrégionales pour permettre une extension relativement rapide des installations. L'introduction de la concurrence va remettre en cause ces pratiques. Ainsi le réseau doit-il posséder certaines caractéristiques, afin que la compétition soit possible et qu'elle ne mette pas en péril la qualité des services finals proposés aux utilisateurs.

a) La maturité du réseau

A quelle condition un régime concurrentiel est-il viable sachant que les activités de réseaux demandent de très gros investissements pour un temps de retour long, et avec un risque important quant à la rentabilité potentielle des nouveaux équipements ? Les barrières à l'entrée, comme à la sortie, et les coûts irrécupérables font que l'introduction d'une concurrence sur ce type de marchés n'est possible qu'à certaines conditions car le risque pris par les entreprises qui assument les investissements est incompatible avec la compétition.

La maturité du réseau est donc la première condition d'une dérégulation efficace. Le réseau est considéré comme mature lorsque le marché est saturé en équipements au regard des besoins. La concurrence est alors rendue possible par une forte densité du réseau de transport – qui offre des alternatives à la fois aux consommateurs et aux producteurs – et par l'amortissement des installations [Finon (1992)]. Elle est facilitée par des capacités disponibles relativement importantes afin de pouvoir absorber les possibles augmentations de la demande sans qu'il soit nécessaire d'engager de nouveaux investissements.

Introduire la concurrence sur un réseau immature mettrait en danger son développement, et exclurait du marché les clients potentiels les moins intéressants commercialement. Si une telle perspective n'est pas critiquable pour des biens « de confort », elle n'est pas acceptable pour des biens ou des services relevant du service public, comme l'électricité, l'eau ou le téléphone.

b) La définition d'un accès des tiers au réseau

L'intégration verticale des activités sur les réseaux est un obstacle à l'introduction de la concurrence, car le gestionnaire de réseau détient une ressource rare qui lui permet de discriminer ses concurrents dans les activités de services finals aux utilisateurs. En effet, les infrastructures possèdent des caractéristiques propres aux monopoles naturels, et en particulier celle de l'inefficacité économique de la construction de réseaux concurrents. L'introduction de la concurrence passe donc par l'ouverture des réseaux aux différents compétiteurs afin de permettre la compétition sur les segments contestables.

Couramment, la littérature développe des arguments selon lesquels, dans le cadre d'une relation verticale, la firme qui détient le ressource rare n'a pas intérêt à discriminer les opérateurs aval, y compris si elle en fait partie, en raison de la baisse de profit qui

résulterait de la perte d'efficacité consécutive à cette discrimination [Baumol et Ordover (1994)]. On peut cependant opposer une vision dynamique de la compétition à ces conclusions : la discrimination, si elle conduit à des pertes de profit à court terme, peut au contraire donner lieu à des rentes issues de l'affaiblissement, voire de l'élimination des concurrents à long terme.

Dans le cas de la dérégulation des activités de réseau, la discrimination a un coût, mais est susceptible de décourager les entrants potentiels, donc d'être rationnelle sur une plus longue période. En outre, lorsqu'un processus de dérégulation est engagé, il ne suffit pas de décréter l'ouverture à la concurrence pour que celle-ci devienne effective. En effet, si les entrants potentiels subissent des coûts irrécupérables, alors l'ancien monopole, qu'il soit privatisé ou non, pourra conserver sa position initiale et continuer à maximiser son profit [Voisin (1995)]. Ainsi, comme le souligne Chevalier (1995), l'ATR n'est pas une fin en soi, mais le moyen d'introduire de nouvelles pressions concurrentielles sur les réseaux.

c) Les enjeux théoriques de la tarification de l'accès au réseau

La question de la tarification de l'accès aux infrastructures est donc un enjeu essentiel des politiques de dérégulation quand une firme dominante intégrée verticalement contrôle l'offre d'un input indispensable pour ses concurrents. Si le gestionnaire de réseau est également présent sur les maillons des services ouverts à la compétition, alors le risque qu'il exclue les offreurs concurrents en leur faisant subir des coûts d'accès élevés est réel [Armstrong et al. (1996)]. C'est pourquoi la réglementation doit organiser une transparence qui garantisse un accès non discriminatoire aux ressources rares, comme les infrastructures, détenues par certains opérateurs. Mais les obstacles sont nombreux en raison des asymétries d'information qui existent entre le régulateur et l'opérateur du réseau. Laffont et Tirole (1994) mettent en évidence deux attitudes possibles des autorités de régulation. La première est celle du *Department of Justice* américain qui, convaincu que ces asymétries rendaient impossible toute compétition équitable, a longtemps renoncé à introduire la concurrence sur les boucles locales téléphoniques. L'attitude alternative consiste à définir des tarifs d'accès aux infrastructures, et de laisser le monopole participer à la compétition.

Plusieurs approches de la tarification de l'accès au réseau ont été développées dans la littérature. Percebois (1999b) précise la règle suivante : le tarif d'accès doit être compris

entre le coût incrémental moyen – coût supplémentaire supporté par l’opérateur pour ouvrir son réseau à l’entrant – et le coût de fourniture isolée – coût supporté par l’entrant s’il devait proposer son offre sans utiliser les infrastructures. La charge d’accès ne doit en outre être ni trop élevée, ce qui constituerait une barrière à l’entrée, ni trop basse afin d’éviter l’entrée de concurrents inefficaces.

Laffont et Tirole (1994) préconisent une tarification au coût marginal, tarification dont Armstrong et Vickers (1998) ont démontré l’optimalité dans le cadre d’une demande linéaire et d’un trafic régulier. Mais elle ne permet pas de couvrir les coûts fixes. Les tarifs d’accès doivent donc être supérieurs au coût marginal. Si l’opérateur des infrastructures définit lui-même les prix d’accès, alors il lui est possible de capter une rente grâce aux asymétries d’information. Pour contourner cet obstacle, les pouvoirs publics peuvent financer les coûts fixes en prélevant une taxe sur les services finaux.

Willig (1979) puis Baumol (1983), s’inspirant de la théorie des marchés contestables, ont proposé l’*efficient component pricing rule* (ECPR), qui constitue aujourd’hui une référence dans le débat sur la tarification de l’accès. Cette règle préconise un prix d’accès égal à la différence entre le prix de monopole et son coût marginal sur un marché compétitif. Ainsi, tout concurrent ayant un coût marginal inférieur à celui de l’opérateur historique pourrait faire son entrée [Laffont et Tirole (1994), Vickers (1995b)]. Cette règle repose sur la formule :

$$\text{tarif optimal} = \text{coût direct de prise en charge} + \text{coût d'opportunité}$$

où le coût d’opportunité correspond à la perte de profit de l’opérateur dominant consécutive à la fourniture de l’accès – due notamment à la perte de clients. Armstrong et al. (1996) montrent que, lorsque l’activité ouverte à la concurrence est contestable, le produit final est homogène, la production est caractérisée par des coefficients fixes et les acteurs ne peuvent pas contourner les infrastructures de l’entreprise dominante, alors l’ECPR donne une règle de tarification fondée sur les coûts plus simple que la tarification « Ramsey-Boiteux », qui requiert la connaissance des élasticités des protagonistes. Cette tarification, qui correspond à un optimum de second rang, consiste à facturer l’accès au coût marginal auquel est ajouté une marge inversement proportionnelle à l’élasticité-prix de la demande, le problème étant de connaître cette élasticité en asymétrie d’information [Laffont et Tirole (1996)]. La prise en compte du coût d’opportunité de l’opérateur dominant dans l’ECPR tend à rapprocher ces deux règles de tarification. La connaissance

des élasticités au niveau de l'offre et de la demande représente donc un des problèmes majeurs soulevés par la régulation des tarifs d'accès.

Vickers (1995b) développe un modèle où deux marchés, l'un monopolistique (amont) et l'autre concurrentiel (aval), sont reliés verticalement, sachant qu'à la fois la compétition et l'information sont imparfaites. Il étudie l'opportunité de laisser le monopole participer à la compétition en aval compte tenu du pouvoir que lui accorde l'intégration verticale – dont l'incitation à sur-facturer l'accès pour les concurrents – et des imperfections de la réglementation de la partie amont. Il conclut que, si le nombre de firmes opérant en aval est sensible au tarif d'accès, alors une tarification supérieure au coût marginal est optimale car les gains de productivité liés à l'intégration verticale de l'opérateur dominant – baisse des coûts – compensent le désavantage qui provient de l'augmentation des coûts de production subis par les entrants. En revanche, si le nombre de firmes est insensible à la charge d'accès, le prix optimal se situe sous le coût marginal afin de compenser les imperfections de la compétition. Permettre au monopole amont d'intervenir sur la partie libéralisée n'est alors pas souhaitable : il ne bénéficie d'aucun avantage productif et risque de discriminer les entrants.

Globalement, Percebois (1999b) met en évidence cinq systèmes de tarification de l'accès au réseau :

- tarification au « *cost plus* », c'est-à-dire au coût du service et en accordant une rémunération du capital investi. Cette méthode pose le problème de l'évaluation des coûts et de la valeur des infrastructures. En outre, il n'incite pas le régulé à améliorer sa productivité.
- Tarification « *price cap* » : le prix d'accès est plafonné par le régulateur, ce plafond étant révisé périodiquement. Le régulé est incité à gagner en efficacité afin de capter une rente.
- Le « *price cap hybride* » : il consiste à combiner *price cap* et détermination d'un taux de rendement maximal. Le gestionnaire de réseau est autorisé à capter des profits réalisés sous plafond de prix tant que le taux de rendement est inférieur à une limite donnée. Il incite donc l'opérateur à améliorer sa productivité afin d'atteindre ce taux.

- Tarification Ramsey-Boiteux : le prix doit être fixé en fonction de l'élasticité-prix de la demande, tout en tenant compte des coûts marginaux. Cette méthode est difficile à mettre en œuvre en raison des problèmes d'évaluation des élasticités.
- L'ECPR : cette méthode, que nous avons décrite ci-dessus, correspond à la situation où le transporteur reste le principal offreur sur le marché. Le tarif d'accès est la somme du coût de prise en charge et d'un coût d'opportunité subi par le gestionnaire de réseau. Les principaux inconvénients de l'ECPR sont qu'il permet au monopole d'une part de conserver sa rente, et d'autre part d'exclure certains entrants en jouant sur l'imputation des coûts liés à ses différentes activités (transport et commercialisation).

En pratique, les principales préoccupations des régulateurs sont la couverture des coûts d'une part, et l'équité des différents concurrents face à l'accès aux infrastructures. L'un des principaux problèmes de la tarification est la prise en compte des coûts joints, c'est-à-dire qui ne sont pas directement liés à l'utilisation des infrastructures (frais généraux). Leur répartition est en partie arbitraire [Lévêque (1998, p.72)]. En général, sur les réseaux gaziers, un tarif d'accès comprend une composante fixe, liée à l'amortissement des installations, aux frais d'entretien, et une partie variable, relativement faible en comparaison – coûts de compression, de traitement, usure due au transport. Il doit également tenir compte de la gestion à long terme du réseau, c'est-à-dire permettre de réaliser des augmentations de capacités ou des extensions en anticipant sur l'évolution des besoins.

d) La coordination des maillons

Les réseaux sont des structures hiérarchisées qui organisent la circulation de flux, de produits ou d'informations. Cette circulation est permise par une succession d'activités complémentaires, mais pouvant relever de compétences très différentes. Sa qualité est donc étroitement liée à l'organisation du réseau et, en particulier, à la gestion des transitions entre les différents maillons qui constituent les points sensibles des structures organisées en réseau – c'est en général à ce niveau que l'on peut localiser les engorgements, les problèmes de goulets d'étranglement.

Les variations du trafic représentent la principale contrainte à laquelle électriciens, gaziers ou opérateurs téléphoniques doivent faire face. Il leur faut mettre en place des

installations de gestion de ces fluctuations pour garantir la continuité de l'approvisionnement. Les moyens de production doivent donc être en permanence disponibles pour répondre aux besoins. Il est donc à craindre que l'introduction de la concurrence ne se traduise par une augmentation des coûts de transaction liée aux comportements des nouveaux acteurs et aux coût de négociation entre opérateurs en relation verticale.

Equilibrer le réseau, va donc impliquer de disposer de moyens physiques, comme les stockages pour le gaz, et d'améliorer la coordination des différentes installations afin d'optimiser le dispatching. Il faut en particulier définir précisément quels sont les services que doit assurer le gestionnaire de réseau, et quels sont les équipements dont doivent se doter les opérateurs de manière autonome. L'informatisation a permis de faire de grands progrès dans l'efficacité de la répartition des capacités entre les offreurs. Il faut en outre relier accès au réseau et caractéristiques de la demande adressée à chacun. Ainsi, à demandes annuelles équivalentes, l'opérateur qui fait face à la plus grande instabilité doit logiquement se voir attribuer des capacités supérieures. Ces règles doivent être fixées précisément afin de réduire au maximum les risques de saturation des installations et de permettre à toutes les firmes d'opérer efficacement sur leur segment de marché.

4. Le cadre réglementaire de la concurrence

Les réseaux sont, comme nous l'avons vu, le domaine privilégié de la concurrence imparfaite pour des raisons essentiellement techniques. Pour que l'introduction de la concurrence soit un succès, il est nécessaire de corriger les imperfections de marché qui sont à l'origine des positions dominantes de certaines firmes, et de faire en sorte que la compétition ne se fasse pas au détriment de la qualité de service pour les utilisateurs. La dérégulation n'est donc pas la suppression de la réglementation, mais la mise en place de règles permettant une concurrence harmonieuse qui concoure à l'augmentation de l'utilité collective. Comme le souligne Chevalier (1995), « *déréglementer, c'est alléger la réglementation en place, la simplifier, en améliorer le rapport coût-efficacité* ». Le rôle du régulateur est alors triple [Percebois (1999b)] : protéger l'investisseur contre une concurrence destructrice, protéger les usagers contre les abus de position dominante du concessionnaire et sauvegarder l'intérêt collectif.

a) La nécessaire création d'une autorité de réglementation

Quand un service soumis à des rendements croissants, sur une partie au moins de sa mise en œuvre, est confié à une entreprise publique, la réglementation peut être assez sommaire : elle pose un cahier des charges en termes de qualité de service, de politique tarifaire et de gestion à long terme des installations. Le contrôle du respect de ces critères, même s'il est gêné par les asymétries d'information entre l'entreprise d'une part et les pouvoirs publics d'autre part, est relativement aisé.

Lors de l'introduction de la concurrence, on oppose l'efficacité allocative liée à la compétition à l'efficacité productive du monopole. Or Carter et Wright (1999) montrent que, sur les réseaux, la compétition ne va pas nécessairement dans le sens de l'efficacité allocative. En effet, le gestionnaire des infrastructures peut conserver un certain pouvoir de monopole en développant des comportements de collusion avec d'autres opérateurs par le biais de la tarification de l'ATR. Ils en concluent que le gouvernement doit intervenir sur les réseaux libéralisés soit en réglementant les tarifs d'accès, solution qui se heurte à des problèmes d'asymétrie d'information, soit en imposant des contraintes à la négociation des prix, qui permette notamment d'éliminer tout comportement monopolistique collusif d'opérateurs aux intérêts convergents. En outre, dans un contexte concurrentiel, il faut garantir à l'ensemble des concurrents un accès non discriminatoire aux infrastructures. Cette discrimination peut passer soit par les prix, soit par la qualité des prestations fournies.

La compétition passe donc par une réglementation stricte dont les pouvoirs publics garantissent l'application. Les tâches de définition des règles et de contrôle de leur respect sont généralement confiées à une autorité indépendante qui dispose d'importants moyens d'investigation, dont l'accès aux documents comptables des opérateurs dans le respect de la confidentialité des accords commerciaux, et qui soit en mesure d'engager des poursuites à l'encontre des contrevenants. Comme le précise Lévêque (1998, p.74), les autorités de réglementation sont doublement spécialisées : elles sont chargées d'un secteur d'activité spécifique et ne poursuivent que des missions de réglementation. Les autres missions, comme la définition des obligations de service public, sont du ressort de l'Etat. Au Royaume-Uni, ces agences sont totalement indépendantes afin d'échapper à l'influence du politique, les intérêts de l'Etat actionnaire et de l'opérateur historique étant convergents. Les agences britanniques poursuivent trois tâches principales : la définition du

plafonnement des prix de marché (*price cap*), la gestion de la concurrence – licences d’exploitation, respect de l’équité entre opérateurs, sanctions en cas d’abus de position dominante – et construction de la concurrence là où elle n’a pas été introduite.

b) Statut de l’ancien monopole

Le statut des anciens monopoles est une question épineuse à laquelle doivent répondre les pouvoirs publics. Car ceux-ci bénéficient d’avantages évidents sur leurs concurrents potentiels : implantés de longue date, ils ont une parfaite connaissance du marché, bénéficient d’une assise financière considérable et sont le seul interlocuteur des consommateurs. Les habitudes des demandeurs et la notoriété du monopole sont certainement un des plus grands obstacles à l’entrée de nouvelles entreprises. D’un point de vue social, ces monopoles sont souvent de gros employeurs, ils peuvent avoir développé des services publics sur la base de subventions croisées.

La pérennité des monopoles n’est pratiquement jamais remise en cause. Les autorités de régulation doivent donc définir leur statut et leurs prérogatives. Elles opèrent des choix selon les grands axes suivants :

- le monopole est-il maintenu ou démantelé, et sous quelle forme ?
- le monopole, s’il est public, doit-il être privatisé ?
- les concessions de gestion des infrastructures doivent-elles être ouvertes à la concurrence ?

(i) La séparation comptable des activités intégrées

Les projets de déréglementation laissent généralement la gestion des infrastructures aux anciens monopoles. Ceux-ci sont également autorisés à poursuivre leurs activités connexes, comme la production, l’importation ou la commercialisation aux consommateurs finaux. Mais, afin qu’ils ne détiennent pas une position dominante de nature à interdire toute entrée sur le marché, il est nécessaire d’aménager leur organisation.

Le premier aménagement consiste à introduire davantage de transparence dans le fonctionnement du monopole. Il est, en particulier, nécessaire de révéler la structure des coûts afin de permettre un accès équitable aux installations pour tous les opérateurs. Il serait en effet facile pour le monopole de favoriser ses propres services en surfacturant le

transport pour ses concurrents, ce qui constituerait un abus de position dominante caractérisé.

La solution généralement avancée est celle de l'individualisation comptable des activités intégrées des anciens monopoles, sans procéder à un démantèlement de l'entreprise. C'est à partir des comptes propres à chaque activité que sont déterminés les tarifs d'accès. Le rôle du régulateur est déterminant car c'est à lui d'entériner les prix.

Le choix de l'individualisation comptable présente cependant de nombreux défauts. En premier lieu, l'ancien monopole continue à bénéficier des économies d'envergure que procure l'intégration. En deuxième lieu, il subsiste le problème des asymétries d'information : la manipulation des pièces comptables pourrait compliquer la tâche du régulateur. En outre, la répartition des coûts entre les différentes activités est sujette à discussion lorsqu'ils concernent les services communs – services administratifs par exemple. L'ancien monopole est donc en mesure de biaiser la concurrence malgré la nouvelle réglementation.

(ii) Privatisation ?

La question de la privatisation de l'ancien monopole revient de manière récurrente dans les débats sur la dérégulation des monopoles publics. La littérature fonde généralement le débat sur la privatisation sur deux grands arguments [Schmidt (1996)] : le premier fait part de la plus grande efficacité productive de la firme privée par rapport à la firme publique en raison de meilleures incitations pour les managers et les travailleurs. Le second avance que l'entreprise publique permet d'atteindre une meilleure efficacité allocative, notamment parce que le gouvernement se préoccupe de bien-être social, contrairement à l'entrepreneur privé qui se contente de maximiser son profit.

Selon Voisin (1995), la privatisation correspond au « *transfert partiel ou total du capital public d'une entreprise au secteur privé* ». Elle est justifiée s'il est effectivement avéré que l'efficacité de la production est supérieure lorsque celle-ci est confiée au domaine privé plutôt qu'au secteur public. L'Etat français, bien qu'il ait mené de nombreuses privatisations depuis la deuxième moitié des années quatre-vingts, reste réticent à se défaire de la propriété des entreprises en charge de services publics. Pourtant, dans un contexte concurrentiel, le retour au privé donne aux entreprises davantage de liberté dans leurs choix stratégiques comme les alliances avec d'autres entreprises ou les

prises de participation dans des projets. Il leur facilite l'expansion à l'international, expansion qui n'est pas acceptée, à l'étranger, lorsque les firmes restent publiques.

Il apparaît cependant que le degré de concurrence et la réglementation auxquels sont soumis les firmes ont davantage d'influence sur leurs résultats que la nature de la propriété du capital. Farrell (1986) précise en outre que la facilité d'entrée est cruciale pour la performance d'une industrie car elle contraint les monopoles ou les cartels à l'efficacité. Si les changements de comportement induits par la sanction du marché se traduisent généralement par une augmentation de la productivité, on doit se poser la question de l'efficacité allocative comparée entre entreprise publique et entreprise privée. Privatiser une entreprise publique, généralement gros employeur et artisan de politique de redistribution des revenus par le biais de ses choix tarifaires, va avoir des répercussions macro-économiques en termes d'emploi d'une part, et de répartition des richesses d'autre part. La remise en question des politiques de prix initiales, si elle peut permettre de résoudre les effets négatifs sur la richesse totale dus aux pertes d'efficacité, peut aller à l'encontre de la justice sociale, notamment parce qu'elle risque d'exclure une partie de la population de certains services [Voisin (1995)]. En outre, les entreprises publiques sont amenées à jouer un rôle de régulation conjoncturelle par leurs investissements, et participent efficacement à l'aménagement du territoire et à la régulation structurelle grâce à un horizon décisionnel plus lointain que dans le secteur privé. De même, le monopole naturel justifie l'intervention publique pour garantir les niveaux de l'offre et des tarifs, dans un souci de défense de l'intérêt général. Il est possible que la privatisation aille à l'encontre de cette préoccupation, mais cela reste difficile à mettre en évidence.

B. LES DIFFÉRENTES FORMES DE CONCURRENCE SUR LES MARCHES DU GAZ NATUREL

L'introduction de la concurrence dans les activités de réseau dont certains maillons au moins sont gérés par des monopoles est destinée à discipliner les entreprises en place en les soumettant à une compétition, effective ou potentielle. L'approche concurrentielle du marché gazier est particulière dans la mesure où, comme nous l'avons vu dans la première partie, le gaz naturel est soumis à une concurrence intermodale quels que soient ses usages, avec pour corollaire un impératif de compétitivité économique qui réduit les marges de

manœuvre des opérateurs. La concurrence aura donc pour but de mettre fin aux imperfections d'autre nature, comme les subventions croisées.

Le réseau de transport est le maillon sensible de la chaîne gazière : c'est lui qui conditionne le bon fonctionnement de la production, du négoce, de la distribution et de la qualité des services finals offerts aux consommateurs. Un ancien monopole intégré, ou une entreprise de transport engagée en amont ou en aval bénéficie donc, en l'absence de réglementation, d'un avantage compétitif déterminant susceptible d'interdire toute compétition sur la commercialisation de gaz. Trouver la réglementation la mieux adaptée au transport est donc un enjeu central de la libéralisation des monopoles gaziers car elle doit permettre la compétition tout en préservant les bénéfices liés au monopole naturel.

C'est pourquoi déréglementer un marché gazier est une opération complexe, qui doit être définie avec soin en termes d'objectifs et de moyens. Le choix d'une solution est à la fois conditionné par la réalité technique du réseau en place et par la volonté des pouvoirs publics quant au statut de l'ancien monopole.

1. Quelle concurrence pour les différents maillons ?

La mobilité des firmes est un des facteurs déterminants de la performance d'une industrie car elle contraint les entreprises en place à la compétitivité. La facilité d'entrée sur le réseau pour les concurrents potentiels est donc un déterminant majeur de la nature de la compétition entre les firmes. Le réseau gazier est un enchaînement de maillons, réseau international, réseau de transport, réseaux de distribution. La nature de la concurrence perçue par le consommateur final dépendra donc des choix faits à chaque niveau, c'est-à-dire à l'importation, à la gestion des infrastructures haute pression, à la gestion de la distribution et pour la fourniture des services finals d'utilisation.

a) Nature des barrières à l'entrée

Bain (1956) a défini les barrières à l'entrée comme tout ce qui permet aux entreprises de réaliser des sur-profits sans menace d'entrée. Pour Farrell (1986), il s'agit d'obstacles à un contrat efficace entre les acheteurs et un offreur potentiel. Globalement, nous considérerons que ce terme désigne toutes les entraves à l'arrivée de nouveaux concurrents sur un marché, sachant que la décision d'entrer est prise s'il existe une perspective de gain à court, moyen ou long terme selon les objectifs de l'entreprise. Ces barrières s'expliquent

par des causes endogènes, liées aux comportements des firmes, d'une part, et par des causes exogènes, comme les rendements d'échelle croissants, d'autre part [Shepherd (1988)]. Ainsi tout avantage en termes de coûts, de compétences, la possession de ressources rares sont susceptibles de représenter des obstacles pour l'implantation de nouvelles firmes. Notons que la question de la rareté est parmi les justifications à l'existence de monopoles sur les activités de réseau¹.

De même, la notion de risque perçu par les entrants potentiels est fondamentale. Ce risque est proportionnel au niveau des coûts irrécupérables et des barrières à la mobilité, c'est-à-dire les investissements non ou difficilement recyclables. Du côté des consommateurs, le risque moral peut également représenter une barrière à l'entrée. En effet, pour les biens d'expérience, dont la qualité n'est révélée que lors de la consommation, un entrant qui chercherait à gagner des parts de marché en vendant à un prix inférieur à celui des firmes installées risquerait de susciter le doute des demandeurs potentiels quant aux caractéristiques de son produit [Farrell (1986)]. Le doute sur la qualité dresse une barrière morale qui fait que le consommateur préfère payer plus cher que d'accorder sa confiance à un inconnu. On retrouve là l'importance de la notoriété en tant qu'obstacle à l'entrée sur un marché.

En conséquence, sur le marché du gaz, comme cela a pu être observé pour le téléphone, l'entrant potentiel va devoir convaincre les acheteurs de la qualité de son produit sachant qu'ils connaissent déjà celle des produits concurrents qu'ils ont utilisé. Sacrifier ses marges, voire vendre à perte, dans un premier temps pour pouvoir ensuite proposer un produit de qualité semble être le seul moyen de faire son entrée sur le marché. L'entrant investit alors dans son image, il contourne la barrière à l'entrée morale en construisant sa notoriété par la publicité, des offres d'essai, en prenant le temps de faire ses preuves auprès du public. Mais cette opération est risquée, ce qui explique que les entreprises en place puissent même être en position de réaliser des sur-profits sans provoquer d'entrée.

¹ Sur les réseaux, la concurrence peut être faussée par la détention des infrastructures dont nous avons montré que, en raison des rendements croissants ex ante, il n'est pas économiquement efficace de construire des canalisations parallèles tant que les installations ne sont pas saturées compte tenu de leurs limites techniques.

Sur les marchés gaziers, la nature des barrières à la mobilité diffère selon les maillons. Ces barrières sont principalement de cinq types :

- les économies d'envergure ;
- les externalités de réseau, comme la puissance commerciale vis-à-vis des fournisseurs amont qui permet d'obtenir de meilleures conditions tarifaires ;
- l'intérêt collectif ;
- les coûts irrécupérables ;
- la loyauté des consommateurs et notoriété de l'opérateur historique.

Les maillons de la chaîne gazière sont d'autant moins attractifs qu'ils exigent la maîtrise de techniques complexes et qu'ils demandent d'importants investissements, d'autant que l'ancien monopole dispose de l'ensemble des équipements nécessaires à l'approvisionnement du marché et qu'il a une excellente connaissance des débouchés. La décision d'entrée se fonde sur les critères suivants¹ :

- les marges du monopole et la perception qu'a la firme de la qualité de sa gestion. Il s'agit donc de localiser la rente gazière.
- Les coûts d'information, c'est-à-dire les coûts liés à la connaissance du marché d'une part, et les coûts liés à la promotion auprès des clients potentiels.
- La position par rapport à la firme en place en termes de compétences. Plus le retard est élevé, plus l'entrée est difficile.
- Les coûts irrécupérables : leur montant donne une évaluation du risque pris par l'entrant.

b) La production et le commerce international

La production et le commerce international sont d'ores et déjà concurrentiels ne serait-ce que par la diversité des origines géographiques du gaz consommé en Europe. A une échelle nationale, bien que la production n'entre pas dans la catégorie des monopoles naturels, certains Etats ont choisi de la confier à une seule entreprise, généralement

¹ Pour une typologie de la perméabilité des maillons à la concurrence, voir Chevalier (1992).

publique. Cela répond à une volonté de maîtriser les approvisionnements en énergie et surtout de garder le contrôle d'une ressource rare et épuisable, source importante de devises pour des pays comme la Russie ou l'Algérie.

Actuellement, en Europe, la production est aux mains des grands groupes pétroliers qui opèrent sous concession des Etats dont dépendent les zones de production. Les compétences requises sont très proches de celles nécessaires à l'extraction d'hydrocarbures. Les barrières à l'entrée sont très élevées : les coûts de prospection sont très importants, et la production de gaz, très capitalistique, est une activité à haut risque – ce n'est qu'une fois que la production est engagée que l'on connaît la taille réelle du gisement. C'est pourquoi les compagnies mutualisent les risques en s'associant pour l'exploitation des différents champs gaziers.

Les exportations concernent principalement les pays producteurs. Cependant, avec le développement du commerce de gaz en Europe, les échanges internationaux vont s'intensifier : des pays comme l'Allemagne, la Belgique ou la France, par leur position géographique centrale, développent leurs fonctions de transit pour leurs partenaires.

Sur les quinze Etats membres de la Communauté européenne, huit ont confié les importations à un monopole. Mettre fin à ces monopoles revient à autoriser des tiers à vendre du gaz sur ces marchés nationaux, donc à introduire la concurrence au niveau de la commercialisation. Or, pour qu'il y ait concurrence, les importateurs doivent avoir accès aux maillons de la chaîne gazière situés en aval, c'est-à-dire aux réseaux de distribution ou directement aux consommateurs finals, le transporteur ne doit donc plus être le seul interlocuteur des opérateurs situés en amont.

La libéralisation de l'importation est donc conditionnée par les choix réglementaires opérés en aval, soit par le morcellement du réseau de transport, soit par l'instauration d'un système d'accès au réseau. Le transporteur perd alors la possibilité qu'il a de bloquer les échanges de par sa position centrale dans le commerce du gaz.

Aux Etats-Unis, un système d'accès au réseau a été mis en place parallèlement à une concurrence entre transporteurs. En Europe, le nombre de monopoles publics opérant sur le transport, et l'attachement que leur portent un certain nombre d'Etats, dont la France, ne permettent pas d'envisager, à court ou moyen terme, de véritable concurrence entre transporteurs. C'est pourquoi l'accès des tiers au réseau est la solution privilégiée par la Communauté européenne.

c) Le transport

Intermédiaire entre les activités amont et aval, le réseau de transport est le maillon central de la chaîne gazière. Or, rappelons que poser des canalisations représente de très gros investissements qui ne peuvent être amortis qu'à long terme, et que, en vertu de rendements d'échelle croissants, les compagnies gazières ont intérêt à grouper les quantités à transporter. Cette sous-additivité de la fonction de coût de transport est une des justifications apportées à l'organisation monopolistique des réseaux. C'est pourquoi, tant que le réseau existant n'est pas saturé, il n'est pas envisageable d'introduire la concurrence sur le transport par la pose de nouvelles conduites.

Ainsi, lorsque le réseau est mature, qu'il offre des capacités disponibles suffisamment importantes pour couvrir la demande y compris dans un contexte concurrentiel, l'introduction de la concurrence peut prendre les formes suivantes :

- instaurer un système de compétition pour l'acquisition du droit d'exploitation du réseau. Dans ce cas, la compagnie désignée bénéficie du monopole sur la gestion des infrastructures ;
- morceler le réseau de transport si celui-ci est suffisamment dense et s'il existe d'importantes capacités vacantes. Les différentes firmes gestionnaires chacune d'une partie du réseau entrent en compétition pour les approvisionnements des gros consommateurs et des réseaux locaux de distribution.

En revanche, si les autorités de régulation choisissent de laisser la gestion des infrastructures existantes à l'opérateur historique, ce qui peut se justifier par des compétences acquises ou par des préoccupations plus sociales, alors seule l'émergence d'un nouveau besoin en capacité de transport, sous la pression d'une augmentation de la demande ou de l'équipement d'une nouvelle zone de consommation, peut justifier la pose de gazoducs concurrents. En effet, étant donnée l'importance des investissements à engager sur les activités de transport et de distribution, une firme ne prendra la décision de construire de telles installations que si les débouchés sont garantis, c'est-à-dire dans les cas suivants :

- connecter une agglomération au réseau de transport,

- approvisionner une centrale électrique au gaz naturel en cours d'implantation, une nouvelle zone industrielle
- construire des capacités supplémentaires si le réseau existant est saturé et que la demande garde un fort potentiel de croissance.

Les obstacles à l'introduction de la concurrence sur les infrastructures sont donc nombreux. En outre, l'économie de la dérégulation des activités de réseau propose d'ouvrir à la compétition les domaines qui échappent au monopole naturel, en général les services finals d'utilisation, et de laisser la gestion des infrastructures à une seule firme. Cette organisation est censée permettre à la collectivité de profiter à la fois des bénéfices liés au regroupement des flux et aux économies d'envergure dues à une meilleure coordination des différents maillons, et des vertus de la concurrence sur les activités «à valeur ajoutée».

Cependant, étant donné le caractère central des infrastructures de transport, la présence du gestionnaire de réseau dans les activités ouvertes à la concurrence risque de biaiser la compétition. Ainsi, comme le souligne l'Agence Internationale de l'Energie (1994, p.76), la création d'un système d'accès au réseau est une condition nécessaire mais pas suffisante à l'introduction de la concurrence sur les marchés du gaz naturel.

d) La distribution

La gestion de la distribution, au même titre que le transport, est une activité à rendements d'échelle croissants. En outre, la construction de plusieurs réseaux de distribution concurrents se heurte à des problèmes de viabilité économique, d'encombrement des sous-sols. Contrairement au transport, il n'est pas envisageable de faire cohabiter plusieurs opérateurs sur la distribution.

L'introduction de la concurrence au niveau de la distribution ne peut donc se faire que par le biais d'une compétition lors de l'attribution des concessions. La procédure la plus couramment utilisée est celle de l'appel d'offre : les collectivités locales mettent en compétition plusieurs opérateurs potentiels sur leurs projets de gestion, sur les prix, la qualité des services, sur leurs expérience.

2. L'importance de la structure initiale du marché gazier

Comme nous l'avons vu, il existe une grande variété de structures de marché à travers le monde, depuis les réseaux ouverts à la concurrence dans les pays anglo-saxons aux monopoles intégrés existant encore dans certains pays d'Europe. Or, la prise en compte des caractéristiques initiales des réseaux est fondamentale lors de la mise en place d'une déréglementation. En effet, les critères tels que la présence ou non de gisements sur le territoire, la dispersion géographique de la population et la densité du réseau de canalisations, les données climatiques ou encore l'éloignement par rapport aux pays importateurs sont des données importantes.

a) Données géographiques

Prenons l'exemple des Etats-Unis : le gaz naturel y est implanté depuis plus d'un demi-siècle, les réseaux de canalisations sont denses et offrent d'importantes disponibilités, le pays est producteur et presque autarcique, les opérateurs sont nombreux. Le réseau dispose d'un grand nombre de nœuds, ce qui a permis le développement de marchés spot et de court terme, et offre des alternatives aux opérateurs amont ou aval – négociants, producteurs ou gros consommateurs – qui cherchent un transporteur. On estime que plus de 70 % des sociétés locales de distribution sont desservies par plusieurs gazoducs. Le marché américain réunit donc un ensemble de caractéristiques favorables à la concurrence.

Le contexte gazier européen est-il comparable ? La réponse diffère selon les pays, mais force est de constater que, au niveau continental, on est assez loin du cas américain : l'implantation du gaz a été plus tardive, notamment dans le sud du continent, l'organisation initiale de la chaîne gazière repose principalement sur des monopoles intégrés, nationaux ou régionaux, et surtout, la dépendance du marché européen vis-à-vis des importations est croissante – aujourd'hui, seuls les Pays-Bas et le Royaume-Uni sont autosuffisants. Or, ces importations reposent non seulement sur les gisements norvégiens de mer du nord, mais encore sur la Russie et sur l'Algérie, pays aux régimes politiques instables. Il existe donc, malgré la dépendance de l'économie de ces pays vis-à-vis des exportations de produits pétroliers et de gaz, un risque non négligeable de rupture des approvisionnements qui doit être couvert.

Pour ces raisons, les instances européennes ont renoncé à instaurer un régime concurrentiel uniforme sur le vieux continent, mais ont choisi de laisser une certaine liberté aux Etats pour définir les règles de la compétition, notamment pour tenir compte des différences entre les degrés de maturité des réseaux nationaux. Par exemple, il est plus difficile de trouver des alternatives au niveau du transport en France, pays à faible densité de population, qu'en Allemagne où les bassins de consommation sont très concentrés et peu éloignés les uns des autres.

b) Maturité du réseau et capacités disponibles

Les monopoles gaziers visaient à permettre à l'entreprise qui prenait en charge la construction du réseau de bénéficier de l'exclusivité des débouchés afin de disposer de suffisamment de stabilité pour entreprendre la réalisation de structures performantes. C'est pourquoi on considère généralement que, pour introduire une concurrence bénéfique, le réseau doit être arrivé à maturité. Finon (1992) définit cette arrivée à maturité comme le *« moment où le marché tend à se saturer, où les infrastructures sont largement développées, où les coûts ne baissent presque plus et où les défauts de la réglementation antérieure apparaissent »*. Sur les marchés gaziers, cela correspond à un réseau suffisamment dense pour que l'ensemble des zones rentables soient approvisionnées, amorti pour limiter les coûts fixes, et disposant de capacités permettant de faire face à une augmentation significative de la demande.

En phase immature, la concurrence est dangereuse car elle raccourci l'horizon décisionnel des firmes et elle autorise les comportements opportunistes. Les retombées des investissements pourraient alors être confisquées par d'autres opérateurs n'ayant pas pris les mêmes risques que le transporteur. En effet, la pose d'un réseau dans un tel contexte fait assumer le risque commercial par l'opérateur qui réalise les investissements spécifiques tout en proposant un partage de la rente gazière aux négociants ou aux importateurs qui opèrent sur les maillons les moins capitalistiques. Le transporteur est alors à la merci de comportements opportunistes de la part des négociants ou des prestataires de services utilisant ses infrastructures.

c) Importance de l'organisation initiale du marché

L'introduction de la concurrence sur un marché gazier doit permettre à des firmes de commercialiser du gaz sans passer par l'intermédiaire du transporteur pour la conclusion des contrats. Or, la notoriété est une des barrières à l'entrée : les biens énergétiques, et le gaz en particulier, sont des biens de confiance pour lesquels la loyauté des consommateurs est généralement importante. Donc, selon l'étendue des prérogatives du monopole avant dérégulation, la compétition sera plus ou moins lente à se diffuser. En effet, si l'opérateur historique bénéficie initialement d'un monopole intégré, il est la seule firme en place, il a toujours été l'interlocuteur exclusif des demandeurs, son réseau commercial est dense et sa connaissance des débouchés presque exhaustive. Les chances de succès d'un entrant sont alors particulièrement limitées à court terme, et demanderont de grosses dépenses en information – communication, étude du marché.

Cependant, l'opérateur historique ne bénéficie que d'une bonne connaissance de la demande de monopole. L'introduction de la concurrence, par les baisses de prix qu'elle devrait entraîner ou par les innovations proposées par les entrants, peut en modifier la structure. Sur le segment du chauffage, débouché le plus important, l'impact initial de la libéralisation sera vraisemblablement limité, d'autant plus que, en Europe, il ne sera ouvert à la concurrence que très progressivement. En revanche, sur le segment industriel, les stratégies multi-énergies des firmes, et en particulier l'association gaz-électricité, pourraient changer radicalement la nature des besoins.

L'introduction de la concurrence sera facilitée par la présence d'entreprises gazières concurrentes du monopole, c'est-à-dire des distributeurs locaux, des transporteurs régionaux, comme il en existe en France par exemple. Ces firmes pourront passer des contrats directement avec des producteurs ou des négociants et étendre progressivement leur rayon d'action. Ainsi, un marché sur lequel la distribution est gérée par des compagnies municipales sera beaucoup plus facile à libéraliser qu'un marché initialement géré par un monopole intégré. Il sera certainement moins exigeant en termes de réglementation.

Ainsi, plus l'emprise des opérateurs historiques est grande et plus leur nombre est réduit, plus il est difficile d'introduire la compétition. Le seul moyen d'y remédier est, sinon d'affaiblir le monopole en place, de lui interdire tout comportement discriminatoire

vis-à-vis de ses concurrents. Pour cela, il semble qu'il faille aller plus loin qu'une simple individualisation comptable des différentes activités, comme préconisé par la Directive sur le gaz adoptée par les Quinze en 1998, et envisager un véritable démantèlement. La solution pourrait passer par le morcellement de la compagnie sur une base régionale par exemple, comme l'ont fait les britanniques avec British Gas face à la difficulté qu'éprouvaient de nouvelles firmes à entrer sur le marché malgré la dérégulation. La gestion des infrastructures de transport et de stockage de BG freinant la libéralisation, les autorités de régulation ont imposé la scission l'opérateur historique britannique. Aujourd'hui, le réseau de transport est géré par Transco [David (1999)].

3. Cadre réglementaire de l'introduction de la concurrence

La déréglementation des marchés gaziers ne signifie pas la suppression de toute réglementation, mais la mise en place de règles visant à permettre la mise en place d'un jeu concurrentiel en palliant les imperfections des marchés. Comme le soulignent Bezzina et Poudou (1998), *« il n'est pas possible de prôner une dynamique organisationnelle gazière qui aille vers plus de concurrence sans ré-injecter une dose de réglementation sur le marché aval »*. L'Agence Internationale de l'Energie (1994) distingue trois types de réglementations :

- la mise en place de normes afin de contraindre le comportement des firmes dans la santé, la sécurité et la production ;
- la réglementation structurelle, où les autorités déterminent quelles entreprises peuvent ou doivent s'engager dans telle ou telle activité ;
- la régulation en termes de comportement des entreprises.

On rencontre, dans le monde, deux visions de l'organisation du transport du gaz naturel. La première, surtout caractéristique des pays européens, préconise le contrôle du réseau par l'Etat ; la seconde, surtout le fait des anglo-saxons, confie la gestion des canalisations à des monopoles privés contrôlés par l'Etat.

a) Permettre l'entrée de concurrents

Comme nous l'avons vu, lors de la libéralisation d'un marché monopolistique, il n'est généralement pas question de démanteler l'opérateur historique mais d'améliorer sa compétitivité grâce à la stimulation de la concurrence afin de conserver les avantages du monopole en termes d'économies d'échelle et d'envergure. Sur les marchés gaziers, plusieurs arguments militent en faveur du maintien des monopoles :

- le transport et la distribution sont des activités à rendements d'échelle croissants, notamment en raison de l'importance des coûts fixes ;
- les coûts irrécupérables sont énormes sur les infrastructures ;
- l'encombrement du sous-sol, notamment en zone urbaine, rend difficile la pose de réseaux parallèles ;
- les monopoles en place sont souvent d'importants employeurs, leur démantèlement pourrait avoir des conséquences sociales indésirables.

L'organisation de la commercialisation du gaz veut qu'il y ait un grand nombre de producteurs et de distributeurs – les compagnies locales de distribution – alors que le maillon transport, est généralement détenu par un nombre très réduit d'entreprises – monopoles nationaux ou régionaux – et n'offre généralement pas d'alternative. Le transporteur est donc un intermédiaire obligé pour producteurs et distributeurs. Cette situation ne pose aucun problème tant que l'aval de la chaîne gazière est contrôlé par un monopole intégré. Mais, dans un contexte concurrentiel, cette position centrale sur la chaîne gazière confère au transporteur un pouvoir de marché considérable. Et, s'il est lui-même importateur ou producteur, il a la possibilité de fausser le jeu concurrentiel à son profit en bloquant l'entrée de nouvelles entreprises. La libéralisation des marchés du gaz passe donc par une réglementation visant à réduire le pouvoir économique du transporteur en permettant à tous les opérateurs de bénéficier d'un accès équitable et non discriminatoire aux installations.

Il est également nécessaire de désigner un arbitre, autorité indépendante à la fois des industriels du gaz et des pouvoirs publics, chargé de faire respecter la réglementation, de trancher en cas de litige et de mettre en place des moyens de coercition dissuasifs.

b) Statut de l'ancien monopole

Comme dans l'ensemble des activités de réseau, la concurrence est d'abord introduite sur les services, où les coûts irrécupérables sont les plus faibles. La définition d'un nouveau statut pour l'ancien monopole vise à lui retirer une partie de sa puissance afin de rendre possible la conclusion de contrats d'approvisionnement directement entre producteurs ou négociants et distributeurs. Or, rappelons que les monopoles :

- maîtrisent totalement le transport du combustible. Des entreprises désirant entrer sur le marché doivent emprunter des canalisations gérées par leurs concurrents directs. Ces derniers auraient la possibilité de pratiquer des tarifs de location de capacités abusifs étant donnée l'absence de transparence des prix du gaz naturel à la distribution.
- Ils disposent d'une connaissance quasiment exhaustive des débouchés. Il peut s'agir là d'un avantage décisif, surtout dans le domaine de la demande des ménages. En effet, la clientèle particulière est d'une gestion très lourde : les demandeurs sont très nombreux, et leur consommation unitaire est faible. Toute compagnie désirant s'implanter devra d'une part acquérir une bonne connaissance du marché, d'autre part convaincre les consommateurs de changer de fournisseur.

Comme le soulignent David et Mirabel (2000), en cas de libéralisation totale du marché, la question de l'opportunité d'autoriser le monopole à rester impliqué dans les activités de commercialisation doit être posée. Si on le prive de ces fonctions, il doit alors être dédommagé à hauteur de sa perte de chiffre d'affaire, l'opérateur historique n'étant plus qu'un transporteur.

Si au contraire, la firme en place reste autorisée à vendre du gaz, alors, pour crédibiliser la libéralisation, la réglementation doit permettre d'introduire davantage de transparence au niveau du fonctionnement et des coûts supportés sur le segment contrôlé par le monopole. Par la connaissance des coûts de transport, cette transparence doit permettre de définir une tarification équitable pour tous les opérateurs. En outre, le transporteur ne doit pas être en mesure d'avantager ses filiales engagées sur les maillons amont ou aval par rapport à leurs concurrents. La solution est d'isoler les différentes fonctions de l'ancien monopole. Cet isolement peut prendre la forme soit d'un éclatement de la structure intégrée, soit d'une individualisation comptable des différentes activités.

L'exemple anglais est, ici, très intéressant, car, à l'origine, le marché britannique était totalement contrôlé par un monopole intégré, British Gas (BG). BG était à la fois producteur, transporteur, distributeur et commercialisait des matériels de brûlage. Cette situation était unique en Europe. Elle a compliqué la tâche des autorités en charge de l'introduction de la compétition, car la réglementation initiale, qui prévoyait un accès au réseau, s'est révélée incapable à permettre l'entrée de nouvelles firmes. Le seul *unbundling* ne suffisait pas à résoudre les problèmes d'asymétrie d'information entre BG et Ofgas, autorité de régulation indépendante. Il ne réduisait pas les avantages comparatifs de l'opérateur historique, notamment en raison des économies d'envergure qu'il continuait à réaliser. La seule solution a été de procéder au démantèlement de BG pour lui interdire toute manipulation comptable susceptible de biaiser la concurrence.

c) Les formules d'accès au réseau

L'introduction de la concurrence est toujours fondée sur un système d'accès aux infrastructures. Stern (1992, pp.23-25) distingue deux formules possibles, plus ou moins contraignantes pour l'ancien monopole.

(i) Le common carriage

Le *common carriage*, que l'on pourrait traduire par transport en commun, oblige les propriétaires de canalisations de transporter du gaz dans la limite de leurs capacités. En cas d'insuffisance, la répartition des capacités se fait au prorata des débouchés de chaque opérateur.

Cette solution est la plus contraignante et certainement la plus dangereuse car, à pousser la non discrimination trop loin, on risque de paralyser le marché du gaz. C'est en effet les consommateurs qui feront les frais d'une saturation des installations : ils seront tous contraints, et, au final, personne ne sera satisfait.

Il s'agit là d'un concept principalement théorique qui n'a pas été mis en application. La Communauté Européenne a rejeté cette forme d'accès au réseau pour que puissent être respectés les principes de service public, et surtout parce que la libéralisation est censée améliorer l'efficacité des approvisionnements en gaz, et donc la satisfaction des consommateurs.

(ii) L'accès des tiers au réseau (ATR)

Pour ne pas souffrir de problèmes de saturation des installations, les autorités de régulation peuvent mettre en place un système dit d'accès des tiers au réseau (ATR). Le principe est d'attribuer les capacités dans la limite des disponibilités, les premiers arrivés étant les premiers servis. Cette solution permet de préserver la qualité de service. Mais cet ATR, selon le degré d'ouverture à la concurrence du marché, peut poser les problèmes suivants :

- augmentation du prix pour les consommateurs bénéficiant de subventions croisées ;
- il pose la question de l'offre aux petits consommateurs, les moins intéressants commercialement ;
- il risque de retarder les gros investissements : les incitations à gérer les infrastructures à long terme sont moins importantes que dans le cadre d'un monopole intégré ;
- l'ATR se traduit par une remise en cause des contrats d'approvisionnement de long terme comportant des clauses *take-or-pay* ;
- l'ATR n'est possible qu'avec une réglementation complexe permettant de garantir la non-discrimination des opérateurs gaziers.

Comme le souligne Stern (1992, pp.26-27), l'ATR idéal offre à tous les acteurs des opportunités équivalentes, sans discrimination et en toute transparence. Ainsi, instaurer un ATR demande de préciser des critères d'éligibilité des opérateurs, les différentes infrastructures accessibles, les services proposés, comme l'équilibrage du réseau, ou encore le calcul des tarifs. Parmi les questions que pose la définition d'un accès des tiers au réseau, la répartition des capacités est cruciale. Il s'agit en effet d'allouer une ressource rare à des entreprises aux intérêts opposés. Plus les capacités disponibles sont importantes, plus cette répartition est aisée. Lorsqu'il existe un risque de saturation, l'attribution des capacités doit tenir compte à la fois des volumes vendus par chacun et de la variabilité des demandes adressées, c'est-à-dire du besoin de modulation de chaque opérateur.

d) *La tarification de l'accès des tiers au réseau*

La détermination d'un prix d'accès au réseau pour les différents concurrents est un problème complexe. Elle pose en effet la question du calcul d'un coût de transport, de la mise en place de procédures accordant ou non l'accès à une firme gazière, de la fixation des capacités de transport réservées. Il faut en outre arbitrer entre une tarification à la capacité de transport réservée et une tarification à la quantité effectivement transportée.

Lors de l'introduction de la concurrence, l'entreprise en place fait face à des entrants potentiels de taille plus modeste qui subissent d'importantes asymétries d'information. La détermination des tarifs d'accès au réseau est donc cruciale à la fois pour la faisabilité économique des entrées et pour la viabilité de la compétition [Carter et Wright (1999)]. Dans un contexte monopolistique, la gestion des infrastructures, leur entretien et la programmation à long terme des investissements étaient intégrés à une stratégie globale fondée sur les besoins anticipés du marché et sur des choix de politique énergétique et d'aménagement du territoire. La tarification de l'ATR doit garantir la pérennité de ces fonctions.

Les préconisations théoriques quant à la tarification de l'accès au réseau, qu'il s'agisse de l'*efficient component pricing rule* ou de la tarification à la « Ramsey », sont complexes à mettre en œuvre. C'est pourquoi, en pratique, la facturation doit permettre de couvrir exactement les coûts, dont la rémunération du capital et l'entretien prévisionnel. Quelle que soit la répartition entre coût de fonctionnement et « taxe » destinée à la rémunération du capital engagé par le transporteur, et à l'entretien des installations, la tarification suit la logique suivante :

- paiement d'un forfait, qui correspond à une réservation de capacité – ce qui revient à payer un abonnement ;
- paiement d'une contribution à la quantité transportée.

Il s'agit donc d'une tarification fondée sur les coûts. On calcule un coût moyen qui est ensuite réparti entre les opérateurs selon le trafic qu'ils ont induit. Comme le remarque Mulual (1997, p. 220), la perte de sa position privilégiée par le transporteur peut mettre en péril la pérennité des investissements de long terme. Le coût moyen à partir duquel est calculée la charge d'accès doit donc correspondre au coût en développement.

On retrouve là les principes de tarification des énergies de réseau au consommateur final. Mais la structure de ce calcul peut avoir une grande influence sur l'attitude des opérateurs. En effet, en jouant sur la répartition forfait-consommation, il est possible d'influer sur le taux de charge des installations. Plus on souhaite que celui-ci soit élevé, plus la part de l'abonnement doit être importante : les opérateurs sont incités à minimiser leur capacité réservée et à mettre en œuvre des moyens techniques de modulation de l'offre – comme les stockages.

4. Les enseignements du marché nord-américain

Les Etats-Unis ont une très forte culture de la concurrence. La plupart des secteurs de leur économie ont été dérégulés ces dernières années. Le commerce de gaz naturel n'a pas échappé à cette évolution. Ainsi, les prémices de la dérégulation ont-ils vu le jour dès la fin des années soixante-dix. L'histoire américaine est jalonnée de difficultés mettant en évidence les carences et les effets pervers de certaines réglementations et pratiques contractuelles.

L'exemple américain, bien qu'il s'inscrive dans un contexte géographique et culturel très différent du contexte européen, est riche en enseignements car il montre d'une part que l'introduction d'une compétition n'est possible qu'avec la mise en place d'une réglementation, et d'autre part comment pourraient évoluer les relations entre les différents acteurs de la scène gazière européenne. En outre, il met en évidence les fonctions du stockage en milieu concurrentiel, notamment sur les marchés spot.

a) Les particularités géographiques du marché américain

La taille du territoire et la localisation des champs de production sont parmi les originalités du marché des Etats-Unis. En effet, la principale zone de consommation est le nord-est du pays, alors que le gros de la production est à mettre à l'actif d'états du sud (Texas, Golfe du Mexique). On distingue donc deux types d'états :

- états producteurs, offreurs nets, représentant la zone d'offre (*supply area*),
- états consommateurs et marchés régionaux, demandeurs nets, zone de commercialisation (*market area*).

Le transit inter-états de gaz naturel, des zones de production vers les zones de consommation, est donc particulièrement important, conférant une grande puissance à ses acteurs, à savoir les sociétés propriétaires des gazoducs inter-états (*interstate pipelines*). En conséquence, le marché américain est stratifié de la manière suivante :

- un marché national : il correspond à un marché international, un peu à l'image des échanges internationaux observables en Europe (en dehors des considérations contractuelles)
- une multitude de marchés locaux correspondant aux états demandeurs nets, ou, plus globalement, à des antennes de distribution connectées aux *interstate pipelines*.

Dans ce contexte, les acteurs du marché gazier peuvent être catégorisés de la manière suivante :

- *Supply area* :
 - offreurs : producteurs, importateurs, négociants,
 - transporteurs : propriétaires des gazoducs inter-états.
- *Market area* :
 - transporteurs locaux : propriétaires des gazoducs intra-états,
 - compagnies locales de distribution,
 - consommateurs finaux.

La situation américaine est unique en terme de nombre d'acteurs présents sur chaque maillon de la chaîne gazière. On comptait en effet, en 1994, des milliers de producteurs, 23 grosses compagnies de pipelines (« majors »), des centaines de petites compagnies de transport, 1600 compagnies locales de distribution et des centaines de milliers de gros consommateurs (industriels et producteurs d'électricité). Les Etats-Unis regroupent donc de nombreux marchés différents.

b) Historique de la libéralisation du marché américain

Au début du siècle, le marché gazier américain était caractérisé par la coexistence de monopoles locaux. Les années trente ont vu la découverte de nouveaux gisements et, en conséquence, la création d'un réseau de transport national pour permettre leur mise en valeur. Comme le précise Ballot (1990), le *Natural Gas Act* de 1938 a créé une organisation verticale de l'industrie du gaz. La *Federal Power Commission* était chargée de réglementer le transport inter-états (approbation des investissements, contrôle des tarifs et de la gestion, etc.). Les transporteurs collectaient puis distribuaient le gaz sur la base de contrats de long terme passés avec les producteurs. Les compagnies de transport étaient alors protégées de la concurrence, moyennant une obligation de service vis-à-vis des compagnies locales de distribution.

Bien que les décisions les plus importantes en matière de libéralisation du marché gazier ne soient intervenues qu'après 1984, les pressions en faveur de la compétition ont commencé dès les années cinquante, période d'intense réglementation, dont, par exemple, le contrôle des prix du gaz destiné au marché inter-états en tête de puits organisé par la « *Phillips Decision* » en 1958. On s'est trouvé avec la coexistence de deux types de marchés, le marché inter-états et les marchés intra-étatiques [Ballot (1990)]. Mais, la formation des prix du gaz, basée respectivement sur la valeur de marché compte tenu des énergies concurrentes, et sur les coûts (garantissant une marge), a entraîné une différenciation progressive des prix sur les deux types de marchés. Cette différenciation a été d'autant plus importante pendant les années soixante-dix que le contrôle exercé par la FPC sur le marché inter-états a maintenu les prix artificiellement bas, alors que le cours des produits pétroliers s'envolait. Cette situation a eu pour conséquence une abondance de l'offre sur les marchés intra-étatiques et pénurie sur certains marchés inter-états, notamment en période froide. Une modification de la réglementation s'est alors imposée.

La dérégulation du marché gazier américain fut initiée par l'adoption du *Natural Gas Policy Act* (NGPA) en 1978, marquant la fin du contrôle des prix et la dérégulation du transport inter-états [Stern (1992, p.31)]. La forte croissance de la demande a alors permis l'apparition des *Interstate Transmission Companies* et des *Gas Merchants*, négociants agressifs dont les pratiques ont tiré les prix vers le haut sur la partie dérégulée du marché. Les producteurs ont alors pu se permettre de demander des prix élevés, voire de conclure

avec les transporteurs des contrats de long terme comportant des clauses de *take or pay* très strictes (portant sur 90% à 95% des quantités en jeu) [AIE (1994, p.77)].

Mais, en 1981, le déclin des prix des produits pétroliers, les économies d'énergie, l'augmentation du prix du gaz (consécutive à la mise en production de champs plus « chers ») et la récession se sont traduits par une chute de la demande de gaz naturel (de 560 Gm³ en 1981 à 487 Gm³ en 1983). Cette situation a provoqué la crise du *take or pay* : les transporteurs n'ont plus pu tenir leurs engagements en volume vis-à-vis des producteurs, tout en étant obligé de continuer à les payer. Cet excès d'offre est à l'origine de ce qu'on appelle la *Gas Bubble* (bulle gazière) [Stern (1992, p.34)].

En 1984, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) est intervenue en édictant l'*Order 380* qui a instauré la dérégulation et l'interdiction de clauses d'enlèvements minimums dans les contrats passés entre les compagnies et leurs clients. La crise du *take or pay* a alors atteint son paroxysme : ne pouvant plus en aucune manière répercuter sur les consommateurs les obligations conclues vis-à-vis des producteurs, les compagnies de transport se sont trouvées acculées au point qu'il fallut leur venir en aide.

La grosse surcapacité du réseau gazier américain due à la chute de la demande (473 Gm³ en 1986 contre 600 Gm³ en 1972) était idéale pour développer la compétition. L'*Order 436*, instituant un *open access* volontaire, a donc été adopté. Les transporteurs engagés vis-à-vis des producteurs n'ont pas été durs à convaincre d'ouvrir leurs canalisations à l'accès des tiers au réseau (ATR). Les clients de ces *pipeline companies* ont alors été libres de s'adresser à n'importe quel fournisseur. Les pertes de ventes des transporteurs ont été compensées par les revenus du transport. Cette évolution a permis la création d'un marché spot organisant la compétition entre producteurs ayant du gaz en excès. Mais la chute des cours qui en a découlé a été fatale à de nombreux petits producteurs.

La version définitive du *Natural Gas Policy Act* date de 1992 avec l'adoption de l'*Order 636*. L'objectif affiché est de promouvoir la concurrence parmi les producteurs et de se rapprocher de la structure du marché canadien avec lequel les connections se multiplient. Mais dérégulation ne signifie pas abandon de toute législation. En effet, l'*Order 636* précise que le bénéficiaire de la nouvelle réglementation doit être la Nation, et que, en conséquence, obligation est faite *aux distributeurs d'assurer un volume sûr et adéquat de fourniture de gaz naturel au prix le plus bas possible*. En outre, il assure aux

consommateurs qui ne font appel à une *pipeline company* que pour le transport qu'il bénéficieront de la même qualité de service que les clients demandant le service complet.

Avant l'*Order 636*, de nombreux opérateurs étaient intégrés, regroupant plusieurs maillons de la chaîne gazière. Ils fournissaient leurs services sous forme groupée : le consommateur recevait du gaz sans connaître l'amont de la chaîne. L'opacité de cette pratique est incompatible avec la compétition. Pour une meilleure transparence des prix, l'*Order 636* instaure l'*unbundling*, c'est-à-dire la séparation comptable de leurs diverses activités par la création de filiales. Cette règle permet d'identifier chaque poste de coût afin d'éviter les subventions croisées, les abus de position dominante et les discriminations tarifaires.

c) *Fonctionnement actuel du marché américain*

La dérégulation a permis à l'industrie gazière américaine de gagner en compétitivité à la fois en amont et en aval par l'élimination des rôles de monopole et monopsonne des transporteurs [Pollio (1993)]. Les consommateurs négocient, dans leur grande majorité, directement avec les producteurs. Comme le montre Ballot (1990), les rôles des différents acteurs présents sur la scène gazière ont donc sensiblement évolué sous la pression de la dérégulation :

- *producteurs* : ils ont développé leurs activités commerciales pour trouver à la fois des marchés et du transport, et sont en mesure d'arbitrer entre vendre sur la base de contrats de long terme ou sur le marché spot.
- *transporteurs* : leur rôle s'est trouvé réduit, ils ont majoritairement été contraints à abandonner leur fonction commerciale. Ils ont dû améliorer leur capacité à gérer le réseau afin de rester compétitifs dans un contexte de surcapacité.
- *distributeurs* : ils ont parfois été contraints à offrir un service de transport aux clients finals. Les compagnies de distribution doivent désormais organiser elles-mêmes leur portefeuille d'approvisionnement.

L'importance croissante du marché spot est à l'origine d'un des effets pervers de la dérégulation : des clients contournent le système traditionnel en accédant directement à un gaz moins cher. En conséquence, les consommateurs sur lesquels la compagnie de distribution peut répercuter ses coûts sont moins nombreux, ils doivent donc supporter un

prix plus élevé. Ce phénomène peut remettre en cause la survie même des compagnies de distribution car il pousse ces clients à changer de combustible.

La déréglementation américaine, basée sur une logique de services, est rendue possible par l'*unbundling* qui se traduit par la séparation des différents maillons de la chaîne gazière en interdisant l'intégration verticale : les consommateurs finaux, en particulier les gros demandeurs, peuvent faire jouer la concurrence à tous les niveaux de la chaîne gazière en faisant appel séparément à un producteur, un transporteur et un distributeur. Pour Pollio (1993), cette transformation rapide a été facilitée par :

- le bas niveau des prix du gaz,
- l'institution de tarifs plus flexibles au niveau du transport par la création d'unités de courtage,
- l'amélioration de la gestion du risque par la création d'un marché de *futures* sur le NYMEX¹.

Les engagements entre les consommateurs d'une part, et les producteurs et les négociants d'autre part, s'inscrivent dans des durées relativement courtes. Il reste cependant possible de passer des contrats de long terme – cette expression est d'ailleurs mal appropriée car les accords typiques prévoient des renégociations tous les un ou deux ans. Mais ils relient le prix de long terme à celui d'énergies concurrentes, alors que les consommateurs préféreraient une tarification au coût réel dont l'évolution serait reliée à l'indice des prix.

Comme l'explique Pollio (1993), le désintérêt pour les contrats de long terme reflète une divergence de vues entre les offreurs, considérant que les importantes disponibilités en gaz ne sont que momentanées, et les consommateurs, estimant que ces disponibilités sont durables. Par ailleurs, la multiplication des offreurs a développé les perspectives de variabilité des cours. La réduction de la durée des contrats d'approvisionnement s'inscrit dans le désir qu'ont les différents acteurs de disposer de suffisamment de flexibilité pour être à même de profiter des opportunités offertes par le marché. Ainsi ont été créés des marchés à terme et des marchés spots au niveau des «*hubs*»².

¹ New York Mercantile Exchange

² Nœuds de réseau où arrivent plusieurs canalisations venant des zones d'offre et d'où repartent plusieurs canalisations à destination des zones de demande.

En 1991, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) avait identifié treize *hubs* susceptibles de constituer des centres de marché « naturels » dans une logique d'amélioration de l'efficacité du marché gazier. Aujourd'hui, il en existe 18 aux Etats-Unis, localisés à proximité d'intersections de plusieurs grosses canalisations et d'importants centres de production ou de stockage, afin que puissent se rencontrer dans de bonnes conditions offreurs et acheteurs. L'ordonnance 636 a facilité l'émergence de ces places en permettant un accès équitable aux pipelines à tous les opérateurs. Ces *hubs* sont gérés par un tiers indépendant qui s'assure du bon fonctionnement du centre [Beckman et Determeyer (1997)]. Il met en place un ensemble de services assurant le bon déroulement des transactions et l'équilibrage du réseau à court terme. Doane et Spulder (1991) ont montré que, avec l'instauration de l'accès des tiers aux pipelines, les évolutions des prix régionaux étaient fortement corrélées. Ils expliquent cette situation par l'état de développement du réseau qui a éliminé les possibilités d'arbitrage interrégionaux, ce qui fait que les marchés spots locaux ont fini par donner naissance à un véritable marché gazier national.

Les *hubs* comprennent donc des infrastructures qui permettent aux transactions physiques d'avoir lieu et d'équilibrer le réseau. Ils assurent des services de compression et de traitement du gaz, mais également de couverture des besoins à court terme imprévisibles des opérateurs – vente de gaz, systèmes d'emprunts à très court terme -, ou de leurs variations saisonnières – parking, stockage. Ils organisent également le transit du gaz soit par le nœud de réseau, soit par d'autres canalisations lorsque les contractants n'y ont pas d'accès direct.

Les *hubs* disposent également de l'ensemble des services propres aux marchés financiers. Ils proposent une assistance administrative pour la conclusion des contrats, et surtout mettent des moyens informatiques à disposition des opérateurs qui permettent le *trading* électronique et la diffusion de l'information (cours, transactions, capacités disponibles, etc.). Ils mettent en place des outils de gestion des risques, liés aux fluctuations des cours, et organisent le transfert des titres de propriétés lors des transactions.

Tableau 4.1 *Services proposés au niveau des hubs*

<i>Equilibrage du réseau</i>	les <i>hubs</i> disposent de moyens de prendre en charge ou de livrer du gaz pour éviter tout déséquilibre. Ces moyens peuvent être des stockages ou des accords avec des transporteurs
<i>Compression et traitement du gaz</i>	elle peut être offerte comme service séparé au niveau du <i>hub</i> ou être groupée avec les services de transport
<i>Ventes ponctuelles de gaz</i>	afin de satisfaire des besoins anticipés de la part des acheteurs ou de respecter des obligations de vente vis-à-vis d'acheteurs
<i>Emprunts de gaz</i>	les <i>hubs</i> proposent de faire des avances à court terme aux offreurs, avances qui sont restituées rapidement
<i>Parking</i>	transaction de court terme lors de laquelle le <i>hub</i> garde le gaz d'un offreur pour une livraison plus tard
<i>Stockage</i>	plus long que le service de parking, il permet notamment la couverture des variations saisonnières, par exemple pour faire face à des vagues de froid exceptionnelles
<i>Transport</i>	mouvement de gaz vers un pipeline non interconnecté, donc sans passer via le nœud de réseau
<i>Services de transfert</i>	permettre les transactions de gaz en organisant le transfert de gaz entre deux pipelines via le réseau interconnecté ou via le <i>hub</i>
<i>Services administratifs</i>	assistance pour les aspects administratifs du transfert de gaz
<i>Trading électronique</i>	permettre la rencontre des offreurs et des demandeurs par des systèmes électroniques
<i>Information</i>	des systèmes électroniques permettent d'informer les protagonistes sur les contrats, les transactions, les flux de gaz, les disponibilités en capacité de transport, les prix, etc
<i>Couverture des risques</i>	permet de réduire les risques liés aux fluctuations des cours par des contrats de futures par exemple
<i>Transfert de titres</i>	facilite les transferts de propriété entre opérateurs. Ces titres de propriété peuvent changer plusieurs fois de mains avant de donner lieu à transaction effective

Source : Gas Research Institute (1997)

Le marché américain est donc caractérisé par une chaîne de distribution morcelée où chaque maillon est soumis à un régime concurrentiel. L'accès des tiers au réseau a provoqué une multiplication des sources d'approvisionnement pour les consommateurs finaux, d'où une plus grande volatilité des prix. C'est pourquoi le stockage y joue aujourd'hui un rôle prépondérant, permettant de spéculer et de mettre en place des outils de couverture des risques.

d) Le rôle clé du stockage dans le jeu concurrentiel

L'équilibrage du réseau, c'est-à-dire la gestion des variations de la demande, représente la première fonction du stockage. Mais, dans un contexte concurrentiel où se multiplient les échanges sur les marchés spot et à terme, les stockages deviennent un des moyens d'intervenir en tant qu'opérateur sur ces places financières. Car, malgré les disponibilités existant sur le réseau de transport américain, la capacité des canalisations contraint les échanges, en particulier lorsque la demande atteint des niveaux élevés. Pour contourner cette contrainte, les opérateurs se sont dotés de capacités de stockage leur permettant d'acheter ou de vendre en un temps réduit d'importantes quantités de combustible. Comme le précise Pollio (1993), les opérateurs utilisent les réservoirs pour spéculer sur les prix sans passer par le NYMEX, ce qui tend à amplifier l'instabilité des prix.

Le stockage est ainsi devenu une composante clé de la stratégie des acteurs présents sur la scène gazière américaine, en témoigne l'importance des capacités, et surtout le nombre de sites – 410 sur les 592 recensés par CEDIGAZ dans le monde en 1997. Etant donné les délais de construction des réservoirs et la rareté des sites favorables, un marché du stockage s'est développé pour répondre au souhait d'un nombre croissant d'intervenants, dont les gros consommateurs, de ne plus être à la merci des fluctuations des cours – le prix du gaz varie très fortement d'une saison à l'autre : il augmente généralement de 50% en hiver par rapport à l'été, et peut même parfois être multiplié par deux.

Avant l'ordonnance 636, les stockages étaient principalement détenus par les transporteurs (59%), qui avaient la charge de l'équilibrage du réseau, et par les compagnies locales de distribution (38%). Aujourd'hui, l'ensemble des opérateurs investit le secteur, y

compris les producteurs. Les utilisateurs de stockages sont les suivants [Beckman et Determeyer (1997)] :

- *Compagnies locales de distribution* : avec la dérégulation, les compagnies locales de distribution ont dû reprendre à leur compte un ensemble de services autrefois assurés par les transporteurs. Elles se sont donc lancées massivement dans le stockage pour la gestion des variations saisonnières et des demandes de pointe. Leur préoccupation est surtout la sécurité de l'approvisionnement et la minimisation des coûts, elles n'utilisent que très peu leurs réservoirs à des fins de spéculation, notamment en raison de contraintes réglementaires qui leur sont imposées par les *State Regulatory Commissions*¹. Les distributeurs détenaient, en 1997, 41,7% des sites, soit 30,1% des capacités, et contrôlaient plus de 70% des stockages notamment en faisant appel aux services des transporteurs ou des négociants.
- *Négociants* : indépendants ou appartenant à de grands groupes, ils investissent le marché du stockage de manière agressive, en tant que développeurs, clients ou intermédiaires. Les plus importants entendent proposer des services de stockage aux compagnies locales de distribution qui ne souhaitent pas investir dans des réservoirs. Mais l'utilisation des stockages sur les marchés, comme outils de spéculation ou de couverture, bien que plus risquée, reste le principal objectif des négociants.
- *Opérateurs de stockage indépendants* : on observe actuellement le développement d'une offre indépendante de services de stockage. Des opérateurs profitent de l'*unbundling* pour proposer des capacités à la location. Mais, ils sont souvent rachetés par des compagnies gazières de grande taille, au point que, à la fin des années quatre-vingt-dix, la plupart d'entre eux ont été absorbés. Les indépendants restants sont généralement de petits producteurs qui reconvertissent en stockages leurs gisements épuisés. En 1997, les opérateurs indépendants détenaient 8,8% des sites pour 8,9% des capacités.
- *Transporteurs* : ils sont les plus gros opérateurs de stockage. Mais, avec la dérégulation, ils sont devenus offreurs de services de stockage, notamment pour les compagnies de distribution, auxquelles ils louent leurs capacités. Ils les utilisent également pour intervenir sur les marchés de court terme. Ils ont donc une approche du

¹ Commissions de régulation des Etats

stockage qui ressemble à celle des négociants. Les compagnies de transport inter-étatiques géraient, en 1997, 46,1% des sites, soit 56,5% des volumes. Les transporteurs intra-étatiques géraient quant à eux 3,4% des sites pour 4,5% des volumes.

- *Producteurs* : traditionnellement, les producteurs ont été très peu engagé dans l'aval de la chaîne gazière, c'est-à-dire dans l'offre directe de gaz et dans le stockage. Ils sont aujourd'hui quelques uns à envisager de s'équiper en réservoirs afin de fiabiliser leur offre et de faire face à leurs obligations contractuelles. Mais ils restent, pour la plupart, réticents à s'investir dans le stockage. En 1997, ils ne détenaient que 0,3% des capacités.

La tendance actuelle est à l'augmentation des besoins de stockage. La progression du chauffage résidentiel au gaz entraîne un accroissement de l'instabilité de l'appel au réseau. Pour faire face à la progression de leurs besoins en flexibilité et en capacités de pointe, les opérateurs développent leurs capacités de stockage avec une préférence pour les techniques qui offrent des possibilités de soutirage élevées – stockages en cavités – par rapport aux techniques en roche poreuse, davantage adaptées à la gestion des variations saisonnières. On observe même des projets de stockage en cavité minées – technique très chère – lorsque qu'il n'est pas possible de creuser des cavités salines.

e) Quels enseignements pour le marché européen ?

Le contexte gazier américain est éminemment différent du contexte européen : il existe un grand nombre d'acteurs à tous les niveaux de la chaîne gazière, les petits producteurs sont majoritaires et la concurrence a été introduite alors qu'il existait d'importantes disponibilités sur les canalisations de transport. En outre, le réseau est dense et le pays est peu dépendant des importations. Cette situation a facilité le développement d'outils de négoce à court terme et la mise en place de produits de couverture des risques. Contrairement au vieux continent, il n'existait pas, initialement, de firmes gazières monopolistiques intégrées verticalement. La concentration des sociétés est donc beaucoup plus importante en Europe qu'aux Etats-Unis. En Europe, les ressources gazières sont moins importantes et plus éclatées, l'exploitation de nouveaux gisements est de plus en plus capitalistique et la dépendance vis-à-vis de ressources extérieures est croissante [Finon (1992)].

L'expérience américaine montre qu'introduire la concurrence sur les marchés gaziers est une opération longue et complexe. La réglementation a en effet évolué de manière continue face à l'évolution des rapports de forces et de la répartition des rôles entre les différents acteurs. Ainsi, la gestion des risques d'approvisionnement s'est déplacée des transporteurs vers les distributeurs. L'amont – transporteurs, négociants – s'est largement investi sur les nouveaux marchés, développés au niveau des *hubs*, tandis que les opérateurs aval s'occupent seuls de l'équilibrage du réseau. Dépendants des acteurs amont, ces derniers se sont donc trouvés fragilisés, jouant le rôle d'offreur en dernier ressort.

En Europe, la culture de concurrence caractéristique des Etats-Unis est peu développée. En outre, les anciens monopoles garderont longtemps un fort pouvoir de marché et des moyens de biaiser la concurrence malgré l'individualisation comptable des activités intégrées. Il n'y a que peu de transporteurs susceptibles de se concurrencer, ce qui permettrait de réduire leur pouvoir de discrimination des opérateurs. De plus, il n'existe pas de répartition des rôles clairement définie : sachant que la dépendance vis-à-vis des importations est de plus en plus importante, qui doit assumer la sécurité de l'approvisionnement parmi les transporteurs, les distributeurs ou les Etats ?

La réglementation, pour être efficace devra être complète. Il apparaît clairement que celle-ci évoluera. Mais la directive sur le gaz, que nous analysons au chapitre 5, présente un certain nombre de lacunes notamment parce que les rédacteurs du texte ont souhaité que les Etats conservent la maîtrise du processus de libéralisation. Ce texte et les projets de transcription dans les droits nationaux restent vagues, notamment au sujet du stockage qui sera une composante fonctionnelle essentielle des marchés gaziers ouverts à la concurrence, comme en atteste le marché américain.

C. UNE ANALYSE CRITIQUE DE LA LIBERALISATION DES MARCHES GAZIERS

Le mouvement de libéralisation des activités de réseau et des monopoles en général répond à l'avènement des théories libérales pour lesquelles seule la concurrence est susceptible de garantir l'efficacité des entreprises. Les réformes engagées s'inspirent principalement de la comparaison entre monopoles et concurrence parfaite, et de la théorie des marchés contestables. Or les idées ainsi développées sont elles-mêmes critiquables. Elles peuvent même se révéler dangereuses dans certaines conditions.

1. Les limites des critiques traditionnelles des monopoles

Le mouvement actuel de dérégulation des monopoles publics et des activités de réseau correspond à l'avènement des théories libérales. Mais celles-ci reposent sur un ensemble d'hypothèses et sur une conception de l'intérêt général qui prêtent à discussion.

a) L'inadaptation de la concurrence parfaite au cas du gaz

Les politiques de déréglementation dans lesquelles se sont engagés les pays occidentaux sont en grande partie motivées par la comparaison entre les situations de monopole et de concurrence parfaite. Mais quel crédit doit-on accorder à la « norme concurrentielle » ? Car la théorie de la concurrence parfaite repose sur un ensemble d'hypothèses restrictives comme l'information parfaite, l'atomicité du marché, l'existence d'un commissaire priseur totalement désintéressé, ou encore le principe de rationalité des agents¹. Force est de reconnaître le caractère abstrait de ce corpus théorique. En outre, la théorie de la concurrence parfaite rend compte de manière très imparfaite des deux spécificités des activités de réseau suivantes : les phénomènes de long terme et les rendements croissants – qui sont exclus des conditions de Arrow et Debreu qui supposent que les ménages disposent d'une dotation initiale leur permettant de survivre hors du marché. Le processus de rivalité concurrentielle n'est pas analysé. Seule l'étape finale à laquelle il conduit est décrite. La théorie néoclassique n'explique donc pas comment s'opère le glissement du prix de marché vers l'équilibre final [Glais (1992, p.222)].

Ce modèle a évidemment fait l'objet de nombreuses critiques, et n'est cité qu'en tant que référence, qu'équilibre « idéal », en économie industrielle. Il n'est donc pas question que les réseaux gaziers tendent vers le modèle de concurrence parfaite. Mais c'est cette référence qui fait que la notion de surplus du consommateur est au centre du débat sur l'organisation de la filière gazière. Par la maximisation de ce surplus, le bien-être collectif est censé se trouver maximisé. Ce critère, dont le principal intérêt est d'être opérationnel en admettant que le bien-être puisse être mesuré en termes monétaires, est pourtant relativement pauvre. Il ne prend en compte aucun critère de répartition, de justice sociale.

¹ Pour plus de détails, voir le paragraphe A.1.a du chapitre 4 qui traite de la critique néoclassique des monopoles.

En outre, tout ce qui va dans le sens de l'amélioration de la productivité et de la baisse de prix pour le consommateur représente un progrès, sans pour autant analyser les processus sous-jacents, et en particulier les coûts sociaux du « progrès ». Cette conception de l'économie, que nous qualifierons de mécanique, valorise la compétition, c'est-à-dire la rivalité et l'incertitude, alors que celle-ci semble en contradiction avec les approches plus philosophiques du bien-être. Et c'est au nom du surplus qu'est construit le critère de tarification au coût marginal, présentée généralement comme optimale. Or, la différenciation tarifaire auquel il conduit est source de discriminations, il est donc limité du point de vue de la gestion des services publics au centre de laquelle sont les notions d'égalité d'accès et de redistribution [Colombier (1997)].

Il nous semble donc que la référence à la concurrence parfaite doive être manipulée avec précautions. Elle ne doit représenter qu'un critère d'évaluation et ne doit pas donner lieu à une dérive dogmatique qui pourrait se révéler dangereuse. En effet, ses fondements abstraits sont relativement pauvres par rapport aux enjeux dont font l'objet les réseaux d'infrastructure ou la politique énergétique. Le débat sur la dérégulation, pour être complet, doit prendre en compte les objectifs « non économiques » des entreprises publiques, sans préjuger de leur non optimalité.

b) La question des objectifs « non économiques » des entreprises publiques

Les décisions de la Commission Européenne en matière économique sont destinées à améliorer l'efficacité des marchés intérieurs, c'est-à-dire à se rapprocher d'un optimum concurrentiel assurant la maximisation du surplus collectif par la tarification au coût marginal. Est donc remis en cause tout ce qui peut éloigner le prix du coût marginal : le consommateur doit payer le « vrai prix ». Or, en France, la plupart des monopoles publics appliquent le même tarif à l'ensemble des demandeurs finaux au nom du service public. C'est le cas, par exemple, d'EDF, de la Poste (pour ses activités courrier) et de France Télécom.

Le principe de la péréquation, qui fonde l'égalité d'accès au service pour tous les usagers sans discrimination géographique, repose sur des subventions croisées qui permettent de financer les consommateurs finaux déficitaires par les demandeurs les plus rentables. Ces subventions croisées sont présentées comme un défaut des marchés monopolistiques, alors qu'elles sont le seul moyen de permettre un accès au service pour

certains usagers. Lorsque cet accès représente un droit fondamental, alors les subventions croisées sont parfaitement justifiées. Le débat doit alors porter, non pas sur la tarification, mais sur les moyens techniques les mieux adaptés à la satisfaction de ces besoins – comme la production d’électricité décentralisée pour l’approvisionnement des zones isolées. Une démarche normative doit donc tenir compte de ces questions connexes aux problèmes de coûts, comme la justice allocative ou le caractère structurant des réseaux d’infrastructure, sans quoi théorie et réalité auront toutes les difficultés à se rencontrer. Il est donc indispensable de définir la notion de tarification équitable.

Il existe un débat fourni sur la question du caractère équitable ou non de la péréquation tarifaire. En effet, une tarification équitable devrait prendre en compte la capacité et la disposition des demandeurs finals à payer, c’est-à-dire facturer les services à leur valeur pour le consommateur final. Est-il normal, par exemple, que les plus pauvres paient la même contribution que les plus riches pour avoir accès à l’électricité, sachant qu’aujourd’hui celle-ci est un bien de première nécessité ? En outre, selon leur structure de consommation, les consommateurs accorderont plus ou moins d’importance à la qualité de leur approvisionnement : les besoins d’un passionné de nouvelles technologies ne sont pas les mêmes que ceux de la personne n’utilisant l’électricité que pour l’éclairage et quelques tâches ménagères. Le problème est donc d’inciter les consommateurs à révéler leur structure de préférences.

Ce problème se retrouve pour le téléphone, qui est aujourd’hui un service essentiel pour la socialisation et la sécurité des individus, il relève donc du service public. En conséquence, comme le souligne Henry (1997, p.169), il serait juste, au nom de l’équité, de définir un accès minimum au réseau pour l’ensemble des citoyens, y compris les plus défavorisés économiquement ou géographiquement, comme l’a fait Oftel, l’organisme de régulation des télécommunications britannique, en 1995, et comme cela est en passe d’être mis en place en France. Or la tarification au coût marginal exclurait une partie significative de la population de ces services. Les choix semblant aller à l’encontre d’une certaine conception de la rationalité économique peuvent donc trouver leur justification socialement, et donc justifier, par exemple, l’existence de subventions croisées.

Dans un contexte concurrentiel, seuls les segments attractifs économiquement seront porteurs de compétition. Se pose alors la question du financement des missions de service public initialement couvert par des subventions croisées. Pour compenser le manque à

gagner de l'opérateur en charge de ces missions consécutif à la libéralisation, doit-on prélever une taxe sur les activités rentables ? Cela irait à l'encontre des objectifs poursuivis par la libéralisation. Doit-on laisser ces demandeurs finaux à la charge de l'Etat, donc des contribuables ? Une telle solution serait d'autant plus critiquable qu'elle ferait appel à la contribution de tous les citoyens, y compris de ceux qui ne sont pas utilisateurs du service incriminé. Notons que le recours à l'impôt est justifié si les retombées économiques de la concurrence sont supérieures à la contribution fiscale. Ces retombées peuvent être évaluées en termes d'amélioration de la compétitivité des entreprises nationales, par une amélioration de l'emploi et, plus globalement, par un regain de croissance économique.

c) Les profits du monopole sont-ils plus critiquables que les profits privés ?

La captation d'une rente est au centre des critiques à l'égard des monopoles. Or, d'une part, de telles rentes sont, en pratique, difficiles à mettre en évidence [Cournède (1999)] et, d'autre part, ce n'est qu'en théorie que les profits sont nuls en milieu concurrentiel. En effet, le but de toute entreprise privée est de dégager des bénéfices, c'est-à-dire de construire des rentes assises sur des avantages comparatifs. Ces avantages peuvent provenir de coûts de production plus bas ou encore de la détention de ressources rares, comme les compétences par exemple. C'est donc la perspective de réaliser des surprofits qui constitue le principal moteur de l'activité.

Bon nombre d'entreprises de réseau qui évoluent en milieu concurrentiel dégagent d'importants bénéfices. On peut donc leur adresser le même reproche qu'aux monopoles. Dès lors, est-il cohérent de critiquer les bénéfices des opérateurs historiques ? Car, dans la mesure où ceux-ci sont des entreprises publiques, les gains qu'ils réalisent profitent à l'Etat, seul actionnaire, donc à la collectivité, soit en étant réinvestis, soit en venant approvisionner les finances publiques.

La libéralisation des marchés gaziers risque donc de conduire à une privatisation des bénéfices, c'est-à-dire à une confiscation d'une partie du surplus par des acteurs privés. Il y a là, semble-t-il, une véritable question de justice sociale qui se pose avec d'autant plus d'acuité que les segments de marchés ouverts à la concurrence sont ceux les plus rentables, rentabilité qui profitait à un grand nombre de consommateurs par le truchement de subventions croisées.

2. Les apports de la théorie des coûts de transaction

Les théories de la déréglementation à l'origine de la remise en cause des monopoles publics sont essentiellement d'inspiration néoclassique, c'est-à-dire reposant sur une conception de l'économie fondée sur l'allocation optimale des ressources dans le cadre de la concurrence pure et parfaite. L'approche de l'organisation des firmes propre à la théorie des coûts de transaction s'attache, en particulier, à étudier la nature des relations verticales entre firmes. Elle apporte un éclairage différent sur la question de l'optimalité de la stratégie des entreprises, et notamment des monopoles intégrés sur des marchés du type énergie de réseau.

La chaîne gazière est un enchaînement d'activités complémentaires. Les différents acteurs sont donc interdépendants, ce qui peut justifier le recours à des relations hors marché. L'intégration verticale permet en effet d'améliorer la coordination des différents maillons et la gestion prévisionnelle des infrastructures. Or la dérégulation envisagée par la Communauté européenne repose sur le dégroupage des activités intégrées afin de gagner en transparence et donc de faciliter la compétition entre opérateurs. L'économie des coûts de transaction va nous permettre de clarifier le débat sur le rapport coûts/bénéfices de l'*unbundling*.

a) Coûts de transaction et intégration verticale

Sur les réseaux gaziers, les coûts de transaction sont directement dépendants des caractéristiques des infrastructures :

- les rendements sont croissants sur le transport, il faut donc privilégier le regroupement des quantités à transporter.
- La qualité de la coordination des différents maillons permet d'améliorer l'efficacité de la distribution.
- L'intégration du réseau permet de réaliser des économies grâce à la mise en œuvre d'une politique d'entretien coordonnée des infrastructures [Varoquaux (1994)]. Elle offre en effet des alternatives au niveau du transport, en cas de réparation d'une conduite notamment, qui n'existeraient pas en présence de réseaux concurrents ou si les activités étaient morcelées.

Le niveau des coûts dépend donc des investissements engagés initialement, donc de la manière dont sont gérés les actifs spécifiques sur la chaîne gazière. Un actif est dit spécifique lorsque son utilisation est entièrement vouée à une activité, sans possibilité de recyclage – vente d’occasion, utilisation dans le cadre d’autres métiers. C’est le cas du réseau de canalisations par lequel le gaz est transporté et distribué. Dans le cadre de la libéralisation, la possession de ces actifs procure un avantage concurrentiel à l’ancien monopole [Williamson (1989)]. L’entrée de concurrents est rendue d’autant plus difficile que, par son expérience, le monopole détient des savoir-faire – bonne connaissance du marché, routines organisationnelles, etc. – qui peuvent être considérés comme des ressources rares.

Pour crédibiliser la menace d’entrée, il est nécessaire de casser cet avantage compétitif, c’est-à-dire d’éliminer les structures ayant pour but de réduire les coûts de transaction. En effet, la spécificité des actifs amont influence l’organisation des entreprises en aval, ces actifs s’échangent donc sur des marchés imparfaits, l’intégration verticale peut être une solution efficace pour les acquérir [Gianfaldoni et Guilhon (1990)]. Dans la mesure où il est besoin de porter atteinte à l’efficacité du monopole en place, on peut se poser la question du bien-fondé de la déréglementation à l’européenne.

L’existence de coûts de transaction élevés liés aux investissements spécifiques a justifié, jusqu’à présent, l’intégration verticale de nombreuses compagnies présentes sur les segments aval de la chaîne gazière et l’organisation des importations par des contrats de long terme entre producteurs et importateurs. La dérégulation risque donc de se traduire par une augmentation des coûts de transaction. De Canio et Frech (1993) ont en effet montré que, aux Etats-Unis, l’interdiction par la FERC en 1987 des contrats de long terme avec clauses *take or pay* passés entre producteurs et transporteurs s’est traduite par une hausse des prix du gaz comprise entre 21% et 31% dès 1988. De plus, si les différents offreurs ont des niveaux de fiabilité différents inconnus avant que les transactions n’aient réellement eu lieu, alors la recherche d’information sur la fiabilité de chacun est coûteuse. Par ailleurs, selon la sensibilité des demandeurs au risque d’interruption des approvisionnements, certains souhaiteront ne pas dépendre uniquement des marchés spots. Ces arguments incitent à la conclusions de relations de long terme au sein des chaînes gazières [Hackett et Lyon (1993)], relations en contradiction avec les politiques de dérégulation prônées en Europe.

Les relations de long terme permettent donc d'améliorer l'efficacité de la chaîne gazière. Globalement, les développements en économie des coûts de transaction concluent que, même en l'absence de gains technologiques avérés, l'intégration verticale améliore l'efficacité des firmes par la réduction des coûts de gestion [Klein et Shelanski (1995)]. Les gains mis en évidence par Williamson (1975) pour les firmes dont les comportements sortent des standards concurrentiels, et la meilleure compréhension de l'intégration verticale à laquelle elle a conduit, ont permis à la Court Suprême américaine de revenir en partie sur la qualification d'anti-concurrentielle qu'elle attribuait systématiquement aux comportements de contrôle vertical des entreprises.

Les politiques anti-trust mettent en balance des visions différentes de l'intégration verticale : une augmentation apparente du pouvoir de marché contre une baisse potentielle des coûts, ou les imperfections de la réglementation contre les imperfections organisationnelles ou contractuelles [Joskow (1991)]. Il est ainsi souvent préférable de maintenir des structures intégrées plutôt que de recourir à leur démantèlement au nom d'un pouvoir de marché abusif.

b) Pérennité des investissements et comportements opportunistes

L'organisation initiale de la chaîne gazière permettait en particulier de développer des capacités de production en offrant des garanties de débouchés aux producteurs. Or, en Europe, la croissance de la demande prévue pour les années à venir fait craindre des risques de pénurie à l'horizon 2020. Les capacités de production qui seront nécessaires doivent être planifiées dès maintenant. Dans le contexte de bas prix de l'énergie observée ces dernières années, on craint pour la rentabilité de ces projets. Les champs de production seront-ils opérationnels en temps voulu ? Car, avec l'augmentation de la compétition, les investissements à court délai de récupération auront tendance à être privilégiés par rapport aux investissements lourds [Percebois (1992)]. Ainsi l'introduction de la concurrence et le morcellement des activités des firmes intégrées font peser un risque à la fois sur la pérennité des approvisionnements, et, paradoxalement, sur la compétitivité future du gaz.

La concurrence pose également la question de la prise en charge des investissements en infrastructures de transport et de distribution. La séparation de ces deux activités va déconnecter les transporteurs de la commercialisation du gaz au consommateur final. Leur capacité à anticiper sur l'évolution de la demande risque donc de s'en trouver réduite. En

outre, et ce malgré une réglementation visant à garantir le développement du réseau à long terme, le transporteur sera peu incité à raccorder de nouvelles zones de consommation. En effet, offreur en dernier ressort, c'est lui qui assume le risque commercial car les offreurs, s'ils ne trouvent pas de débouchés suffisants, peuvent se retirer. Ce n'est pas le cas du gestionnaire de réseau pour qui la pénétration du gaz est un impératif.

Ainsi l'existence de très importants investissements spécifiques en infrastructures fait peser un risque de comportements opportunistes de la part des négociants et de tous les opérateurs ayant accès à la commercialisation de gaz, qui ne subissent que des coûts irrécupérables limités. Ce risque est d'autant plus grand que les consommateurs qui appartiennent aux segments de marché industriels sont très sensibles au prix des combustibles qu'ils utilisent, et que leur demande est relativement constante. Gros consommateurs, rationnels, ils sont plus faciles à recruter que la clientèle domestique, et sont également les plus rentables. L'entrée sur le segment industriel est donc relativement aisée. Le risque est donc de voir les entrants se retirer en cas de baisse de rentabilité, laissant le gestionnaire de réseau assumer cette demande alors qu'elle est source de pertes financières. Ces comportements opportunistes s'inscrivent dans des logiques de court terme, alors que la commercialisation de gaz naturel doit s'inscrire dans le long terme.

Il est donc nécessaire de mettre en place des moyens de contrôler ce risque de comportements opportunistes. Cela va à l'encontre du souci de rendre les marchés gaziers contestables : la contestabilité repose sur la facilité qu'ont les opérateurs à rentrer sur le marché, et surtout à en sortir. Il faut donc trouver un juste équilibre entre ces deux soucis.

3. Les dangers de la libéralisation

La libéralisation des industries de réseau passe par un dégroupage des activités initialement intégrées afin de rendre possible la compétition 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, et l'existence de coûts fixes importants peut justifier, dans certains cas, le maintien de monopoles naturels et la restriction de la concurrence [Rallet (1999)].

a) Quelles subventions croisées remettre en cause ?

Les critiques néoclassiques du monopole sont fondées sur une vision exclusivement opportuniste de son comportement. 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.

Ces subventions sont-elles critiquables ? Oui si l'on estime que le juste prix correspond au coût marginal de distribution, ce qui revient à procéder à une discrimination tarifaire fondée sur des critères géographiques. Mais, si l'on considère que le réseau gazier s'inscrit dans une logique d'aménagement du territoire et de renforcement de la cohésion nationale en faisant bénéficier au plus grand nombre d'une énergie propre et pratique, bon marché, ce qui peut passer par une péréquation tarifaire, alors les subventions croisées peuvent contribuer à une certaine justice sociale et à un développement économique harmonieux de l'ensemble des régions d'un même pays.

Le débat devrait alors porter sur la capacité du gaz naturel à promouvoir le développement économique, sur la place à lui accorder dans les politiques d'aménagement du territoire. En France, les pouvoirs publics, notamment dans les régions les moins peuplées et les moins dynamiques économiquement, défendent l'idée selon laquelle le gaz est un véritable atout pour leur développement. En effet, au delà de l'approvisionnement en énergie à proprement parler, le gaz est porteur d'une image de modernité. Il trouve là une fonction de renforcement du sentiment d'appartenance à la communauté nationale pour des zones jugées comme en retard par rapport à leurs voisines. Est-il possible d'évaluer les retombées économiques du gaz au regard de ces critères ? Cela semble délicat. Il s'agit là davantage de répondre à des questions d'ordre social.

En outre, les subventions croisées peuvent être compatibles avec un principe de tarification à la valeur. Le prix du gaz, s'il est fondé sur celui de ses concurrents et pas sur son coût, peut justifier une répartition des charges de distribution sur l'ensemble des

demandeurs : si le différentiel de coût avec les énergies alternatives permet, sur les segments rentables, de rendre le gaz compétitif vis-à-vis de ses concurrents pour l'ensemble des consommateurs, alors cela peut être plus profitable à la collectivité qu'une solution où une partie des demandeurs aurait accès à un gaz très bon marché, alors qu'il ne serait pas compétitif pour les autres.

b) Les imperfections d'un système d'accès des tiers au réseau

Le recours à l'accès des tiers au réseau (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 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 – sauf en cas d'augmentation de la demande – 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. Par exemple, aux Etats-Unis, pendant les années quatre-vingts, les transporteurs ont profité de l'*open access* pour favoriser leurs filiales engagées dans le négoce [Hackett et Lyon (1993)]. 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 sur-évaluation de ces coûts, et surtout ne les incite pas à améliorer l'efficacité de leur gestion.

Comme le souligne Finon (1997), l'ATR laisse un pouvoir de marché conséquent au gestionnaire des infrastructures à la fois par le refus d'accès et par la tarification du transport et des services auxiliaires. L'accès des tiers étant soumis aux capacités disponibles, le transporteur peut jouer sur des asymétries d'information pour masquer sa capacité réelle, ou organiser la pénurie de capacités à plus long terme en limitant le développement du réseau. De plus, les coûts marginaux sont difficiles à évaluer étant

donnée la complexité de la gestion des flux. Enfin, l'*unbundling* ne permet de révéler que des coûts moyens comptables, sans lien direct avec les coûts économiques et les économies d'envergure. Sans contrôle étroit, il peut même permettre à l'opérateur de charger le coût d'accès.

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 concurrents¹. Le moyen est de régionaliser le transport en attribuant les canalisations par appel d'offre, 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.

Ce problème a été rencontré sur le marché du téléphone fixe français où France Télécom reste gestionnaire du réseau longue distance déjà en place – ses concurrents ont engagé des investissements afin de poser des lignes concurrentes – et reste l'opérateur exclusif sur les réseaux locaux. Ainsi, étant soumises aux conditions tarifaires de France Télécom sur le local, les nouvelles compagnies ne peuvent-elles offrir que des services incomplets, axés sur la longue distance. Cette situation donne en outre un pouvoir de blocage à l'opérateur public français sur les nouveaux marchés liés au développement d'internet. Par exemple, il est accusé de freiner l'arrivée des nouvelles techniques de transmission à haut débit, comme l'ADSL. C'est pourquoi, en avril 2000, les commissaires européens chargés de l'information et de la concurrence ont fait part de leur intention d'accélérer l'ouverture de la boucle locale. Le libre accès aux réseaux locaux est une des conditions du développement d'accès à internet à bas prix, en échappant aux conditions tarifaires des anciens monopoles, et de permettre l'installation d'équipements à haut débit.

¹ La condition pour que puisse apparaître une véritable concurrence sur le segment du transport est que des capacités soient vacantes afin que les arbitrages soient techniquement possibles.

c) Le problème du coût de la dérégulation

Déréguler les marchés gaziers revient à faire le pari que les bénéfices liés à l'accroissement de la concurrence en amont de la chaîne vont plus que compenser les coûts issus de la libéralisation. Les coûts proviennent d'une part des pertes d'efficacité – moins bonne coordination des différents maillons – et d'autre part de la réglementation et de son application afin de garantir la non-discrimination des entrants par l'opérateur historique. Moins souvent abordé dans le débat sur la libéralisation des réseaux gaziers en Europe, n'oublions pas les coûts sociaux, liés à l'élimination des plus faibles et aux restructurations, qui risquent d'intervenir dans un avenir relativement proche.

(i) Le coût de réglementation

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, sources d'économies par une meilleure coordination des activités complémentaires, risquent de se multiplier, et où 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.

En outre, 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. De plus, la réglementation doit être adaptée régulièrement à l'évolution du contexte concurrentiel. Le travail de l'autorité de réglementation est alors d'autant plus compliqué que les contrôles portent sur des questions techniques complexes [Finon (1997)].

Ainsi, comme le souligne Percebois (1992), on sera, au nom de la concurrence, obligé de recourir au contrôle bureaucratique. 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. En outre, face à la complexité croissante des textes par émission de nouvelles directives 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.

Les partisans de la réglementation, aux Etats-Unis notamment, commencent à prendre conscience de ce problème de coût, mais également des problèmes propres à la gestion à long terme des installations [Dauger (1998)]. La transition vers un régime concurrentiel aux Etats-Unis, engagée au début des années quatre-vingts, n'est toujours pas arrivée à son terme. La définition d'une réglementation adaptée s'avère très complexe, notamment en raison de l'évolution du contexte énergétique local. Remarquons que les principaux coûts de cette transition ont été supportés par les opérateurs, notamment lors de la négociation des contrats et du problème des contrats *take-or-pay* dont furent victimes un grand nombre de transporteurs qui, à l'époque, jouaient un véritable rôle d'intermédiaires puisqu'ils achetaient le gaz aux producteurs pour le revendre aux distributeurs.

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 – baisses des tarifs, 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. Ce choix serait de nature à alléger le poids des contrôles et à permettre une plus grande transparence dans le comportement des différents acteurs, et en particulier des transporteurs vis-à-vis de leurs interlocuteurs amont et aval.

(ii) Le coût social de l'ouverture des frontières

La dérégulation des monopoles publics a pour but d'instaurer des régimes concurrentiels à l'échelle européenne où les entreprises privées ne seraient pas défavorisées par rapport aux entreprises publiques, protégées du risque de faillite. Mais, comme le soulignent Barbet et Benzoni (1991), l'ouverture des frontières risque d'avoir un coût social non négligeable. En effet, les entreprises les moins performantes, dont les systèmes de financement sont les moins robustes, pourraient disparaître. La libéralisation devrait donc donner un avantage aux firmes les plus grandes, c'est-à-dire aux monopoles opérant dans les pays de l'Union les plus importants, les petites entreprises étant dans

l'incapacité de compenser techniquement leur handicap de taille dans la course aux économies d'échelle. Le processus de concurrence ne sélectionne donc pas nécessairement le plus efficient.

Ainsi, Barbet et Benzoni (1991) concluent que l'extension de la dérégulation au niveau international peut être contestable. Par des stratégies de prédation ou de préemption, l'effet de taille et les différences de robustesse des systèmes de financement permettent d'évincer du marché des entreprises qui pourraient se révéler plus efficaces. La déréglementation pourrait alors être interprétée comme un acte stratégique de la part de certains pays.

d) Le risque de privatisation des bénéfices et de socialisation des pertes

Le but de l'introduction de la concurrence sur les réseaux gaziers est de mettre fin aux abus de pouvoir des monopoles en termes de tarification et à leur manque d'efficacité issue d'un excès de stabilité de leur environnement. Or, les raisonnements qui conduisent à conclure aux bienfaits de la concurrence reposent sur une conception théorique « idéale » du réseau, c'est-à-dire un réseau qui ne desservirait que les zones commercialement intéressantes – où le gaz est concurrentiel vis-à-vis des autres énergies sans subventions croisées - , où il n'existerait pas de surinvestissements.

Cela revient donc à vouloir appliquer une conception théorique des marchés à une réalité qui en est assez éloignée. En effet, les réseaux des différents pays d'Europe sont le résultat d'une histoire, c'est-à-dire de choix de politique énergétique passés et de traditions culturelles comme le service public en France. Ces réseaux peuvent donc présenter de nombreuses imperfections au regard de la norme théorique.

Est-il raisonnable, dès lors, de vouloir appliquer les préceptes concurrentiels théoriques sur ces structures sachant que celles-ci ne possèdent pas les caractéristiques requises ? Quelle réforme appliquer aux consommateurs qui, dans des choix dits « rationnels » n'auraient pas dû être raccordés au réseau, mais sont clients du monopole ? Ceux-ci sont captifs à moyen terme¹, il n'est donc pas possible de les exclure du marché. En outre, au nom de l'équité, il ne doivent pas être pénalisés par la déréglementation, en

¹ Comme nous l'avons vu dans la première partie, les consommateurs sont captifs à moyen terme en raison des incompatibilités des chaudières entre différents combustibles.

particulier lorsqu'il s'agit d'industriels pour qui une augmentation du coût des combustibles serait préjudiciable à la compétitivité.

Ainsi, si les subventions croisées sont souvent présentées comme un des travers des structures monopolistiques, il n'en reste pas moins qu'elles existent, et qu'elles doivent donc être gérées. Les propositions de la Communauté européenne tendent à éluder ce problème en suggérant d'ouvrir à la concurrence les segments rentables et de laisser la frange déficitaire sous contrôle du monopole initial. Or, le système de financement de l'offre reposait en partie sur une solidarité entre les consommateurs « rentables » et les autres. Donc, on propose de substituer des financements publics à des subventions croisées qui assuraient la viabilité du régime monopolistique. Le problème, loin d'être résolu, est au contraire amplifié car il met à contribution des non consommateurs d'une part, et il demande de définir un nouveau mode de financement. De plus, comment justifier que les segments rentables, donc sources de profits, soient gérés par des opérateurs privés, pendant que la collectivité prend en charge les déficits issus des autres segments ? Le « bien-être » collectif en est-il augmenté ? On touche là aux limites du surplus dans l'évaluation de ce bien-être.

*

* *

Les pouvoirs publics cherchent à introduire la concurrence sur les marchés monopolistiques afin de résoudre les problèmes posés par l'excès de sécurité dont disposent ces firmes – captation d'une rente, manque de dynamisme. Sur les réseaux, la libéralisation est permise par l'arrivée à maturité des installations, c'est-à-dire lorsque les marchés sont équipés en infrastructures et que celles-ci sont amorties. Plusieurs procédures d'introduction de la compétition sont possibles. Celle généralement retenue consiste à maintenir un monopole sur les installations et à permettre l'entrée de concurrents sur les services finaux aux utilisateurs. C'est le choix opéré par la Communauté européenne pour la libéralisation des marchés gaziers. Mais quelles sont les options réglementaires susceptibles de convenir à l'ensemble des Etats membres, quelles en sont les implications ?

**CHAPITRE 5. LA DIRECTIVE EUROPEENNE SUR LE GAZ ET SA
MISE EN OEUVRE**

INTRODUCTION

Le mouvement de désengagement des Etats des activités industrielles et de services est commun à la plupart des pays industrialisés. Sensibles aux théories tendant à montrer la supériorité de la concurrence sur l'organisation monopolistique des marchés, les gouvernements ont privatisé un grand nombre d'entreprises publiques et démantèlent un nombre croissant de monopoles, y compris dans des domaines pouvant relever du service public. Le jeu des forces du marché doit théoriquement conduire à une amélioration du bien-être collectif grâce à une baisse des tarifs, à une amélioration de la qualité de service, voire à une meilleure gestion à long terme des infrastructures dans les activités de réseau.

Les Etats-Unis ont été les pionniers de la libéralisation. Ils ont progressivement ouvert à la concurrence l'ensemble des réseaux d'infrastructure, avec plus ou moins de bonheur. Sensible à l'argumentation libérale, la Communauté européenne s'est à son tour engagée dans une politique de stimulation des forces concurrentielles par le déclouisonnement des marchés des Etats membres et la remise en cause progressive de toutes les structures de marché anti-concurrentielles, dont les monopoles publics.

Considérée comme relevant de la compétence des Etats, la politique énergétique a longtemps échappé à cette logique. Mais, depuis une quinzaine d'années, la Commission européenne souhaite mettre fin au régime particulier des biens énergétiques et les intégrer au marché unique, c'est-à-dire les soumettre à la politique de concurrence. L'objectif affiché est d'améliorer la qualité et la sécurité des approvisionnements, et de baisser les prix des combustibles.

Dernière engagée, la libéralisation des marchés gaziers est organisée par la directive 98/30/CE du 22 juin 1998, les Etats ayant jusqu'au 10 août 2000 pour la transcrire dans leur droit national. Cette directive est l'aboutissement de discussions entamées au début des années quatre-vingt-dix. Le texte final laisse aux Etats une grande liberté dans le pilotage du processus de libéralisation afin de permettre à chacun de tenir compte de ses spécificités – maturité du réseau, dépendance vis-à-vis des importations, densité de la population. Nous verrons donc dans ce chapitre les étapes qui ont conduit à l'élaboration de cette directive, depuis la mise en place d'une politique de concurrence par les instances européennes jusqu'aux propositions successives de la Commission, et les conséquences de l'application des nouvelles règles sur la scène gazière continentale.

A. L'APPROCHE EUROPEENNE DE LA DEREGULATION DES RESEAUX

La construction européenne trouve son origine dans la seconde guerre mondiale. En 1945, les pays d'Europe occidentale ont dû répondre aux questions de l'évolution de leurs relations avec l'Allemagne d'une part, et des moyens à mettre en œuvre afin de permettre à un continent exsangue de retrouver une certaine prospérité économique d'autre part. Un certain nombre d'Etats ont alors choisi de se regrouper au sein d'une communauté. Cette solution présentait le double avantage de garantir la paix à long terme et de stimuler le développement économique des Etats membres en palliant le handicap que représentaient leurs petites tailles respectives. Ainsi, instituée en 1958 par la signature du Traité de Rome par l'Allemagne Fédérale, la Belgique, la France, l'Italie, le Luxembourg et les Pays-Bas, la Communauté européenne (initialement Communauté Economique Européenne) s'est progressivement élargie et regroupe aujourd'hui quinze pays d'Europe occidentale.

Destinée à promouvoir une union sans cesse plus étroite entre les peuples européens, ses deux principaux objectifs sont la réalisation d'un marché commun d'une part, et d'une union économique d'autre part. Trois grands courants théoriques et doctrinaux ont influencé la construction européenne [Yvars (1997)] :

- *le fédéralisme*, selon lequel l'union politique doit précéder l'intégration économique. Le principe du fédéralisme est de transférer le traitement de certains problèmes d'un niveau national à un niveau supra-national par la mise en place d'institutions européennes.
- *L'organisation confédérale* : il s'agit d'une vision plus diplomatique de la construction européenne où la totalité du pouvoir décisionnel reste aux mains des Etats. Dans ce cadre, les décisions collectives doivent être prises à l'unanimité.
- *Le fonctionnalisme* : il place les facteurs techniques et économiques au centre des préoccupations. L'intégration politique, réalisée progressivement sous forme de communauté politique européenne, doit être précédée par une intégration technico-économique sectorielle.

La construction européenne fut initialement conçue selon un modèle fédéral. Mais, face à la lenteur croissante de la prise de décision, notamment à cause de l'élargissement de la communauté, l'unanimité a été abandonnée au profit de votes à la majorité qualifiée

pour un certain nombre de décisions, marquant une orientation plus confédérale. Cependant, étant donnée l'avance considérable de la construction économique de l'Union sur sa construction politique, force est de constater qu'en réalité la Communauté européenne consacre aujourd'hui les thèses fonctionnalistes.

Ainsi le Traité de Rome n'était-il que la première étape d'une intégration économique de plus en plus poussée entre les Etats membres, au centre de laquelle figure le souci de garantir le développement des échanges et le progrès économique et social fondé sur l'économie de marché, c'est-à-dire en assurant le respect de règles de concurrence strictes par les protagonistes de l'union.

1. La politique de concurrence européenne

La création d'un espace économique unifié où seraient abolies les entraves au libre échange est l'objectif prioritaire de la construction de la Communauté européenne depuis la signature du Traité de Rome, en 1958. La suppression des cloisonnements entre les marchés nationaux a été progressive pour aboutir, aujourd'hui, à un marché et à une monnaie uniques. Les Etats membres voient là un moyen d'augmenter le dynamisme et les performances de leurs économies respectives par l'émergence de nouveaux débouchés d'une part et par l'occasion offerte de bénéficier des complémentarités entre les compétences spécifiques développées par les différents pays.

Cette évolution doit bénéficier au consommateur par une diversification des offres – il devrait exister, *in fine*, une alternative de consommation pour tous les biens et services – et une baisse des prix obtenues par une concurrence accrue entre fournisseurs. Mais les tentations protectionnistes des Etats membres sont encore vives, et la concurrence n'est réelle que s'il existe un nombre suffisant d'entreprises aux performances comparables. Les instances européennes ont donc mis en place une politique de concurrence visant à favoriser la compétition entre firmes par l'élimination des cloisonnements, des structures de marché anticoncurrentielles et des comportements visant à entraver la compétition, qu'ils soient d'origine publique ou privée. Cette politique a été construite progressivement par la signature de traités successifs jusqu'à l'union économique et monétaire.

a) Les étapes de la construction de l'espace économique unifié

(i) Le Marché commun

Le Traité de l'Union (ou Traité de Rome) instaure la Communauté Economique Européenne (CEE) le 1^{er} janvier 1958 par la création d'un espace économique unifié où toute entrave au libre jeu de la concurrence est proscrite : le Marché commun. Son principal objectif économique est le renforcement de l'efficacité de l'appareil productif des Pays membres. Devaient être progressivement garantis :

- la réalisation d'une union douanière garantissant la liberté de circulation des marchandises au sein de la CEE par l'élimination progressive des droits de douane, l'harmonisation des réglementations, des normes et de la fiscalité indirecte ;
- la liberté de circulation des personnes : depuis le premier janvier 1970, les citoyens des pays membres ne peuvent plus faire l'objet de discrimination sur la base de leur nationalité pour l'emploi, les conditions de travail et la rémunération.

L'objectif économique de cette intégration est l'amélioration de l'efficacité économique en profitant notamment des gains issus d'une spécialisation plus poussée des productions nationales, en vertu des principes des avantages comparatifs, d'une meilleure exploitation des économies d'échelle grâce à l'augmentation de la taille du marché, d'une meilleure diffusion du progrès technique et d'une efficacité accrue du système productif due à une concurrence plus vive.

Si l'union douanière et la libre circulation des citoyens des Etats membres sont aujourd'hui des réalités, on est encore loin de l'harmonisation des réglementations et de la fiscalité. Ce dernier point donne lieu à des conflits entre partenaires en raison de la concurrence fiscale que tendent à se livrer les gouvernements afin d'attirer les investisseurs. Il est à craindre que les modèles sociaux développés par chacun ne doivent, à terme, se soumettre à cette concurrence par la remise en cause des systèmes de répartition.

(ii) Le Marché unique

Le Marché unique, dont l'instauration remonte à l'entrée en vigueur de l'Acte unique européen, signé les 17 et 28 février 1986, représente la première étape de l'approfondissement de la construction européenne contemporaine. Son principe était déjà

inscrit dans l'article 2 du Traité de Rome posant la réalisation d'un marché commun et le rapprochement des politiques économiques des Etats membres comme l'une des missions de la Communauté. Il repose sur les libertés de circulation des marchandises, des personnes, des services et des capitaux.

L'objectif de relancer le processus d'intégration a été énoncé dans un livre blanc sur « l'achèvement du marché intérieur » publié en 1985 à l'initiative de Jacques Delors, afin d'éliminer les obstacles à la libre circulation des produits et des travailleurs qui persistaient. En outre, l'Acte unique élargit les compétences des institutions communautaires à la politique étrangère, à l'environnement et à la recherche technologique ; il prévoit la mise en place d'un espace sans frontières physiques, techniques ou fiscales pour le 31 décembre 1992 au plus tard (article 13). L'Acte unique a été complété par les accords de Schengen, conclus les 14 juin 1985 et 19 juin 1990, qui doivent conduire à la suppression des contrôles aux frontières entre les Etats membres pour ne conserver que les frontières externes de la Communauté.

(iii) L'union économique et monétaire

Le Traité sur l'Union européenne, adopté les 9 et 10 décembre 1991 à Maastricht, élargit les compétences de la Communauté à un grand nombre de domaines comme l'éducation, l'environnement ou la recherche, et établit une citoyenneté de l'Union. Le volet économique prévoit la mise en place de l'union économique et monétaire (UEM), c'est-à-dire l'adoption d'une monnaie unique, l'euro, par les Etats dont l'économie le permet. Onze pays sur quinze ont été qualifiés, la Grande Bretagne, le Danemark et la Suède ayant refusé d'abandonner leur souveraineté monétaire.

L'UEM, évoquée dès 1969 par le plan Barre et en 1971 par le plan Werner, est l'aboutissement d'un processus qui a vu, dans un premier temps, la mise en place du « serpent monétaire européen ». Ce dernier fixait les parités des monnaies européennes entre elles, avec une marge totale de 2,25 % (le serpent), dans le cadre des accords de Bretton Woods qui définissaient le cours des devises par rapport au dollar à plus ou moins 2,25 % (le tunnel). On parlait alors « *du serpent dans le tunnel* ». Les dévaluations successives du dollar conduisirent l'Europe à faire sortir le serpent du tunnel en abandonnant la parité vis-à-vis de la devise américaine.

Le serpent sera remplacé, en 1978, par le Système monétaire européen (SME) qui combinait un système de change et l'ECU (*European currency unit*). L'ECU est un panier des monnaies de la CEE dont les quantités respectives, révisables tous les cinq ans, dépendaient, en particulier, du PIB et de la part dans le commerce intra-communautaire de chaque Etat. Il jouait le rôle d'unité de compte, notamment pour la fixation des parités entre les devises des Etats membres et servait aux transactions entre banques centrales. Une utilisation privée de l'ECU s'est également développée marginalement.

Le traité de Maastricht pousse plus loin l'union économique et monétaire. Il définit un processus de transition en trois phases : la libéralisation du mouvement des capitaux (achevée au 31 décembre 1993), la création de l'Institut monétaire européen (IME), l'approfondissement de la convergence macroéconomique des pays candidats et le passage à la monnaie unique, avec la création de la Banque centrale européenne (BCE) et du Système européen de banques centrales (SEBC) pour le 1^{er} janvier 1999. L'abandon des monnaies nationales ne sera effectif qu'au 1^{er} juillet 2002.

b) Une politique de concurrence européenne d'inspiration libérale

L'économie de marché est l'un des fondements de la Communauté Européenne, et, en particulier, du Marché unique. D'inspiration souvent qualifiée de « néo-libérale », les traités successifs ont toujours mis l'accent sur la concurrence, la présentant comme le meilleur vecteur de progrès pour l'économie, qu'il s'agisse de la stimulation des entreprises ou de l'allocation des ressources. Ainsi est-il précisé dans l'article 3 du Traité de Rome que la Communauté Economique Européenne a pour vocation « *l'établissement d'un régime assurant que la concurrence n'est pas faussée dans le Marché Commun* ».

L'objectif de la construction du marché intérieur est de permettre aux producteurs de développer librement leurs offres et aux consommateurs de choisir produits et services en fonction de leurs prix et qualités. Il n'est pas question d'une libéralisation complète des marchés, mais du maintien d'une concurrence effective institutionnellement protégée.

La politique de concurrence européenne poursuit trois objectifs essentiels [Druesne, Kremlis (1990)] :

- contribuer à maintenir l'unité du Marché Commun, à l'ouvrir le plus largement possible à tous les agents économiques. Les obstacles à la libre circulation des

marchandises (droits de douane, restrictions quantitatives, barrières administratives et fiscales) tendent à être supprimés.

- Empêcher l'abus de pouvoir économique en combattant la concentration excessive de pouvoir économique, commercial et financier, jugée susceptible d'entraver le rôle régulateur de la concurrence.
- Faire respecter le principe d'équité économique, c'est-à-dire l'égalité des conditions d'accès au Marché Commun pour tous les agents économiques. Il ne doit pas exister de privilège, comme les aides des Etats à destination des entreprises établies sur leur territoire, visant à fausser les règles de la concurrence.

Les consommateurs doivent bénéficier de choix diversifiés pour l'ensemble de leurs besoins. Les structures de marchés non concurrentielles, les subventions et toutes les mesures discriminatoires qui pourraient fausser cette concurrence sont condamnées. Ainsi, progressivement, l'ensemble des monopoles publics ou privés ont été remis en question, tout comme les aides financières publiques accordées à certains secteurs d'activité et qui pourraient procurer un avantage comparatif aux entreprises nationales par rapport aux autres entreprises européennes.

Comme le précise Bezzina (1997, p.319), les vertus prêtées à la concurrence par les instances européennes reposent sur les conclusions de la théorie des marchés contestables : *« celle-ci, dans la mesure où les coûts d'entrée ne sont pas irréversibles et sous réserve que l'entrée soit crédible, est bénéfique à l'efficiency et évite les rentes monopolistiques et les abus de position dominante. »* Ainsi, la création du Marché unique, par laquelle l'ensemble des cloisonnements existant entre les marchés nationaux doit disparaître, repose sur le postulat selon lequel l'ouverture doit entraîner l'enchaînement vertueux suivant : la baisse des prix d'achat provoquée par une concurrence plus vive doit déboucher sur un alignement des prix d'offre sur ceux des producteurs les plus compétitifs, puis sur une restructuration industrielle génératrice d'économies d'échelle et de réduction des coûts [Mougeot et Naegelen (1995)].

c) Les principales dispositions du droit de la concurrence

Pour rendre la libre circulation en Europe possible, les autorités européennes ont accompagné la suppression des mesures étatiques entravant les échanges par la mise en

place d'un droit de la concurrence destiné d'une part à garantir que les frontières ne soient pas remplacées par des cloisonnements nationaux, et d'autre part à empêcher les entreprises de dresser des barrières à l'entrée artificielles. Ces dispositions se traduisent par l'interdiction des abus de position dominante, des politiques tarifaires discriminatoires et des aides des Etats tendant à affecter le commerce entre Etats membres (article 85 du Traité de Rome). Destiné à garantir le bon fonctionnement du processus concurrentiel, le droit de la concurrence est un véritable instrument de politique économique.

Cependant, l'interprétation du terme de « libre jeu de la concurrence » ne se réduit pas à la mise en place des conditions permettant l'émergence d'une concurrence pure et parfaite. En effet, l'article 85 précise dans son paragraphe trois que des dérogations sont admises dans la mesure où un accord « *contribue à améliorer la production ou la distribution des produits ou à promouvoir le progrès technique ou économique tout en réservant aux utilisateurs une partie équitable du profit qui en résulte [...]* ». Ainsi, les opérations de coopération entre firmes européennes et les restrictions de la concurrence allant dans le sens de la promotion du progrès économique et social, but de l'Union européenne, sont juridiquement licites ont-elles souvent bénéficié des dispositions de ce paragraphe [Glais, (1992, p.306)]. Témoignant d'une approche empirique et pragmatique, le modèle de concurrence mis en avant par la Communauté Européenne est donc celui d'une concurrence suffisante, effective et praticable [Boutard-Labarde (1994)]. En conséquence, les entreprises assurant un service d'intérêt économique général peuvent être soustraites au droit commun. Ces dispositions du droit communautaire ont longtemps justifié le maintien de structures de marché anticoncurrentielles pour les réseaux et l'énergie. Le Conseil de la concurrence a été créé le 1^{er} décembre 1986 afin de faciliter la mise en œuvre de la politique de concurrence. Contrairement à la Commission qui n'avait qu'un rôle consultatif, il dispose d'un pouvoir de décision.

L'action concurrentielle de la Communauté européenne peut s'apparenter, sous certains aspects, à la politique anti-trust américaine. Les alliances, les fusions-acquisitions entre grandes entreprises donnent lieu à une étude de la part des autorités européennes. Lorsqu'ils sont jugés de nature à perturber l'équilibre concurrentiel du marché en accordant aux cocontractants des avantages comparatifs déterminants, les accords peuvent être bloqués, comme ce fut le cas en 1999 lors du projet de fusion entre Volvo et Scania

pour la fabrication de poids lourds. Sans aller jusqu'à interdire une fusion, le commissaire à la concurrence peut poser certaines conditions à la conclusion de l'accord, comme la cession de filiales afin de limiter la puissance commerciale de la nouvelle entité, donc les risques d'abus de position dominante.

2. L'Europe et les services publics

La politique de concurrence et les entreprises de libéralisation des marchés dont les structures sont jugées anticoncurrentielles se heurtent à des divergences de fond entre Etats membres. Ces difficultés proviennent généralement de différences culturelles, notamment entre pays du nord et du sud, qui mettent les traditions concurrentielles des uns face aux réflexes monopolistiques des autres, la confiance dans les lois du marché des uns face à l'attachement au service public des autres.

a) Place des services publics dans l'Union européenne

Dans les textes communautaires, les termes de service d'intérêt économique général et de service universel, sont préférés à celui de service public. L'article 90 du Traité de l'Union affirme la primauté de l'objectif d'unification économique. Il pose que les Etats membres n'ont le droit de prendre des mesures favorables à une entreprise chargée d'un service public que si celles-ci ne font pas obstacle à l'unification économique et ne sont pas contraires aux règles de la concurrence. Dans un souci de respect de la souveraineté des Etats, cet article n'a pas été appliqué jusqu'à la signature de l'Acte Unique, en 1986.

Les services publics posent de nombreux problèmes en matière de respect du droit de la concurrence, et leur qualité est souvent douteuse à l'échelle européenne, notamment en raison des cloisonnements subsistant entre les Etats membres. Cette situation représentant un handicap pour l'économie européenne, la transformation des services publics est devenue un enjeu central de la politique européenne [Henry, (1997, p.1)].

La question des monopoles commerciaux est abordée dans l'article 37 du Traité de Rome, dans le chapitre consacré à l'élimination des restrictions quantitatives entre les Etats membres. Les monopoles existants pouvaient être maintenus ou de nouveaux pouvaient être créés à condition que « *soit assurée, dans les conditions d'approvisionnement et de débouchés, l'exclusion de toute discrimination entre les ressortissants des Etats membres* ».

b) La logique de déréglementation des services publics en Europe

Déréglementation ne signifie pas absence de réglementation. Le but du changement d'organisation des services publics est d'en améliorer l'efficacité, non pas nécessairement en démantelant les entreprises en place, mais en les stimulant par la menace d'entrée de concurrents potentiels. Les consommateurs se montrent globalement intéressés par les mouvements de libéralisation. Ils y voient en effet l'occasion de bénéficier de baisses de prix, d'une amélioration à la fois des prestations et des relations avec les fournisseurs [Mermet et Schweren (1997)].

Mais il faut être prudent car la concurrence n'est bénéfique que lorsqu'elle conduit à l'introduction de nouveaux produits, élargit les marchés, permet d'abaisser les coûts de production, de substituer des producteurs performants aux moins efficaces. Dans le cas contraire, elle peut engendrer une multiplication des coûts fixes et un abaissement des rendements lorsque ceux-ci sont croissants. Lorsque les entreprises cherchent à se prémunir contre l'entrée d'entreprise concurrentes, la concurrence peut par exemple les conduire à installer des capacités excédentaires ou à réduire le cycle de vie des produits. Ces pratiques peuvent aller jusqu'à détruire les bases sur lesquelles la concurrence s'exerce [Henry (1997, p.185)].

Les différents services publics ne sont donc pas à égalité face à la concurrence : plus les perspectives d'innovation sont importantes, plus celle-ci peut être bénéfique. C'est notamment le cas des télécommunications : le progrès technique, et en particulier la mise au point des terminaux numériques et l'avènement du téléphone portable permettent le développement de la compétition en réduisant les contraintes techniques auxquelles était soumise la concurrence jusqu'à présent, et en faisant émerger une concurrence intermodale qui met fin au caractère captif du téléphone fixe.

Le principe général de la dérégulation des services publics en Europe repose sur les vertus de la concurrence, censée conduire à une réduction des coûts, à une disparition des rentes de monopole et de abus de position dominante. Les activités relevant du service public sont considérées par la commission comme des activités économiques traditionnelles. Cette vision témoigne de la victoire de l'approche libérale, dont l'argumentation théorique tend à démontrer les vertus de la concurrence, sur la vision française, fondée sur les principes d'intérêt général et d'équité. Bannissant les subventions

croisées, la Commission privilégie la fonction allocative sur la fonction redistributive des tarifs. Ceux-ci doivent en effet correspondre à la contribution de l'utilisateur pour un service particulier qui lui est rendu par la collectivité [Bezzina (1997, p.322)].

3. Conséquences pour les réseaux et la politique énergétique européenne

Les réseaux et l'énergie sont les domaines privilégiés de la concurrence imparfaite. Ils mettent en jeu à la fois l'aménagement du territoire, l'équité entre citoyens et l'indépendance des pays. C'est pourquoi les Etats les ont longtemps organisés sous forme de monopoles ou soumis à un étroit contrôle des pouvoirs publics. La politique de concurrence et l'extension de ses domaines d'application entraîne une remise en cause progressive des structures de marchés non concurrentielles mises en place par les Etats membres de la Communauté européenne : les réseaux doivent être progressivement ouverts à la compétition.

a) La déréglementation des réseaux d'infrastructure

Avant de songer à déréglementer les réseaux d'énergie, les instances européennes ont d'abord introduit la concurrence sur les réseaux d'infrastructure que sont les marchés du transport aérien et des télécommunications. Or, l'existence de monopoles naturels sur certains segments de ces marchés représente un obstacle à la libéralisation. La Communauté européenne prône donc une ouverture des services à la concurrence, tout en laissant la gestion des infrastructures à un monopole afin de bénéficier des rendements d'échelle croissants d'une part, et pour que l'entrée de concurrents ne soit pas interdite par les barrières – coûts irrécupérables – dues aux investissements colossaux que demandent ces activités.

Dans ses projets de déréglementation des télécommunications, la Commission européenne a considéré que les économies d'échelle sont importantes sur les infrastructures et plus limitées dans la gestion des commutations, et qu'il n'existe aucune économie d'envergure dans les services finaux. Elle a donc prôné le maintien d'un monopole sur les infrastructures, et l'introduction d'une concurrence respectivement limitée sur les commutations et généralisée sur les services [Rallet (1999)]. En 1998, enfin, l'ensemble des maillons du marché des télécommunications a été ouvert à la concurrence,

y compris les infrastructures. Ce mouvement s'explique par des évolutions technologiques comme le développement de la numérisation.

Se référant à la théorie des marchés contestables, la Commission Européenne entend donc limiter le monopole aux infrastructures, porteuses de coûts irrécupérables. En effet, les services, pour être proposés efficacement, requièrent une capacité minimale, à la fois physique et technique. Le pouvoir de monopole lié à l'exploitation des installations doit être rendu inoffensif par la réglementation. Celle-ci passe par la séparation comptable des activités intégrées des anciens monopoles, et par la transparence de la tarification de l'accès au réseau. Toutes les prestations utilisant les infrastructures doivent être ouvertes à une compétition loyale, tout en s'assurant du développement à long terme des installations [Benzoni et Rogy (1993)].

Les prochains chantiers de la déréglementation en Europe pourraient être l'introduction de la concurrence sur la distribution du courrier et sur le transport ferroviaire. Remarquons cependant que, comme c'est le cas sur les marchés gaziers, les entreprises présentes sur ces marchés doivent affronter une vive concurrence intermodale, leur pouvoir de monopole est donc très relatif. Il existe en effet de nombreuses sociétés privées dont la vocation est l'acheminement de colis et de plis, et le train doit faire face à la concurrence d'autres modes de transport, comme la route ou l'avion.

b) L'émergence d'une véritable politique énergétique européenne

Considérée à l'origine comme relevant de la souveraineté des Etats membres, la politique énergétique n'est abordée ni dans le Traité de Rome, ni dans l'Acte Unique. Il existait cependant des ébauches de politique énergétique, notamment par l'élaboration d'un mémorandum en 1962 et dans différentes communications de la Commission. Le premier choc pétrolier va conduire à la mise en place du Comité de l'énergie, dont le rôle était de mieux coordonner les approvisionnements des Etats membres et de fixer des objectifs chiffrés en matière de consommation (maîtrise de la croissance des besoins, réduction de la dépendance vis-à-vis du pétrole, etc.). Par une résolution du Conseil du 16 septembre 1986, la Communauté européenne s'est fixée pour objectif « *une meilleure intégration, dégagée des entraves aux échanges, du marché intérieur de l'énergie, en vue d'améliorer la sécurité d'approvisionnement, de réduire les coûts et de renforcer la*

compétitivité économique ». Ce n'est qu'en 1988 que la Commission, dans une communication sur « le marché intérieur de l'énergie », propose d'intégrer le secteur de l'énergie dans le marché intérieur.

(i) Les fondements de la politique énergétique européenne

Comme le définissent Barbet et al. (1986, p.288), une politique énergétique a pour objectif de satisfaire les besoins en énergie au moindre coût pour la collectivité. Les enjeux sont nombreux étant donné la dépendance de la croissance économique vis-à-vis de la consommation d'énergie, les contraintes qui peuvent peser sur les approvisionnements ou encore l'impact environnemental de la combustion.

La politique énergétique européenne vise à réduire la dépendance énergétique de l'Union et à garantir la sécurité de l'approvisionnement. Elle doit permettre d'assurer la compétitivité de la fourniture et de remplir des missions de service public, dans un souci constant de protection de l'environnement. Elle doit prendre en compte l'égalité de concurrence entre combustibles et entre producteurs d'énergie.

La Commission souhaite encourager un meilleur usage des complémentarités des marchés énergétiques nationaux, une optimisation de l'allocation des ressources et une rationalisation de la production, du transport et de la distribution à l'échelle européenne. C'est pourquoi elle a proposé d'appliquer au gaz naturel et à l'électricité le principe général de la libre circulation, c'est-à-dire de faire en sorte que nul ne puisse en entraver le transit sur les grands réseaux européens [Duriez et Lassaille (1992)].

Considérant que l'énergie est une marchandise comme une autre, la Commission adresse les reproches suivants aux marchés nationaux :

- l'obstruction à l'entrée de nouveaux acteurs ;
- l'absence de compétition entre les sociétés intégrées verticalement ;
- le manque de transparence des prix.

La Communauté Européenne prône la vérité des prix, afin que ceux-ci représentent un signal économique non biaisé. Selon la CE, les prix de l'énergie ne doivent en effet pas être maintenus artificiellement bas afin de permettre un niveau d'investissement suffisant au niveau de l'offre et d'inciter à une utilisation rationnelle des ressources. Mais ce concept de vérité des prix, qui repose en partie sur la transparence, risque de compromettre

la confidentialité des négociations directes entre fournisseurs et gros consommateurs [Héraud (1990)]. Ainsi sont remises en question les structures de marché anticoncurrentielles comme les monopoles ou les droits exclusifs afin de permettre au consommateur de choisir librement son fournisseur en instaurant progressivement l'accès des tiers au réseau : le gestionnaire du réseau doit autoriser chacun à utiliser ses installations moyennant péage.

(ii) Les principes de libéralisation des énergies de réseau

Des groupes consultatifs ont été mis en place dès 1990, avant même la promulgation des directives sur le transit, afin d'évaluer les effets de l'introduction de l'ATR. Il est alors apparu que, pour le gaz naturel, l'ensemble des acteurs était hostile à cette évolution à l'exception de quelques gros consommateurs. En 1991, suite à de nouvelles propositions, la Commission a dû faire face à une forte opposition du Parlement Européen d'une part, et des Etats mis en demeure de mettre fin aux distorsions de la concurrence, d'autre part. Contrainte de revoir sa stratégie, la Commission a proposé une nouvelle approche reposant sur quatre principes généraux :

- les mutations doivent être progressives pour permettre à l'industrie de s'adapter ;
- l'application du principe de subsidiarité : les Etats membres peuvent opter pour le système le mieux adapté à leur situation ;
- éviter de mettre en place une réglementation excessive ;
- promouvoir en permanence le dialogue entre la Commission et les autres institutions de la Communauté Européenne, et la concertation avec les gouvernements et les professionnels.

La libéralisation doit être menée en trois phases qui doivent conduire, au final, à une organisation concurrentielle des approvisionnements fondée sur le principe de l'accès des tiers au réseau :

- la directive sur le transport doit, dans un premier temps, établir le droit à importer et à exporter de l'électricité ou du gaz entre les réseaux nationaux, sous des conditions équitables claires ;

- la deuxième phase vise à abolir les droits exclusifs sur la production d'électricité et la pose de lignes ou de canalisations, à mettre en place l'*unbundling*, c'est-à-dire la séparation comptable des différentes activités des sociétés intégrées verticalement, et enfin à introduire un ATR limité fondé sur des critères d'éligibilité ;
- la troisième phase consiste à étendre l'ATR à l'ensemble du réseau, les Etats membres restant libres de déterminer les droits et obligations de service public des compagnies de distribution.

Il est fondamental que les autorités publiques conservent un pouvoir sur les approvisionnements en énergie car rappelons qu'en premier lieu, l'électricité est devenue un bien de première nécessité et que, en second lieu, les consommateurs équipés de chaudières à gaz sont captifs pour le distributeur. Garantir la continuité de la fourniture et la stabilité de la tarification relèvent donc du service public, c'est-à-dire du droit de chacun à bénéficier d'un accès à l'énergie à des prix non discriminatoires, quel que soit son lieu d'habitation. Ainsi, aucun consommateur ne doit être victime de la libéralisation : l'amélioration du bien-être collectif ne doit pas se faire au détriment de certains. Ces obligations sont contraignantes pour les opérateurs car elles leur imposent d'organiser des livraisons dont l'intérêt commercial peut être faible, voire inexistant.

c) L'exemple de la libéralisation du marché européen de l'électricité

L'électricité est devenue une énergie clé. Elle est aujourd'hui reconnue comme un bien social, indispensable [Bezzina (1997, p.317)]. Aussi l'organisation de sa production et de sa commercialisation a-t-elle longtemps reposé sur des structures publiques justifiées par la nécessité de garantir à tous un accès au réseau à un prix « raisonnable ». Le système français obéit à cette logique : Electricité de France a l'obligation d'approvisionner l'ensemble des citoyens à un tarif unique, quelle que soit leur localisation géographique. Mais, la Commission européenne entend proscrire le financement des obligations de service public par des subventions croisées, les tarifs redistributifs donnant lieu à des distorsions des rapports de prix et donc à des pertes sociales d'efficacité [Bezzina (1997, p.322)].

Les premières propositions de la Commission datent de 1992. Abordant l'électricité comme tout service ou marchandise, elle prônait l'accès des tiers au réseau aménagé :

l'accès négocié au réseau. La France, la Belgique et l'Italie défendaient quant à elles la formule de l'acheteur unique, où un seul client responsable de la distribution choisit entre des producteurs concurrents. Le monopsonne, qui n'est soumis à aucune pression concurrentielle représente le principal inconvénient de cette solution. Elle est en fait l'émanation de la volonté française de maintenir une discrimination en faveur de fournisseurs nationaux et est largement en contradiction avec le Marché unique [Mermet et Schweren (1997)].

Ainsi les modalités d'une introduction de la concurrence sur le réseau électrique ont-elles donné lieu à des négociations entre les différents Etats membres qui se sont étalées sur plusieurs années. Ces discussions se sont conclues par la directive 96/92, publiée au journal officiel des Communautés Européennes le 31 janvier 1997. Définissant les conditions d'ouverture à la concurrence des réseaux électriques nationaux au sein de l'Union Européenne, la directive se situe à un point d'équilibre entre l'introduction de la concurrence d'une part, et la préservation des missions de service public d'autre part. Elle pose les règles suivantes [Conseil économique et social (1998)] :

- *ouverture à la concurrence* : à compter du 19 février 1999, une catégorie de clients dits « éligibles » doit pouvoir conclure des contrats d'approvisionnement avec le producteur de son choix. Les critères d'éligibilité, dont la définition est laissée à la discrétion des Etats membres, doivent conduire à l'ouverture à la concurrence d'au moins 25,37 % du marché.

- *Organisation de la concurrence entre les producteurs* : les Etats ont le choix entre deux systèmes, *l'autorisation* d'une part, où la liberté d'établissement est encadrée par un certain nombre de critères (techniques, de protection de l'environnement, liés à la politique énergétique des Etats) ; *l'appel d'offres* d'autre part, qui consiste en un concours tendant à la production de kWh au meilleur prix. Le producteur passe alors un contrat de fourniture avec le gestionnaire de réseau comportant un débouché à la production.

- *Responsabilités du gestionnaire de réseau* : les Etats doivent veiller à ce que les entreprises intégrées n'abusent pas de leur position dominante pour fausser la concurrence. Bien qu'il n'y ait aucune obligation quant au statut juridique ou à la propriété des entreprises, la transparence des prix doit être garantie par une séparation comptable entre les activités des production, de transport et de distribution.

- *Modalités d'accès au réseau pour les clients éligibles* : deux organisations de cet accès sont possibles. Le premier, *l'accès direct*, peut prendre deux formes : l'accès négocié d'une part, où les tarifs sont déterminés au cas par cas, ou la fixation d'un tarif d'accès identique pour tous les consommateurs et producteurs. Le second, dit de *l'acheteur unique*, est un schéma d'organisation globale dont trois variantes sont possibles : l'obligation d'achat (le transporteur joue le rôle d'intermédiaire dans la transaction en achetant la production négociée entre producteur et client pour la revendre à ce dernier), l'accès sur la base d'un tarif public ou négocié, ou la construction de lignes directes.

- *Missions de service public* : les Etats ont la possibilité d'imposer des missions de service public au nom de l'intérêt économique général en termes, par exemple, de prix, de qualité ou de protection de l'environnement, ainsi que de mettre en place un système de planification à long terme.

Le Royaume-Uni a été le premier à s'engager dans une politique de libéralisation du marché électrique, avec la privatisation de la production en 1991. Le marché a été ouvert à la concurrence pour tous les consommateurs de plus de 100 kW, ouverture qui s'est accompagnée de l'augmentation du nombre de producteurs indépendants, avec une place privilégiée pour la génération au gaz. Aujourd'hui, un système d'achat de gros, l'Electricity Pool, organise un appel d'offres d'électricité sous haute tension quotidien à l'issue duquel l'administrateur du marché classe ces offres par ordre de mérite des prix proposés. Elles sont ensuite « empilées » dans l'ordre ainsi défini. Le prix est calculé à partir de l'offre marginale nécessaire pour atteindre le niveau de demande observé [Glachant (1998)]. Le système est supervisé par l'Offer, office de régulation indépendant. L'Espagne, quant à elle, a autorisé la production indépendante dès 1994 assortie d'une obligation de séparation des activités de production et de distribution. Elle s'est dotée d'un régulateur indépendant, la CSEN dont le rôle est essentiellement consultatif [Haag et Laguerre (1997)].

Parmi les Etats membres seule la France n'a pas joué le jeu, prenant un retard de plus d'un an par rapport aux échéances fixées par la directive. Si cette attitude est caractéristique de la réticence de la France à abandonner les monopoles publics, elle risque de pénaliser EDF qui n'a pas attendu que la nouvelle réglementation prenne effet pour

diversifier ses débouchés et se développer à l'international. Les compagnies des partenaires de la France commencent à dénoncer une concurrence déloyale : EDF intervient sur les marchés dérégulés tout en restant protégée sur son marché national. L'opérateur français a donc pris des initiatives du type échanges de production afin d'accélérer l'ouverture de son marché traditionnel.

B. LA DEREGLEMENTATION DES RESEAUX GAZIERS EN EUROPE

En cohérence avec la politique de concurrence, les instances européennes souhaitent que soient ouverts à la compétition les marchés détenus jusqu'à présent par des monopoles publics. Plus de concurrence doit en effet, selon les théories libérales, conduire à un niveau de bien-être plus élevé pour la collectivité en permettant une baisse des coûts d'accès à l'énergie et en garantissant une non discrimination entre les consommateurs [Percebois (1999a)]. Elle doit mettre fin aux abus de pouvoir des monopoles – surfacturation, subventions croisées depuis les segments captifs vers les segments concurrentiels, surinvestissements, etc.

Dans le cas du gaz naturel, la concurrence doit être promue sur toutes les activités où elle peut être mise en œuvre, c'est-à-dire sur les segments qui ne relèvent pas du monopole naturel. Car, rappelons-le, les infrastructures de transport de gaz naturel sont soumises à des rendements croissants *ex ante*¹ qui rendent inefficace la construction de conduites parallèles, dans les limites du monopole naturel. La libéralisation des marchés gaziers est donc une démarche complexe qui demande la définition des activités potentiellement concurrentielles et de définir une réglementation qui rende la compétition possible. Mener un tel projet à bien a donc pris de nombreuses années à la Commission qui a dû proposer successivement plusieurs textes aux Etats membres, dont les préoccupations individuelles sont parfois très différentes, avant de parvenir à un accord.

¹ Voir chapitre 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). Mais, sous la pression de certains Etats, dont la France, l'évolution vers une telle structure sera progressive. Aussi, dans un premier temps, la solution envisagée a-t-elle été celle de l'acheteur unique.

a) Les motivations de la Commission

Les propositions de la Commission concernant le marché du gaz naturel visent à assurer un approvisionnement adéquat et sûr dans des conditions économiques satisfaisantes, tout en s'inscrivant dans un compromis raisonnable face aux préoccupations environnementales. C'est le « triangle magique » de la politique énergétique européenne. 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 du marché intérieur d'autre part.

La Commission justifie ses projets de déréglementation et d'intégration des marchés nationaux du gaz naturel en soulignant les dangers du protectionnisme. En effet, selon la Commission, l'absence de concurrence peut conduire à une stagnation technologique et opérationnelle, à une mauvaise évaluation des risques commerciaux et à un excès de dépendance et de rigidité des contrats d'approvisionnement. Du point de vue de la gestion du réseau, le secteur de l'offre risque de s'orienter en priorité vers les problèmes d'infrastructure, donc de conduire à des surinvestissements et une sous-utilisation des installations. Les entreprises protégées ont tendance à se rapprocher des gouvernements et à répercuter sur les consommateurs leurs éventuelles erreurs de gestion. Cette dictature de fait sur les clients ainsi dénoncée va à l'encontre du droit fondamental qu'ont les consommateurs à choisir leur fournisseur. Ces critiques regroupent l'ensemble des reproches traditionnellement adressés aux monopoles. On pourrait cependant leur reprocher de ne pas être accompagnées d'exemples les corroborant.

Selon la Commission, 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 d'accès des tiers au réseau généralisé étant le but ultime de ce mouvement de libéralisation.

b) 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 Etats 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 leur fournisseur. Le seuil d'éligibilité a été fixé à 25 Mm³ par an à condition que l'ouverture à la concurrence touche au moins 28% de la demande (en France, le seuil de 25 Mm³ ne correspond qu'à 15% du marché, il devra donc être abaissé).
- Les Etats doivent s'assurer que les entreprises intégrées n'abusent pas de leur position dominante pour fausser le jeu de la concurrence. Ils devront empêcher les discriminations des prix et les subvention 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 Etats 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 devait 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 (dans ce dernier cas, l'ouverture à la concurrence peut s'étendre de fait à la quasi-totalité du marché).

- *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. Le texte final, comme nous le verrons, reprend en partie ces dispositions.

c) L'accès des tiers au réseau (ATR)

L'ambition de la Communauté européenne est, au final, de parvenir à un accès des tiers au réseau généralisé qui permette d'introduire la concurrence sur l'ensemble des segments de marché. Le principe de l'ATR est de contraindre le gestionnaire du réseau à transporter du gaz au profit de tout fournisseur le souhaitant, sans discrimination. Il présentera des inconvénients pour certaines parties, mais devrait, 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, qui ne permet aucune discrimination et dont la transparence est totale [Stern (1992)].

Aujourd'hui, l'ATR est défini sur les réseaux de transport. Mais il 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.

A l'heure où la directive sur le gaz est en cours de transcription dans les droits nationaux, il est encore difficile de tracer les contours de la future carte gazière européenne.

Cependant, si l'on en 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, ce qui est là son originalité. Les préoccupations de sécurité des approvisionnements, à la fois en amont – importations – et en aval – gestion des fluctuations de la demande – s'en trouvent accentuées, et la dépendance vis-à-vis des variations des cours internationaux peut fragiliser les stratégies des opérateurs.

d) La controverse entre la Commission européenne et l'industrie gazière

Depuis 1988, les propositions de la Commission Européenne 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 velléités 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.

Par exemple, l'industrie allemande a toujours considéré qu'il était dangereux de contraindre les entreprises gazières à la désintégration verticale et à la publication de leurs coûts pour mettre en place un ATR. D'autres, comme la compagnie belge Distrigaz, affirment leur attachement aux contrats de long terme de type *take or pay*.

Les compagnies européennes ont longtemps fait valoir leur attachement à l'ancien système parce qu'il leur offrait stabilité et sécurité. Des contrats tacites de non agression et

une véritable coopération existaient entre opérateurs nationaux. L'introduction de la concurrence va donc se traduire par des rapports plus tendus entre compagnies. Et, comme le secteur résidentiel doit rester le premier utilisateur dans les années à venir, l'éloignement progressif des ressources gazières fait peser un risque sur la compétitivité du gaz, d'autant que les moyens à mettre en place pour faire face aux demandes de pointe devront être de plus en plus importants.

2. La directive 98/30/CE du 22 juin 1998

La directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 définit les règles communes pour l'organisation du marché intérieur du gaz naturel. Elle succède aux directives suivantes :

- la directive 90/377/CE du 29 juin 1990, dite « directive transparence », par laquelle les prix du gaz et de l'électricité au consommateur final industriel doivent être transparents ;
- la directive 91/296/CEE du 31 mai 1991, dite « directive transit », dont l'objectif est d'accroître les échanges de gaz naturel en facilitant le transit sur les réseaux de transport haute pression.

L'organisation du marché du gaz naturel définie dans cette directive vise, dans le respect des dispositions du droit européen de la concurrence et du principe de libre circulation des marchandises, à permettre aux Etats membres de choisir la réglementation la mieux adaptée à leur structure de marché afin d'atteindre les objectifs suivants :

- renforcer la sécurité de l'approvisionnement en favorisant l'interconnexion et l'interopérabilité des réseaux nationaux ;
- permettre aux Etats, lorsqu'ils estiment que la concurrence ne permet pas de les assurer, d'imposer des règles de service public afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement, la protection des consommateurs et la protection de l'environnement ;
- établir des règles de base pour les entreprises de transport, stockage, distribution et de gaz naturel liquéfié (GNL) et assurer la transparence des règles techniques pour l'exploitation des réseaux ;

- la comptabilité des entreprises intégrées doit être accessible aux autorités, transparente et, le cas échéant, établie séparément pour les différentes activités afin de prévenir les risques de discriminations, de subventions croisées et autres distorsions de la concurrence ;
- aboutir à un niveau suffisant d'ouverture de l'accès au réseau, sans toutefois risquer de créer des déséquilibres « inutiles » dans la position concurrentielle des entreprises dans les différents Etats membres.

Des dérogations, de portée et de durée limitées, peuvent être accordées, notamment lorsque des firmes sont engagées dans le cadre de contrats d'approvisionnement à long terme de type *take-or-pay* qui pourraient mettre en péril leur pérennité. Etant donné le caractère provisoire de ces dérogations, il est recommandé aux compagnies gazières d'être désormais très prudentes dans la conclusion ou le renouvellement de tels contrats.

Cette directive laisse une certaine liberté aux Etats membres, afin de tenir compte des spécificités de chacun, notamment en termes de sécurité d'approvisionnement et de service public. Il est en effet indispensable de prendre en compte les paramètres de dépendance vis-à-vis des importations, de dispersion de la population ou de conception de l'intérêt général, paramètres qui peuvent être très différents d'un pays à l'autre.

a) Les prérogatives des Etats

L'objet de la directive est de réaliser un marché concurrentiel du gaz naturel. L'article 3 définit les obligations et les droits des Etats. S'ils sont les garants du respect des règles édictées dans la directive, ils n'en conservent pas moins la possibilité d'imposer aux différents opérateurs « *des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix des fournitures et la protection de l'environnement* ». La mise en œuvre d'une « *planification à long terme, en tenant compte du fait que des tiers pourraient vouloir accéder au réseau* » est présentée comme l'un des moyens de faire valoir ces obligations.

Dans son article 4, le texte insiste sur la nécessaire transparence des décisions, sur le respect de la non discrimination et la définition de règles selon des critères objectifs rendus publics. Ainsi les refus d'autorisation de construction ou d'exploitation d'installations doivent-ils être clairement motivés, et leurs raisons communiquées au demandeur. Le

caractère de monopole naturel du transport de gaz est reconnu dans l'autorisation qu'ont les pouvoirs publics d'interdire la construction d'installations sur des zones équipées récemment, où l'exploitation serait efficace et les canalisations ne seraient pas menacées de saturation. C'est à l'Etat que revient la définition des exigences techniques minimales des installations en termes de conception et de fonctionnement (article 5).

b) Les prérogatives des entreprises gazières

Le respect de l'environnement, l'absence de discrimination et l'accomplissement des missions de service public sont les trois règles sur lesquelles se fonde la réglementation.

- Transport, distribution et stockage :

Les entreprises intervenant sur les marchés gaziers ont un certain nombre d'obligations définies à l'échelle européenne. Elles doivent exploiter, entretenir et développer les installations dans des « *conditions économiquement acceptables* », en respectant des règles de sécurité et de protection de l'environnement. L'absence de discrimination doit être respectée, ainsi qu'une certaine transparence dans le fonctionnement des installations afin de permettre et de garantir l'efficacité et l'interconnexion des réseaux. Une entreprise peut toutefois préserver « *la confidentialité des informations commercialement sensibles dont elle a connaissance* » sans pour autant les exploiter abusivement, notamment lorsque ces informations ont été obtenues en donnant accès ou en négociant l'accès au réseau (article 11).

La latitude qu'ont les Etats d'imposer des missions de service public peut se traduire, pour les distributeurs et les fournisseurs, par l'obligation « *d'approvisionner les clients situés dans une zone donnée ou appartenant à une certaine catégorie [...]. La tarification de ces approvisionnements peut être réglementée, par exemple pour assurer aux clients concernés l'égalité de traitement* » (article 9). On trouve là la reconnaissance du rôle du réseau gazier dans l'organisation du territoire et dans l'entretien de la cohésion sociale en développant le sentiment d'appartenance à la communauté nationale. Cette disposition permet en outre de maintenir en partie la fonction de redistribution caractéristique des réseaux pratiquant la péréquation tarifaire. Là encore, les Etats sont libres d'appliquer des règles correspondant à la conception qu'ils ont à la fois de l'équité et de l'intérêt général.

- Règles comptables :

La transparence des comptabilités et, en particulier, l'individualisation des activités des entreprises intégrées (*unbundling*) est une des conditions du succès de la libéralisation des activités de réseau, afin de limiter les possibilités d'abus de position dominante. Les autorités de réglementation doivent avoir accès à la comptabilité des entreprises de gaz naturel. En cas de nécessité, elles peuvent déroger au principe de confidentialité (article 12).

Afin d'éviter les discriminations, les distorsions de concurrence et les subventions croisées, les compagnies gazières sont contraintes de tenir « *des comptes séparés pour leurs activités de transport, de distribution et de stockage [...]* » (article 13). Il est permis de combiner les comptes pour le transport et la distribution lorsqu'existe un système de redevance unique pour l'accès au réseau.

c) Règles d'accès au réseau

La directive ne tend pas à instaurer brutalement un accès des tiers au réseau généralisé, mais à ouvrir progressivement les marchés nationaux à la concurrence en permettant à certains consommateurs, les clients dits « éligibles », de choisir leur fournisseur parmi les entreprises gazières européennes.

(i) Critères d'éligibilité et seuils d'ouverture à la concurrence

Les critères d'éligibilité et les taux d'ouverture des marchés nationaux sont définis à l'article 18 :

- sont éligibles d'une part les producteurs d'électricité à partir de gaz, quelle que soit leur consommation annuelle, et, d'autre part, les clients consommant plus de 25 Mm³ par an et par site au moment de l'entrée en vigueur du décret. Ce seuil doit être abaissé à 15 Mm³ au bout de cinq ans, puis à 5 Mm³ au bout de 10 ans. Chaque année, les Etats membres doivent communiquer à la Commission les critères d'éligibilité qu'ils appliquent. Pour qu'un consommateur s'approvisionne dans un pays tiers, il doit répondre aux critères d'éligibilité des deux Etats concernés ;
- à l'entrée en vigueur de la directive, au moins 20% de la consommation annuelle totale doit être ouverte à la concurrence dans chaque pays. La part des marchés

nationaux libéralisée doit ensuite être portée à 28% cinq ans après cette entrée en vigueur, puis à 33% dix ans après. Les Etats doivent, le cas échéant, adapter les critères d'éligibilité afin de respecter ces seuils d'ouverture.

Là encore, la directive tient compte des réalités européennes du gaz naturel. En premier lieu, conscients de la diversité de maturité des réseaux gaziers des Etats membres et que l'introduction de la concurrence n'est possible que sur un réseau suffisamment développé, les rédacteurs du texte ont prévu des dérogations reportant la libéralisation des marchés immatures à la perte de leur statut de « marché émergent ». En second lieu, en n'accordant pas aux sociétés de distribution les mêmes droits qu'aux clients éligibles, la directive permet aux Etats qui le désirent de contrôler l'ouverture à la concurrence en ne permettant pas à des consommateurs non éligibles de contourner la réglementation en se regroupant au sein de sociétés de distribution. Elle réduit donc les risques d'une ouverture à la concurrence généralisée des marchés nationaux qui irait à l'encontre de la volonté des Etats.

(ii) Organisation de l'accès au réseau

La directive définit deux axes possibles d'ouverture des marchés nationaux à la concurrence, laissant chacun une certaine liberté aux Etats pour la définition des modalités d'accès au réseau :

- L'accès négocié :

La directive préconise que les Etats « *prennent les mesures nécessaires pour que les entreprises de gaz naturel et les clients éligibles, intérieurs ou extérieurs au territoire couvert par le réseau interconnecté, puissent négocier un accès au réseau pour conclure des contrats de fourniture entre eux sur la base d'accords commerciaux volontaires* » (article 15, § 1). Il s'agit d'un traitement de l'accès au réseau au cas par cas fondé sur une base contractuelle, les négociations devant être tenues de bonne foi. Cependant, afin de respecter une certaine transparence, les entreprises gazières doivent publier leurs principales conditions commerciales pour l'utilisation du réseau.

- L'accès réglementé :

Dans le cadre de l'accès réglementé, les Etats membres doivent « *donner aux entreprises de gaz naturel et aux clients éligibles, intérieurs ou extérieurs au territoire couvert par le réseau interconnecté, un droit d'accès au réseau, sur la base de tarifs et/ou d'autres clauses et obligations publiés pour l'utilisation de ce réseau* » (article 16). Un tarif officiel est alors appliqué à toutes les entreprises et tous les clients éligibles désirant utiliser le réseau, sous réserve que le droit d'accès leur soit accordé.

(iii) Dispositions annexes

- Restrictions de l'accès au réseau :

L'accès au réseau peut être refusé par l'opérateur soit pour manque de capacité disponible, soit en cas « *de graves difficultés économiques et financières dans le cadre de contrats "take-or-pay"* », ce refus devant être « *dûment motivé et justifié* » (article 17, §1).

- Installation de canalisations :

Bien que la construction de réseaux parallèles ne soit pas explicitement autorisée, les Etats membres doivent organiser la possibilité pour des compagnies gazières d'approvisionner des clients éligibles par une conduite directe. Au cas où l'installation et l'exploitation de telles conduites seraient soumises à autorisation, les critères d'attribution doivent être clairement définis, objectifs, transparents et non discriminatoires.

- Régulation et contrôle :

C'est aux Etats membres de veiller à la bonne application de la directive, et en particulier de contrôler que les négociations se déroulent de bonne foi, sans abus de pouvoir de la part d'un des négociateurs (article 21). Pour cela, ils doivent d'une part désigner une autorité indépendante dont le rôle est de régler rapidement les litiges relatifs aux négociations, comme les refus d'accès et d'autre part créer des mécanismes de contrôle du respect des règles de concurrence comme la transparence, l'absence d'abus de position dominante, l'accès de tous les clients éligibles au réseau, etc.

3. La transcription de la directive 98/30/CE dans les droits nationaux

La directive 98/30/CE est entrée en vigueur le 10 août 1998 et devra être transcrite dans les droits nationaux avant le 10 août 2000. Ignorant largement l'amont de la chaîne gazière, elle laisse une certaine latitude aux Etats membres pour la définition des modalités de l'introduction de la concurrence sur les marchés nationaux. Si la part minimale de la consommation qui doit être ouverte à la compétition est fixée par la définition des seuils d'éligibilité, les pouvoirs publics nationaux disposent d'un large choix en termes de structure de marché, et sont, en tous les cas, libres d'aller au delà des préconisations de la Commission, la règle sous-jacente étant le respect du droit de la concurrence.

C'est donc pour que chaque pays membres soit libre de tenir compte des spécificités de son marché intérieur dans l'introduction de la concurrence que les règles d'accès aux installations restent volontairement imprécises dans la directive. En particulier, elles ne répondent pas à la question de l'accès minimum sans lequel toute concurrence effective est impossible : où la frontière entre ce qui permet la concurrence et ce qui en fait l'essence se situe-t-elle ?

La question de l'accès au stockage est une bonne illustration des approximations du texte : étant donné son importance pour la gestion de l'appel au réseau, surtout dans les pays importateurs, l'accès au stockage doit-il faire l'objet d'une réglementation ? Les sites de stockage doivent-ils être considérés comme une composante indissociable du réseau de canalisations ou comme constituant un maillon à part entière susceptible d'être porteur de concurrence ?

Le stockage a fait l'objet d'une révision de la directive début 1999. Reconnaisant qu'il est essentiel dans les mécanismes assurant la flexibilité de l'offre, la Commission présente l'accès non discriminatoire au stockage ou à des services de stockage comme un élément fondamental pour garantir un commerce juste et équitable du gaz dans un contexte libéralisé. Elle enjoint donc les Etats membres à s'assurer qu'un accès au stockage sera combiné à l'accès au réseau de transport-distribution. La France, attachée à l'organisation initiale de son système de distribution, souhaitait que, sauf cas particulier, le stockage soit exclu de l'ATR.

a) *Un cas à part : le Royaume-Uni*

Devançant les prescriptions de la directive européenne sur le gaz, les pouvoirs publics ont instauré une concurrence généralisée sur le marché du gaz britannique dès 1998. Il ne s'agit là que de l'étape ultime d'un processus de libéralisation engagé dès 1986 avec la privatisation de British Gas et la création de l'*Office of gas supply* (Ofgas), autorité de régulation indépendante chargée de veiller au bon développement de la concurrence et de contrôler l'opérateur historique [David (1999)]. Mais, face au manque de transparence de BG, et à la discrimination qu'il pratiquerait à l'égard de certains consommateurs, la compétition a eu du mal à s'installer. C'est pourquoi, en 1988, l'opérateur historique a été contraint de séparer ses activités de transport et de vente. Mais ce n'est qu'en 1990 que le transport pour tiers deviendra une réalité : Ofgas impose une baisse de 20% à 40% des tarifs afin que ceux-ci ne soient plus un obstacle à la concurrence. Parallèlement, BG limitait la diffusion d'informations sur les coûts de transit, forçant ses concurrents à lui révéler leurs projets avant même leur mise en œuvre [Bezzina et Poudou (1998)]. En 1993, face au pouvoir de marché persistant de BG, Ofgas organise l'*unbundling* du monopole [AIE (1994, p.80)]. Le réseau de transport est désormais géré par Transco, qui dispose d'un monopole de fait sur le transport haute pression et sur les réseaux locaux, dont les tarifs sont réglementés par un système de *price cap* depuis le 1^{er} octobre 1994 [David (1999)].

L'exemple britannique est assez différent du cas américain en raison notamment de l'état initial du marché – monopole intégré verticalement – et de son évolution, car il subsiste un monopole sur le réseau de transport (Transco) et sur les réseaux de distribution (Centrica), alors qu'aux Etats-Unis, il existe de nombreux transporteurs [Nyouki et Percebois (1998)]. Mais il est riche en enseignements pour les autres pays d'Europe occidentale. Il montre à quel point, en l'absence de réglementation stricte et d'individualisation des activités intégrées, l'opérateur historique conserve un pouvoir de marché important, de nature à bloquer toute entrée de concurrent. La transformation du marché s'est faite en quatre phases : le démantèlement de BG, qui fait apparaître un besoin d'équilibre physique entre l'offre et la demande, puis la transparence des marchés (publication des prix), la prise en compte des prix de court terme dans les contrats de long terme, et enfin l'apparition de marchés à terme et de produits dérivés afin de couvrir les risques liés à la volatilité des cours [Chevalier (1997)].

Les stockages sont peu nombreux au Royaume-Uni : il existe un site de cavités salines (Hornsea), un ancien gisement (Rough) et des stations d'écêtement des pointes au gaz naturel liquéfié (GNL). Transco, qui détient ces sites, met les capacités de Hornsea aux enchères, avec prix de réserve minimum. L'ouverture du stockage à la concurrence devrait entraîner le développement de nouvelles capacités, principalement en cavités salines, pour le compte des négociants [Audigier (2000)]. Mais la question de la couverture des variations de la demande se pose avec moins d'acuité que dans la plupart des autres pays d'Europe dans la mesure où la Grande-Bretagne est autosuffisante.

b) L'ouverture des réseaux nationaux au 10 août 2000

Le 10 août 2000 devait marquer l'introduction de la concurrence sur les scènes gazières nationales suite à la transcription de la directive dans les droits des pays membres. Si la Grèce et le Portugal n'étaient pas concernés en raison du faible développement de leurs réseaux respectifs, la France s'est distinguée par son retard législatif d'une part, et par la faiblesse de l'ouverture de son marché – 20% de la demande, soit le minimum requis par la directive. Mais, afin de ne pas être pénalisé stratégiquement par les autres pays de l'Union européenne, GDF a décidé d'ouvrir son réseau par anticipation sur la loi.

Les partenaires de la France ont, pour leur part, accéléré le processus de dérégulation. Avec la Grande Bretagne, l'Allemagne est la seule à avoir officiellement ouvert l'intégralité de sa demande à la concurrence, bien qu'en pratique, les particuliers ne puissent en bénéficier qu'au 1^{er} janvier 2002, en raison de l'absence de règles d'utilisation du réseau. L'Italie et la Finlande ont également largement ouvert leur marché à la compétition, avec des taux respectivement de 96% et 90%. Viennent ensuite l'Irlande (75%) et l'Espagne (67%). Seuls le Danemark (30%) et la France semblent donc réticents, les autres Etats ayant instauré la concurrence sur près de 50% de leur demande.

Mais les procédures de tarification de l'accès aux réseaux ne sont pas encore toutes au point. Les règles dominantes sont le paiement d'un péage ou la réservation d'une capacité et la facturation du transport proportionnellement à la distance et aux volumes, les tarifs étant soumis à des plafonds – comme c'est le cas au Royaume-Uni. La question du stockage est rarement abordée par les lois de libéralisation des marchés nationaux. Par exemple, aux Pays-Bas, l'accès aux réservoirs est laissé à la discrétion de leurs opérateurs. En Espagne, l'équilibrage du réseau repose principalement sur les contrats interruptibles en

raison de capacités de stockage insuffisantes et du peu de structures géologiques favorables. La question de l'accès n'est donc pas abordée, tout comme en Allemagne, où l'on devrait faire confiance au marché [Audigier (2000)].

C. CONSEQUENCES DE LA LIBERALISATION POUR LA SCENE GAZIERE EUROPEENNE

L'introduction de la concurrence sur les marchés domestiques en Europe marque une véritable révolution. 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 longs 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 de structures plus protégées afin de maîtriser l'augmentation des risques pesant sur les approvisionnements, risques d'autant plus préoccupants que le gaz occupait, en 1998, 22% du bilan énergétique communautaire.

1. La sécurité de l'approvisionnement : une priorité pour l'Union Européenne

La Commission Européenne définit la sécurité d'approvisionnement comme « la capacité du réseau à fournir une alimentation continue et fiable aux clients dans des conditions économiques acceptables et de faire face à des coupures d'origine technique, politique ou économique ». Avec la pénétration croissante du gaz naturel en Europe, la préserver va devenir de plus en plus important. Mais la sécurité a un coût, elle demande donc de trouver un juste équilibre entre le prix que le marché est prêt à assumer et les mesures à prendre.

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

Eurogas prévoyait, en 1995, une hausse de la consommation en Europe à un rythme annuel de 2,5 % jusqu'en 2010, puis de 0,5 % de 2010 à 2020. Or, les productions néerlandaise et britannique vont chuter progressivement, et certains pays comme l'Allemagne, l'Italie, le Royaume Uni et la France vont devoir faire face à d'importants

déficits d'importation. L'Europe devra donc trouver plus de 57 Gm³ en 2010 et probablement environ 140 Gm³ en 2020, portant sa dépendance vis-à-vis des importations progressivement de 35 % en 1993 à 55 % en 2010 et 73 % en 2020. La Commission européenne, plus pessimiste, prévoit une dépendance de 60 % en 2010 et de 75 % en 2020. En outre, 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 [Ailleret (1994)], bien que les offres potentielles de gaz semblent suffisantes pour couvrir la demande au cours du siècle prochain. C'est pourquoi, 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.

Aujourd'hui, grâce à ses capacités de production et aux sites de stockage, l'Europe est en mesure de faire face à des ruptures d'approvisionnement de 9 mois pour la Russie et de 20 mois pour l'Algérie. Mais les situations sont très diverses d'un pays membre à l'autre, selon la pénétration du gaz, la dépendance vis-à-vis des importations et les disponibilités en stockage. L'intégration des réseaux nationaux devrait renforcer la sécurité à l'échelle continentale en profitant des complémentarités nationales.

Ainsi, sur un marché gazier en expansion, outre les réserves domestiques prouvées, la sécurité de l'approvisionnement à long terme dépend des extensions prévues du réseau de transport et des capacités de stockage. Compte tenu des délais de mise en œuvre de tels investissements, les décisions doivent être prises longtemps à l'avance. La Communauté européenne entend donc pousser plus loin l'intégration du réseau européen, l'interruptibilité et la capacité de stockage globale. Elle souhaite que soit renforcée l'incitation des producteurs à favoriser la sécurité, notamment en adaptant leur capacité d'offre. Elle compte sur le soutien mutuel des réseaux de gaz et d'électricité par l'installation de centrales bi-énergie qui permettraient de libérer des capacités de transport lors des demandes de pointe. Cette solution pose cependant le problème du coût des énergies alternatives et de leur stockage.

b) Les investissements à long terme et l'extension du réseau

Les instances européennes prônent une gestion à long terme des infrastructures, un renforcement des équipements et la poursuite du mouvement d'interconnexion. Mais, le transport, la distribution et le stockage de gaz sont des activités très capitalistiques. Leur optimisation est donc plus facile dans un contexte monopolistique que concurrentiel, où la chaîne gazière se trouve morcelée, à la fois grâce à la plus grande stabilité de l'environnement des opérateurs et parce que le transporteur est directement en prise avec la demande finale. Lorsqu'elle constitue un des éléments de la stratégie commerciale de la compagnie gazière, la gestion des infrastructures est généralement plus dynamique et en meilleure adéquation avec les besoins des utilisateurs.

Qui aura la charge de définir les besoins futurs du marché ? Comment planifier les investissements sans recourir à la tutelle des pouvoirs publics, ce qui serait contradictoire avec le mouvement de libéralisation ? Le raccourcissement prévisible des horizons décisionnels des fournisseurs de services finaux va reporter sur le transporteur le risque à l'investissement. Il est donc à craindre que celui-ci rechigne à assumer ce risque d'une part, et le financement des nouvelles infrastructures soit plus compliqué d'autre part. Car, la composante tarifaire destinée à ce financement risque d'être sous-évaluée dans le cadre des négociations entre les transporteurs et leurs clients. Dès lors, peut-on laisser ces préoccupations aux seuls opérateurs ou faut-il au contraire qu'elles donnent lieu à réglementation, comme l'imposition d'une taxe visant à assurer la pérennité des infrastructures et à garantir que les missions de service public seront assurées ?

c) Production électrique et sécurité de l'approvisionnement

Le développement à venir de la production d'électricité au gaz naturel en Europe fait craindre une augmentation du risque volume sur les approvisionnements. La production électrique pourrait peser à hauteur de 50 % dans la croissance de la demande en Europe d'ici à 2010 selon la Commission européenne. La part du secteur électrique dans la demande totale pourrait atteindre 32 % en 2010 contre 15 % en 1995. Cet engouement s'explique par les rendements élevés des cycles combinés à gaz – qui sont de près de 50 % –, la faiblesse de l'investissement, le faible temps de réalisation et l'impact limité sur l'environnement. Les électriciens sont tentés de contracter directement avec les producteurs pour obtenir de meilleurs tarifs. Les gaziers sont de moins en moins réticents à

voir les gros clients se lancer sur le marché international, mais souhaiteraient une répartition du risque volume entre eux et les électriciens. Cette répartition est d'autant plus souhaitable que, à l'échelle européenne, les pointes simultanées de ces deux secteurs sont très rares.

En France, étant données les performances du parc nucléaire pour la production en base, le cycle combiné à gaz apparaît comme une solution particulièrement compétitive en semi-base¹ [DIGEC (1997)]. Mais, dans ce cas, compte tenu du profil de consommation de telles centrales, l'impact sur le réseau gazier présenterait une très grande amplitude [Dupas et Falgarone (1994)] :

- la durée d'appel est très variable selon les conditions climatiques et la disponibilités des autres centrales ;
- le fonctionnement est concentré sur l'hiver ;
- la demande journalière ne décline pas à la fin de l'hiver.

Ainsi, selon EDF-GDF, l'ajustement des ressources au profil de consommation en semi-base ou en pointe demanderait des capacités de stockage équivalentes à plusieurs fois la consommation annuelle, alors que seules des fluctuations de l'ordre de 10 % seraient acceptables.

La position des partenaires européens de la France vis-à-vis de la production d'électricité au gaz est assez inégale. Son développement devrait être significatif en Belgique, en Espagne et en Italie, mais plus incertain en Allemagne ou au Royaume-Uni, malgré une volonté affichée de mettre fin aux programmes nucléaires [Dauger (1998)]. Lorsque le gaz est voué à un avenir faste pour la génération électrique, c'est que son utilisation en base y est envisagée, apparaissant comme une solution compétitive. Le contexte énergétique est donc généralement très différent de celui de la France. Sachant que la demande des centrales produisant en base est relativement constante au cours de

¹ On distingue les productions électriques en base, semi-base et en pointe. La production en base couvre la consommation observée en permanence au cours de l'année. La semi-base correspond aux variations saisonnières de la demande, notamment en fonction des conditions climatiques, ce qui correspond à une durée de fonctionnement d'environ 2500 heures par an. Les pointes sont les pics de consommation exceptionnels, qui représentent en moyenne 400 heures par an.

l'année, l'impact sur le réseau correspond à une progression du taux de charge des canalisations, avec toutefois un effet limité sur la variabilité de la demande.

L'impact de la production électrique au gaz naturel sur la sécurité de l'approvisionnement dépend donc de l'ampleur de cette production d'une part, et de la fonction attribuée aux centrales à gaz sur les réseaux électriques. Ainsi :

- une production en base augmente la dépendance vis-à-vis des importations, donc le risque politique ;
- une production en semi-base ou en pointe fait peser un risque de saturation du réseau, donc un risque technique sur la sécurité de l'approvisionnement.

Mais, si la consommation augmente trop fortement en Europe, dans un contexte de dépendance croissante vis-à-vis des importations, alors le principal risque sera celui d'une fragilisation du système énergétique de l'Union. En effet, les décisions actuelles sont prises dans une phase « d'euphorie gazière », c'est-à-dire que l'on ne perçoit que les avantages de ce combustible.

Or, n'oublions pas que, si elle reste la plus propre parmi les énergies fossiles, la combustion du gaz dégage du dioxyde de carbone, gaz à effet de serre. D'autre part, si le gaz est compétitif par rapport au nucléaire pour la production électrique dans certains pays, cela est dû en grande partie à la faiblesse des cours. Mais, doit-on exclure l'hypothèse d'un « choc gazier » comparable aux « chocs pétroliers » des années soixante-dix ? Si un tel choc semble peu probable à court terme, qu'en sera-t-il dans dix ans, quand les approvisionnements énergétiques de l'Europe dépendront principalement de la Russie, de l'Algérie et peut-être du Moyen-Orient ? Une hausse trop importante des cours internationaux remettrait en cause nombre des scénarios sur lesquels sont fondés les choix actuels.

2. L'évolution des outils de négoce

L'organisation actuelle du négoce de gaz en Europe est celle d'une scène gazière en construction, dominée par les monopoles. Compétition, maturité des réseaux et multiplication des acteurs vont changer radicalement la donne. Les relations entre l'amont et l'aval vont donc devoir s'adapter à un contexte plus mouvant, où vont se développer des

stratégies multi-énergies et où les opportunités vont se multiplier. Pour cela, les compagnies gazières doivent gagner en flexibilité, donc remettre en cause les contrats de long terme qu'elles ont passé jusqu'alors avec les producteurs.

a) La remise en cause des contrats de type take-or-pay

Pendant les années quatre-vingts, aux Etats-Unis, l'augmentation des cours du gaz a provoqué une chute de la demande telle que sont apparues des capacités excédentaires au niveau de la production et du transport au point de provoquer une « bulle gazière ». Or, à l'époque, l'organisation de la commercialisation du gaz naturel reposait sur des engagements à long terme dans le cadre de contrats de type « *take-or-pay* », c'est-à-dire engageant les compagnies aval, transporteurs, négociants, distributeurs, à prendre livraison de quantités de gaz fermes, quelle que soit l'évolution de leurs débouchés. Ces contrats ont été à l'origine de nombreuses faillites, et ont donc été dénoncés en Amérique du Nord.

En Europe, on retrouve ce type d'engagement à long terme. Mais le contexte est différent : les entreprises gazières aval sont généralement des monopoles, elles disposent donc d'une plus grande stabilité de leur marché. En outre, le secteur énergétique est, dans la plupart des pays, soumis à un étroit contrôle de la part des pouvoirs publics. Ainsi, en France, l'Etat veille à ce que les consommateurs devenus captifs ne soient pas victimes de manœuvres stratégiques de leur fournisseur, ou ne soient pas trop pénalisés par les fluctuations des cours.

Le recours aux contrats de long terme vise à pérenniser les approvisionnements des pays importateurs. D'une durée de vingt ans en général, ils offrent des garanties de stabilité des cours et de compétitivité par rapport aux énergies concurrentes. Les clauses *take-or-pay*, qui portent sur 75 à 90 % des quantités mentionnées dans les contrats, sont la contrepartie de ce confort. Leur remise en cause tient au nouveau risque auquel les actuels monopoles vont devoir faire face : la perte de parts de marchés dans le cadre d'une concurrence gaz-gaz. Le risque d'une baisse substantielle des ventes sur une courte période qui mettrait la compagnie gazière dans l'impossibilité de faire face à ses engagements devient donc réel. Aussi, pour ne pas connaître une situation comparable à celle du marché américain pendant les années quatre-vingts, la remise en cause des modes d'approvisionnement actuels semble inéluctable.

b) Réduction du terme des contrats d'approvisionnement

A ce risque de perte de parts de marché inhérent à l'introduction de la concurrence, l'Europe gazière vit au rythme de la multiplication des sources d'approvisionnement. Les réserves prouvées n'ont en effet jamais aussi été importantes en mer du Nord et les canalisations reliant les champs de production à l'Europe continentale sont de plus en plus nombreuses – mise en service de l'Interconnector entre le Royaume-Uni et Zeebrugge (Belgique), construction du Norfra reliant le champ norvégien de Troll au terminal de Dunkerque. En outre, l'achèvement de la canalisation reliant l'Algérie à l'Espagne via le détroit de Gibraltar et le développement des échanges de gaz naturel liquéfié multiplient les possibilités d'approvisionnement en gaz africain et, pourquoi pas, depuis des provenances encore plus lointaines – Moyen Orient, Amérique latine.

Cette multiplication des offreurs pourrait rendre le marché européen plus instable, et donc multiplier les possibilités de spéculation sur les cours. De plus, des marchés de court terme commencent à naître au niveau des nœuds de réseau (« *hubs* ») comme c'est le cas à Zeebrugge, et comme cela pourrait le devenir à Dunkerque. Cette variabilité croissante des cours et les opportunités auxquelles elle pourrait donner lieu vont pousser les acteurs à réduire le terme de leurs engagements, afin de bénéficier, pour les producteurs, des évolutions à la hausse, et pour les importateurs, des évolutions à la baisse.

Cette réduction du terme des contrats d'approvisionnement peut être préjudiciable au développement d'importants projets de production, car avec elle disparaît la garantie de débouché permettant de réduire le risque à l'investissement. Il peut donc être souhaitable de préserver certains accords sur des durées dépassant dix ans, mais à condition de mettre au point des instruments de couverture efficaces afin de maîtriser l'augmentation des risques.

c) Le développement de marchés de court terme au niveau des nœuds de réseau

La déréglementation des marchés gaziers conduit généralement à un décloisonnement des différents maillons de la chaîne gazière : les acteurs amont cherchent à se développer sur les segments aval les plus rentables, les acteurs aval cherchant à progresser vers l'amont et notamment vers la production afin de réduire leurs coûts d'approvisionnement.

(i) La multiplication des offreurs

En Europe, ce phénomène se traduit par la densification du réseau de transport : les producteurs de mer du nord, principalement des compagnies pétrolières, forment des *joint-ventures* dans le but de poser des canalisations. Ainsi ont été mis en service presque simultanément, en octobre 1998, l'Interconnector, qui relie le Royaume-Uni à la Belgique, et le Norfra qui relie les champs de production norvégiens à Dunkerque. Leurs capacités de transport respectives sont de 20 Gm³/an et de 15 Gm³/an. La mise en service de ces gazoducs a été accompagnée de celle de conduites destinées à renforcer les réseaux nationaux des pays desservis et à réexporter. Ainsi l'Interconnector a-t-il été prolongé vers les Pays-Bas et l'Allemagne par les gazoducs VTN/RTN, puis jusqu'au réseau de Wingas par le Wedal, afin de permettre le développement d'une offre concurrente à celle de Ruhrgas d'une part, et de rendre possible des accords directs entre producteurs et consommateurs d'autre part. Le Norfra est, quant à lui, connecté à l'artère des Hauts de France, et le sera, à partir de 2001, à l'artère des Marches du Nord-Est qui permettra le transit de gaz norvégien vers l'Italie.

(ii) Le développement des opérations de *trading* gazier

On assiste donc à une densification du réseau de transport européen et à une augmentation du nombre de nœuds de réseau, les *hubs*, faisant de la Belgique et du nord de la France deux plaques tournantes du commerce international de gaz en Europe. Cette multiplication des *hubs* permet de mettre en place des marchés spot par la rencontre d'un grand nombre d'offres et de demandeurs. L'Interconnector s'inscrit dans cette logique. En effet, financé par la location de ses capacités de transport, il est utilisé par quatorze compagnies différentes. De plus, fonctionnant dans les deux sens, il permet un décloisonnement des marchés nationaux et permet aux opérateurs de réaliser des arbitrages entre les marchés continentaux et le marché britannique. En outre, le commerce électronique de gaz, introduit aux Etats-Unis en 1990, a fait son apparition en Grande Bretagne fin 1995 par des cotations à court terme sur l'International Petroleum Exchange de Londres. Il gagne aujourd'hui l'Europe continentale grâce à l'Interconnector.

Ce développement de marchés spot est indispensable à une bonne adéquation entre offre et demande dans un contexte concurrentiel. Il doit conduire à la création d'un réseau

où offre et demande peuvent se rencontrer dans des conditions de transparence et de liquidité comparables à celles existant sur les places pétrolières. Les contrats consistent en des lots définis en valeur calorifiques livrables en plusieurs points d'entrée sur le réseau de transport. Il s'agit donc d'un marché à terme purement physique sur lequel le terme des contrats court d'une journée – transactions spot – à plusieurs mois. Les commandes à terme, les possibilités d'options et de swap sont des outils de négoce nouveaux pour les gaziers.

Il s'agit d'un véritable choc culturel, avec la fin de la stabilité et l'arrivée de comportements spéculatifs. L'enjeu, pour nombre d'opérateurs, va être de pouvoir intervenir efficacement sur ces marchés. Dans un contexte de rationnement des capacités de transport, des outils comme le stockage pourraient devenir déterminants.

d) Le nouveau rôle spéculatif du stockage

Le rôle spéculatif du stockage est encore quasiment inexistant en Europe. Cependant, si l'on se réfère au marché américain, il pourrait devenir une composante essentielle de la stratégie des opérateurs gaziers. Aux Etats-Unis, on trouve des compagnies qui possèdent des stockages sur tous les segments de la chaîne gazière. Il existe plusieurs explications à ce phénomène.

Aujourd'hui, la plupart des transactions ont lieu sur des marchés à terme ou des marchés spot. Cela est rendu possible par la forte densité du réseau américain et le nombre important de « *hubs* » qui permettent la rencontre de plusieurs offreurs et demandeurs. Pour intervenir sur ces marchés, il faut disposer d'une souplesse importante, c'est-à-dire être en mesure de mobiliser d'importantes quantités ou de réaliser d'importants achats rapidement sur les marchés spot, et être capable de faire face à ses engagements sur les marchés à terme, sachant que l'engorgement du réseau est toujours possible. Lorsque les transactions ont lieu loin des champs de production, seul le stockage offre ces possibilités. Disposer de réservoirs permet donc de bénéficier des différences de prix saisonnières en achetant en été et en revendant en hiver, et d'intervenir sur le marché spot.

L'évolution du contexte gazier européen – augmentation du nombre d'acteurs, développement du commerce électronique – conduisent à un raccourcissement du terme des contrats et donnent un nouveau pouvoir aux demandeurs en leur procurant des

arguments de négociation, d'où une instabilité croissante des cours. On se rapproche donc du cas américain avec le développement de comportements spéculatifs. L'importance du stockage dans le négoce est croissante : la flexibilité et la faculté à augmenter le taux de rotation des stocks vont devenir des variables déterminantes de la compétition.

Ces nouvelles fonctions du stockage ne sont pas sans amener quelques questions fondamentales, et en particulier celle de la sécurité de l'approvisionnement. En effet, la demande de gaz naturel est appelée à croître fortement sous l'impulsion des politiques énergétiques favorisant une énergie souple d'utilisation, abondante et très peu polluante, et visant à développer la génération électrique. Cela devrait accroître la dépendance vis-à-vis des importations depuis des pays à fort risque politique (Algérie, Russie). Les stockages auront donc un rôle déterminant à jouer dans la maîtrise de ce risque. La question de la constitution de stocks stratégiques, comparables aux pratiques pétrolières, devrait donc se poser à terme : quelle quantité stocker, à qui en confier la responsabilité (Etats ou compagnies gazières) ?

3. L'évolution des rapports de forces sur les marchés gaziers en Europe

Traditionnellement, les marchés de l'énergie en Europe étaient cloisonnés, à la fois horizontalement et verticalement, et marqués par une spécialisation poussée des différents acteurs, notamment en raison de la domination des monopoles publics dans les énergies de réseau. Le progrès technique, qui rend la production électrique au gaz naturel par des unités de taille réduite compétitive par rapport aux solutions centralisées et l'évolution de la réglementation sur les marchés électriques et gaziers ont, en quelques années, bouleversé le paysage énergétique européen. Des marchés autrefois fermés deviennent contestables [Chevalier (1995)]. Ainsi les opportunités stratégiques se multiplient pour les producteurs d'électricité, de gaz, pour les gros consommateurs, etc.

L'adoption de la directive organisant la déréglementation des marchés gaziers s'est traduite par de nombreux mouvements stratégiques de la part des firmes gazières, producteurs, transporteurs ou importateurs. On observe globalement trois tendances : le développement aval des acteurs amont, la recherche de croissance vers l'amont et à l'international de la part des entreprises nationales, et une multiplication des projets de croissance horizontale par le rapprochement des gaziers avec des activités connexes comme la production d'électricité et de chaleur.

a) L'émergence de grands groupes multi-énergies

L'évolution de la réglementation sur les réseaux électriques et gaziers et la volonté affichée d'abandonner le nucléaire par plusieurs Etats membres de la Communauté européenne ont ouvert la porte à la production électrique décentralisée d'une part, et la possibilité pour les gros consommateurs de choisir leur fournisseur. Ainsi les acteurs aval sont-ils attirés vers l'amont : ils cherchent à s'impliquer davantage dans la production et le négoce afin de réduire leurs coûts d'approvisionnement et de gagner en indépendance. De leur côté, les acteurs amont, compagnies pétrolières en tête, sont à la recherche de nouveaux débouchés et d'activités à valeur ajoutée en aval. Ces évolutions ont permis l'émergence d'une nouvelle dynamique concurrentielle où tombent les cloisonnements traditionnels entre marchés énergétiques, et caractérisée par le passage d'une logique d'offre à une logique de demande [Chevalier (1995)]. La tendance est à l'intégration verticale d'une part, et à la diversification d'autre part, diversification placée sous le signe des synergies entre activités connexes et de la recherche de rentes.

(i) La tendance à l'intégration verticale

Les demandeurs étaient, jusqu'à présent, relativement passifs. Face à une offre de gaz monopolistique, les possibilités de négociations étaient limitées. La dérégulation leur offre la possibilité de devenir des acteurs à part entière de la scène énergétique : l'émergence de nouveaux offreurs et l'importance que représentent les gros demandeurs pour les compagnies gazières – ils leur offrent des débouchés importants et stables dans le temps – les placent dans une position privilégiée. De même, certains gros consommateurs en quête d'indépendance, comme BASF en Allemagne, cherchent à se développer vers l'amont. Ainsi, dans un contexte où l'ensemble des entreprises industrielles cherchent à réduire leurs coûts, il devient possible à celles-ci de faire pression sur les offreurs afin de profiter de baisses de prix, à la fois sur le gaz et sur l'électricité, dans les zones où celle-ci est chère.

Parallèlement, les producteurs, entrants potentiels sur les marchés déréglementés, souhaitent s'assurer des débouchés physiques en accédant directement au consommateur [Clément (1995), Chevalier (1997)]. Par exemple, Gazprom, la compagnie nationale Russe, s'est associée à Wintershall pour la construction de nouvelles conduites de Sibérie

vers l'Allemagne. Ces canalisations sont aujourd'hui reliées au terminal de l'Interconnector à Zeebrugge afin de permettre au gaz russe de concurrencer directement les productions de mer du Nord et de Hollande. En revanche, les mouvements d'intégration vers l'amont de la part des compagnies nationales sont moins fréquents.

Les alliances avec les producteurs devraient donc se multiplier, venant encore amplifier les phénomènes de croissance horizontale des services de réseau. Ce développement devrait prendre la forme d'accords passés avec des producteurs ou des négociants, accords qui peuvent même conduire à la pose de nouvelles canalisations approvisionnant directement d'importants pôles chimiques ou des sites de production d'électricité.

La Commission européenne présente ces mouvements d'intégration verticale des producteurs comme favorisant la sécurité de l'approvisionnement. Les perspectives de plus-value incitent ces entreprises à accentuer leur emprise sur les marchés aval, donc à rendre l'approvisionnement plus régulier et fiable. Elle permet donc de réduire les comportements opportunistes des acteurs amont face à la mise en place de l'accès des tiers au réseau.

(ii) Les mouvements de croissance horizontale

Un nombre croissant d'entreprises recherche des synergies dans l'aval de la chaîne gazière, notamment en associant génération électrique et commerce de gaz naturel, mais également en proposant de la chaleur industrielle, du chauffage urbain ou du recyclage de déchets afin de coller au mieux aux besoins du marché [Chevalier (1995)]. Ainsi se multiplient les mouvements d'intégration horizontale par regroupement d'opérateurs énergétiques, donnant naissance à des groupes multi-énergies internationaux. Les pétroliers sont de plus en plus nombreux à s'engager dans cette voie, dont Exxon, Shell, BP ou Total. La scène énergétique européenne pourrait bien devenir un oligopole pétrole-électricité-gaz [Percebois (1999a)]. Ces mouvements de diversification sont une tendance lourde de l'évolution des activités de réseau. Les opérateurs cherchent des économies d'envergure en exploitant les compétences communes propres aux diverses activités de réseau, notamment dans la distribution en regroupant la gestion des réseaux, les négociations de contrats, la gestion des portefeuilles de clients, etc. [Rallet (1999)]. La

grande taille doit leur permettre de mieux maîtriser l'accroissement des risques lié à la libéralisation généralisée des marchés énergétiques.

Les perspectives de changement sur les marchés du gaz et de l'électricité en Europe, et dans les pays occidentaux en général, tendent donc à briser les cloisonnements entre énergies. Les projets de développement gaziers sont souvent couplés à des installations de cogénération. La progression de la production électrique décentralisée, à proximité des consommateurs, pourrait dès lors substituer le transport du gaz à celui du courant, les stockages de gaz pouvant être assimilés à des stockages d'électricité [Chevalier (1997)]. Si les pétroliers s'engagent, en aval, dans la production d'électricité, les compagnies électriques cherchent elles aussi à s'allier à des producteurs de gaz afin de profiter des synergies existant entre ces deux secteurs.

Gaz de France a toujours été dans une logique de coopération inter-énergétique par son fonctionnement conjoint avec Electricité de France : EDF et GDF ont mis en commun les services de maintenance et d'assistance à la clientèle au sein d'EDF-GDF service, le paiement du gaz et de l'électricité sont regroupés sur une seule facture. En outre, les compagnies de services comme Vivendi ou Suez-Lyonnaise des Eaux, déjà présentes dans la gestion des réseaux d'eau, la propreté, voire la production d'électricité, semblent particulièrement intéressées par ce type de développement. Elles comptent mettre à profit leur expérience des activités de réseau.

b) Opérateurs gaziers historiques

La libéralisation se traduit par un décroisonnement des métiers de la chaîne gazière d'une part et des zones d'activité géographiques des compagnies d'autre part. Agressés dans leur zone d'activité traditionnelle, les opérateurs historiques apparaissent, dans un premier temps, comme les victimes de la dérégulation. Cependant, cette ouverture devrait leur donner accès à de nouveaux débouchés, à conditions qu'ils sachent procéder à des choix stratégiques judicieux.

(i) Compagnies gazières limitrophes

Jusqu'à l'adoption de la directive sur le gaz, les compagnies gazières européennes faisaient bloc face aux menaces d'introduction de la concurrence. Soutenant la thèse selon laquelle les contraintes techniques justifient une organisation monopolistique des marchés

gaziers, et attachées à leurs prérogatives, elles semblaient d'accord pour respecter les zones d'influence de chacune. Mais, l'évolution du contexte réglementaire dans lequel elles évoluent semble avoir mis fin aux pactes tacites de non agression passés entre compagnies européennes.

Les mouvements de développement international à la fois vers l'amont par des prises de participation sur des champs de production et par des prises de contrôle de sociétés de distribution étrangères confirment la volonté qu'ont les anciens monopoles à la fois de se renforcer pour affronter la concurrence et d'élargir leurs débouchés.

Les compagnies limitrophes semblent bien être les concurrents potentiels les plus dangereux pour les anciens monopoles. Ils maîtrisent en effet les métiers du gaz, ont une expérience de la vente aux consommateurs finaux et disposent d'une assise financière qui leur offre une importante marge de manœuvre stratégique. Ajoutons qu'ils peuvent, par leur proximité avec les bassins de consommation frontaliers, utiliser leurs installations, comme les stockages, pour intervenir sur ces zones. Il leur suffirait, pour cela, de poser des canalisations reliant leurs conduites au réseau voisin. Les zones frontalières devraient donc être les premières soumises à une forte concurrence, notamment lorsque celle-ci sera étendue à la distribution.

(ii) La réaction stratégique des anciens monopoles publics

La déréglementation se traduit par une menace de perte de parts de marché et de baisse des prix pour les monopoles. Ces derniers recherchent donc de nouveaux débouchés. Ils choisissent souvent des stratégies de croissance externe, tournées vers l'étranger. Le but est de compenser les futures agressions d'entrants potentiels en s'implantant sur des marchés nouvellement accessibles. Cette stratégie, à la veille de l'introduction de la concurrence, risque cependant de provoquer l'hostilité des compagnies locales par la transgression du pacte tacite de non agression, qui existait entre les compagnies nationales, qu'elle représente. De trop grandes velléités de croissance externes risquent d'y mettre fin comme semble l'attester l'hostilité croissante des compagnies européennes à l'égard de GDF, qui vient notamment de reprendre un réseau de distribution à Berlin tout en défendant avec virulence sa position monopolistique sur le territoire français.

Les conquêtes de nouveaux marchés s'accompagnent de la recherche d'une amélioration de l'offre sur leur marché d'origine. Passant d'une logique d'offre à une logique de demande, les monopoles développent les services à la clientèle, notamment de conseil – bilans énergétiques afin d'optimiser les installations, contrôle de la qualité des matériels pour réduire les risques.

Ils cherchent également à s'impliquer davantage dans l'amont de la chaîne gazière et notamment dans la production afin de pérenniser leurs approvisionnements et de limiter leur vulnérabilité face à une probable volatilité croissante des prix du gaz. C'est le cas notamment de GDF dans le cadre d'accords passés avec Elf sur certains champs de mer du Nord. Mais le rapport de force est généralement favorable aux producteurs, en particulier parce qu'ils sont généralement déjà engagés dans l'aval par le biais de leurs filiales pétrochimiques. Or les chimistes cherchent de plus en plus à se passer des monopoles pour leurs approvisionnements en gaz, en profitant notamment du futur ATR.

D. L'INTERPRETATION FRANÇAISE DE LA DIRECTIVE SUR LE GAZ

La directive sur le gaz trace les grandes lignes de l'introduction de la concurrence sur les marchés gaziers en Europe. Les Etats doivent donc maintenant définir les procédures de libéralisation propres à leur pays, en fonction des caractéristiques de leur réseau, de leur dépendance vis-à-vis des importations ou encore de leurs choix de politique énergétique. Les Etats membres de la Communauté européenne se sont engagés avec plus ou moins de bonne volonté dans la transcription de la directive dans leurs droits respectifs. La France est certainement parmi les plus réticents, à la fois pour des raisons techniques – taille du territoire, faiblesse de la production domestique – et surtout culturelles – attachement au service public, tradition d'intervention de l'Etat sur les marchés énergétiques.

1. L'attachement de la France à l'organisation initiale du marché

En France, traditionnellement, les activités jugées sensibles, comme les approvisionnements en énergie, ou relevant de la notion de service, comme les postes et télécommunications, ont été confiées à des monopoles publics. Cet attachement culturel au service public explique la résistance opposée aux velléités de libéralisation de ces marchés

de la part de la Communauté Européenne, résistances souvent mal comprises par les autres Etats membres, dont certains font davantage confiance au marché qu'aux pouvoirs publics. Cette opposition entre les pays du nord de l'Europe et les pays plus latins s'est retrouvée lors des négociations sur la déréglementation des marchés du gaz naturel.

L'organisation à la Française est présentée comme un succès. Elle a permis une grande diversification des ressources – Norvège, Russie, Algérie, Pays-Bas et bientôt Royaume-Uni et Nigeria – et une gestion efficace des investissements, à la fois en amont et en aval, par une anticipation des besoins futurs, garantissant continuité et sécurité des approvisionnements. La France est donc attachée à la préservation de GDF. Ainsi, dans une résolution du 29 octobre 1997, l'Assemblée Nationale a affirmé son attachement aux missions de service public et demandé à ce qu'elles puissent donner lieu à des dérogations aux règles de la concurrence. Elle a en outre considéré que l'opérateur public devait garder un droit de priorité sur les zones non couvertes du territoire.

C'est pourquoi la France s'est fermement opposée à une libéralisation trop brutale, faisant part des spécificités de son marché gazier. C'est notamment au nom du service public que les autorités françaises se sont longtemps opposées à l'introduction de l'ATR sur les marchés gazier et électrique [Mandil (1994)]. Forte de son attachement aux monopoles publics, la France s'est battue pour que les textes, à la fois sur la dérégulation des marchés gaziers et électriques, s'inscrivent dans une démarche progressive de long terme. Le texte final semble lui donner satisfaction puisque, dans un « Livre Blanc » publié en juin 1999, le Secrétariat d'Etat à l'Industrie présente la négociation de la directive comme un succès. Il estime que les intérêts français ont été préservés en obtenant que les Etats gardent la maîtrise du processus de déréglementation, notamment en leur reconnaissant le droit d'imposer des missions de service public aux opérateurs – obligation de distribution, amélioration de la sécurité de l'approvisionnement.

Les distributeurs sont exclus des demandeurs éligibles, ce qui permettra à GDF de conserver les clients des 17 compagnies municipales que compte la France. De plus, le gouvernement français a obtenu de maintenir le monopole de distribution de GDF sur les zones qu'il dessert.

2. Transposer la directive dans la loi

La politique énergétique française s'est attachée à réduire la dépendance énergétique et accroître la sécurité de l'approvisionnement, à garantir la protection de l'environnement, la compétitivité et surtout à préserver les missions de service public.

Aujourd'hui, la directive sur le gaz doit être transcrite dans la loi française. Le cas de l'électricité a mis en évidence les réticences de la France à s'engager résolument dans l'introduction de la compétition. Malgré une proposition de loi de fin 1999 émanant du ministère de l'industrie – qui n'engage pas le gouvernement –, il est à craindre que l'histoire ne se répète et que la transcription ne soit pas effective au 10 août 2000, date butoir fixée par la directive. Voici les grandes lignes de cette proposition de loi.

a) La référence aux valeurs traditionnelles de la politique énergétique française

La directive sur le gaz adoptée, le gouvernement français a fondé sa politique sur le caractère acquis de la déréglementation et cherche désormais à se l'approprier. Ainsi entend-il, à l'occasion de sa transposition dans la loi, *« par l'introduction de certains éléments concurrentiels, améliorer les services et abaisser les coûts pour les consommateurs industriels, ce qui concourra à la compétitivité de l'industrie nationale. »* Les autorités françaises admettraient-elles par là que l'organisation de la scène énergétique nationale comporte des inefficacités ? Il semble avant tout qu'il s'agisse d'une concession minimaliste à la dérégulation visant à justifier l'engagement des réformes. L'application de la directive sur le gaz s'inscrit donc dans la préservation des valeurs d'indépendance énergétique, de service public et d'un accès bon marché pour les consommateurs.

Les premiers articles de la proposition de loi s'attachent à rappeler la notion de service public sur le marché du gaz. L'article premier en donne une définition très large. Il y inclut l'ensemble des éléments propres à une gestion rationnelle du marché en termes d'approvisionnement, de développement des infrastructures, de qualité de service. Il insiste sur le rôle joué par le réseau dans la cohésion sociale et l'aménagement du territoire. Il réaffirme le rôle de l'Etat et des communes en tant qu'organismes de ce service public. Les autorités publiques devront donc contrôler la qualité des sources d'approvisionnement – diversité, fiabilité – et les modalités d'extension de la desserte gazière.

Les opérateurs historiques garderont la charge de l'approvisionnement des consommateurs non éligibles, dans le respect des missions de service public en termes

qualitatifs et tarifaires (article 3). Ils sont les garants de l'équité entre consommateurs. Pour garantir la non discrimination et la non pénalisation des usagers non éligibles, les tarifs pourraient être fixés par les autorités publiques (article 4). Le marché français devrait donc rester sous une tutelle de l'Etat beaucoup plus étroite que dans les autres Etats membres. En effet, d'autres pays en Europe ont au contraire choisi d'évoluer radicalement vers une structure concurrentielle et vont au delà de ce que la directive impose.

b) L'organisation de la concurrence

(i) Les modalités d'accès au réseau

Dans son article 6, la proposition de loi prône une ouverture du marché par la définition de clients éligibles conforme aux prescriptions minimales de la directive, c'est-à-dire à 20%, puis 25% et enfin 33% de la demande respectivement en 2000, 2003 et 2008, tout en ne permettant pas aux consommateurs de se regrouper afin d'atteindre le seuil d'éligibilité. Mais, alors que la France avait lutté pour que cela ne soit pas imposé par la directive, la proposition de loi propose que les distributeurs puissent être reconnus comme clients éligibles.

Les fournisseurs tiennent leur autorisation du Ministre chargé de l'énergie, ils doivent, sauf accord international, appartenir à la Communauté européenne. Ces autorisations seront accordées selon la capacité des candidats à assurer des approvisionnements conformes aux exigences de service public. Comme les clients éligibles, ils bénéficient d'un accès aux installations de transport et de distribution. Selon les caractéristiques de leur clientèle, ils devront se conformer à un cahier des charges fixé par les pouvoirs publics. Il est à noter que le ministre chargé de l'énergie pourra mettre en demeure un fournisseur de diversifier ses approvisionnements. Les intérêts nationaux priment donc nettement sur le jeu de la concurrence. Dans ces conditions, le service public apparaît comme un moyen de détourner la directive en maintenant un Etat omniprésent sur la scène gazière.

L'encadrement de l'accès au réseau se veut souple. Il se fonde sur les principes de non discrimination des opérateurs et de transparence. Ainsi les motifs de refus d'accès sont-ils spécifiés à l'article 9. Citons les motifs techniques et l'ordre de priorité pour l'accès aux infrastructures où les missions de service public sont privilégiées. Les critères de tarification devront également être objectifs, transparents et non discriminatoires. Le

prix doit tenir compte à la fois des caractéristiques du service rendu et du développement du réseau. Ces prix doivent être déposés auprès de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz. Les conditions commerciales générales doivent également être déposées (article 10). Ces conditions pourront être publiées. Selon la proposition de loi, cette publication ne « *fait pas obstacle à l'établissement de conditions commerciales spécifiques lorsque celles-ci sont justifiées* » sans toutefois préciser la nature de ces conditions.

(ii) La séparation comptable des activités

Tous les opérateurs exerçant au moins deux activités sur la chaîne gazière sont soumis à l'obligation de séparation comptable du transport, de la distribution, du stockage et des métiers annexes. Cette séparation consiste à établir un bilan et un compte de résultat pour chaque activité et à préciser les règles d'imputation des coûts, le périmètre et les relations financières entre elles. Ces renseignements seront communiqués à la Commission de régulation de l'électricité et du gaz qui devra les approuver (article 11). Pour préserver la confidentialité des négociations et la non discrimination, les opérateurs doivent désigner un service chargé de la gestion des installations, service qui sera dépositaire des informations commerciales confidentielles (article 13). Des sanctions sont prévues pour toute personne révélant ces informations. Par ailleurs, les ministres chargés de l'économie et de l'énergie et la commission de régulation de l'électricité et du gaz doivent avoir accès à la comptabilité des entreprises gazières.

(iii) La régulation du secteur du gaz naturel

La proposition de loi affirme la primauté des missions de service public sur le marché du gaz. Le gouvernement se réserve la possibilité d'ordonner « *les mesures conservatoires nécessaires* » en cas de menace pour la sécurité d'approvisionnement du pays. La dérégulation du marché électrique en France a conduit à la constitution de la Commission de Régulation de l'Electricité. Ses compétences sont étendues au marché gazier (article 17) – d'où sa nouvelle appellation Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG). Elle sera l'arbitre de la libéralisation. Elle précise la réglementation et est chargée du contrôle de son application, notamment en entérinant les choix comptables opérés par les différentes entreprises. Elle contrôle la validité des

conditions commerciales d'accès aux infrastructures et tranche en cas de litige. Elle peut enquêter et prendre des sanctions à l'encontre des contrevenants à la réglementation. La CREG a pour mission non seulement de faire respecter le réglementation, mais encore de veiller à ce que les consommateurs ne pâtissent pas d'une libéralisation censée leur profiter. Ainsi, elle donnera un avis sur la tarification du gaz pour les clients non éligibles.

Les sanctions prévues en cas d'infraction peuvent être très lourdes (articles 18 et 19) : les contrevenants risquent des amendes pouvant atteindre un million de francs et un an d'emprisonnement pour les opérateurs qui ne justifieraient pas d'une habilitation, et jusqu'à un an de suspension d'activité en cas de manquements aux dispositions législatives ou réglementaires concernant le transport, le stockage et les obligations de fourniture.

c) Modalité d'attribution des autorisations de transport et de stockage

(i) Transport et distribution

Les autorisation de construction et d'exploitation des canalisations servant à la desserte de zones de consommation ou d'autres ouvrages de transit sont accordées par décret (article 20). Elles se fondent sur les capacités économiques et financières du demandeur et sur la compatibilité avec les missions de service public et avec la sécurité de l'approvisionnement (article 21). Des tiers peuvent donc être autorisés à construire des infrastructures de transport dans la mesure où leur utilité est avérée – connexion d'un distributeur, refus d'accès au réseau de transport. L'ancien monopole n'en a donc pas l'exclusivité.

Il est précisé que les exploitants sont responsables de l'entretien des infrastructures, ils garantissent la non-discrimination de l'accès et assurent l'équilibrage du réseau. Ils doivent donc coordonner les programmes d'injection et de soutirage des opérateurs. Chaque fournisseur doit en effet communiquer au transporteur ou au distributeur les quantités qu'il « *prévoit d'injecter ou de soutirer au cours de la journée suivante à des points identifiés du réseau de transport ou de distribution* » (article 26). Le gestionnaire des infrastructures se charge du comptage et peut demander des compensations financières aux tiers lorsqu'ils ne respectent pas les programmes annoncés.

Le fonctionnement des infrastructures sera étroitement contrôlé par les pouvoirs publics. Ils fixeront les prescriptions techniques et pourront imposer des travaux aux exploitants afin de garantir le bon fonctionnement de la chaîne gazière (article 27).

(ii) Le stockage souterrain

L'obtention d'un permis est un préalable à toute recherche ou exploitation de sites de stockages. Cette obtention est soumise aux capacités techniques et financières du demandeur. Les titulaires de concession doivent verser une redevance annuelle à l'Etat (article 28). Les opérateurs de stockage souterrain doivent assurer une exploitation « *compatible avec le fonctionnement sûr et efficace des réseaux de gaz naturel interconnectés* » (article 30). Les stockages doivent être utilisés en priorité pour assurer l'équilibre des réseaux de transport. Les prescriptions sont donc particulièrement vagues. Elles fixent des objectifs généraux sans définir les moyens par lesquels ils pourront être atteints, comme l'accès des tiers au stockage. Cette loi risque donc de poser des problèmes d'interprétation, il est à souhaiter que les décrets d'application, au cas où elle soit votée en l'état, permettent de préciser davantage les nouvelles règles du jeu.

3. La reconnaissance de l'importance du stockage

Simplement mentionné dans le texte de la directive, souvent absent du débat sur la déréglementation des marchés gaziers, le stockage n'en est pas moins une composante fondamentale du réseau dont l'influence sur le jeu concurrentiel pourrait être déterminante. Pays importateur, très attaché aux questions de service public et de sécurité de l'approvisionnement, la France s'est doté d'un important parc d'installations de stockage souterrain.

Rappelons que les fonctions du stockage touchent non seulement à la gestion des fluctuations de la demande et à l'équilibrage du réseau, mais encore à la baisse du coût de transport et à la couverture du risque à l'importation. En outre, dans un contexte concurrentiel d'accès des tiers au réseau, les stockages seront amenés à jouer de nouveaux rôles : l'optimisation des capacités réservées sur le réseau de transport – l'intérêt du stockage dépend alors de la volatilité de la demande et du mode de tarification de l'accès au réseau – et l'action spéculative sur les marchés spot et à terme.

A ce titre, la France dispose de réels atouts à la veille de l'entrée en vigueur de la libéralisation des marchés gaziers en Europe. Par l'importance des capacités existantes, la sécurité de l'approvisionnement semble préservée à moyen terme et surtout, GDF dispose de savoir-faire qui font de lui un leader du stockage. Le niveau d'équipement des pays

voisins de la France sont inégaux, ce qui ouvre des perspectives aux opérateurs français à la fois en tant que prestataires de services de stockage – ce qui est rendu possible par la position géographique de la France – et en tant qu’opérateur dans d’autres pays membres.

Conscient de l’importance du stockage, le gouvernement français pose la question de la définition d’un accès des tiers à ces installations. GDF, par la voix de son Président, Pierre Gadonneix, s’oppose à une telle perspective. La position des pouvoirs publics semble en accord avec cette vision du problème. Ils craignent en effet qu’un accès des tiers au stockage ne pousse les compagnies gazières européennes à se reposer sur les installations existantes, sans chercher à développer les nouveaux sites qui doivent accompagner le développement de la consommation de gaz en Europe. Ils pensent au contraire que les transporteurs qui ont réalisé ces stockages doivent en garder la maîtrise et anticipent sur la constitution de marchés du stockage en dehors de toute contrainte légale.

Mais les sites géologiques favorables au stockage sont rares. Aussi leur accès doit-il répondre à des règles de transparence pour garantir l’égalité d’accès à la mise en œuvre future de telles installations, au même titre que la législation française concernant l’extraction des substances minières.

4. La stratégie de Gaz de France à la veille de la déréglementation

Face à la menace qui pèse sur son pouvoir de marché, GDF n’a d’autre choix que de chercher de nouvelles zones de profit. Il cherche donc à se diversifier, à valoriser ses compétences et à se développer à l’international. Sa stratégie consiste en une politique d’investissement dynamique avec un perpétuel souci d’amélioration de la productivité et de la compétitivité. Son objectif est de devenir l’un des acteurs majeurs de la scène énergétique mondiale.

a) Les faiblesses actuelles de GDF

Face aux mouvements de regroupement dans l’industrie énergétique européenne, GDF apparaît de plus en plus isolé. Tardant à nouer des alliances avec d’autres opérateurs, notamment dans des secteurs connexes au gaz naturel comme la production électrique, il risque de s’affaiblir et s’exposera, une fois privatisé, à des attitudes hostiles de grands groupes.

Quelle attitude privilégier ? Le problème des grandes entreprises publiques françaises est qu'elles sont pénalisées par les réticences des autorités à ouvrir les monopoles à la concurrence. C'est le cas pour l'électricité et cela risque de l'être pour le gaz. Ainsi le développement international d'EDF et de GDF est-il ralenti par l'hostilité des partenaires européens de la France. En outre, leur structure publique réduit les possibilités d'alliances. Le maître mot doit aujourd'hui être regroupement. L'engouement actuel pour le gaz ne doit pas être sous-estimé par les électriciens français, de même que les gaziers ne doivent pas rater le train de la cogénération et donc des ventes groupées d'énergies.

Ainsi deux rapports d'octobre 1999, l'un parlementaire et l'autre publié par le Conseil Economique et Social suggèrent-ils que GDF soit transformé en société anonyme et ouvre son capital à EDF d'une part, et à Total Fina Elf, le pétrolier franco-belge, d'autre part, afin de se développer à la fois en aval, c'est-à-dire dans les services finals, et en amont en maîtrisant mieux ses approvisionnements. GDF ne peut mener à bien de tels objectifs seul. En effet, bien que GDF soit la troisième compagnie gazière d'Europe par son chiffre d'affaire, il est de petite taille par rapport aux majors du secteur pétrolier. Cela explique la volonté de doubler de taille en cinq ans affichée par son PDG, Pierre Gadonneix, à la veille de l'introduction de la concurrence sur le marché français. Un rapprochement EDF-GDF semblerait d'autant plus naturel que ces deux sociétés possèdent une filiale commune, EDF-GDF services, qui gère les relations commerciales avec la clientèle.

b) Développement international

Le marché français fera, à terme, l'objet d'offensives de la part de compagnies étrangères. La riposte de GDF passe donc par un élargissement de ses débouchés en se développant à l'international. Pour cela, la compagnie française compte renforcer les accords actuels et multiplier les opérations afin de porter la part de ses revenus réalisés à l'étranger de 10 % à 20 % en cinq ans. Ce développement est présenté par GDF comme nécessaire pour devenir un opérateur gazier de stature mondiale et pour renforcer ses avantages concurrentiels en France [Dauger (1998)]. Il doit se faire selon trois axes : la distribution, les services climatiques et thermiques et la production.

Les autorités publiques françaises son en accord avec le point de vue de GDF puisqu'elles reconnaissent l'importance du développement des activités de l'opérateur

pour sa compétitivité future. Le contrat Etat-entreprise signé le 1^{er} avril 1997 en a tenu compte en accordant une enveloppe triennale de cinq milliards de francs pour la croissance internationale de GDF. Cette démarche passe par des investissements directs en infrastructures servant à l'approvisionnement de la France, ou par une prise de participation dans des sociétés ou des projets liés à la distribution ou à l'utilisation du gaz.

GDF est aujourd'hui présent dans plus de 20 pays, dont la moitié appartenant à l'Union Européenne. Il est actif non seulement dans la production, mais encore dans le stockage et le transport. En tant que distributeur, GDF a 1,8 million de clients hors de France, en Allemagne, en Argentine, en Autriche, au Canada et en Uruguay. Ses dernières acquisitions sont 51,2 % de Gasag, distributeur à Berlin, et la gestion d'une partie du réseau de la banlieue de Mexico. GDF a également obtenu la construction et l'exploitation d'un réseau de distribution au nord-est du Mexique en collaboration avec la société mexicaine Bufete Industrial.

c) Engagement vers l'amont

Face à l'érosion probable de ses marges sur les segments aval et à la remise en question de ses contrats d'approvisionnement, GDF entreprend de devenir producteur dans le cadre de *joint ventures*, notamment avec Elf et Total, les deux grands producteurs français. A moyen terme, l'objectif de GDF est de produire 15 % des volumes de gaz qu'il commercialise.

GDF est présent en Allemagne, où il produit 1 Gm³ par an, en Côte d'Ivoire, et surtout en mer du nord britannique où il a passé des accords de production avec Elf et Total sur des champs différents. GDF cherche ainsi à valoriser dans le domaine de l'exploration-production ses savoir-faire acquis lors de la recherche et du développement de sites de stockage souterrain, où les techniques sont relativement proches.

L'accord passé avec Elf concerne 10 % des champs Elgin et Franklin, dont la production doit démarrer au printemps 2000 – Elf en détient 36,173 %, les 63,827 % étant répartis entre Agip, British Gas, Hardy, Ruhrgas, Shell, Exxon, Texaco et Arco – ce qui représente 480 Mm³ par an. Mais le gouvernement français n'est pas toujours favorable à l'engagement de GDF dans la production : il s'est opposé à un engagement de la compagnie française sur le champ d'Ekofisk, en mer du nord norvégienne, prétextant que si GDF avait besoin de gaz, il n'avaient qu'à s'en procurer sur les marchés de court terme.

d) Le développement du rôle de transporteur de GDF

On assiste à une multiplication des canalisations en provenance de mer du nord : la France bénéficie depuis octobre 1998 du Norfra, qui relie le champ de Troll (Norvège) à Dunkerque. Cette conduite de 850 km de long et de 1,05 m de diamètre, détenue par un consortium de 11 firmes – auquel GDF n'appartient pas – a une capacité de 15 Gm³/an dont 10 Gm³ à destination de la France et 5 Gm³ pour l'Italie. GDF détient 35 % du terminal, d'une capacité de traitement de 50 Mm³/jour.

Le développement de la consommation des pays d'Europe méditerranéenne s'accompagne d'une progression de leurs importations depuis la mer du Nord. La France est un passage obligé pour ce gaz à destination de l'Italie et de la péninsule Ibérique. Pour absorber ce surplus de transport, GDF a entrepris de renforcer le réseau intérieur français. Il a investi un milliard de francs dans l'Artère des Hauts de France, conduite de 185 km de long et d'un diamètre de 110 cm, qui relie le terminal de Dunkerque au stockage de Gournay-sur-Aronde. De plus, suite à un accord signé avec la SNAM, la construction d'une canalisation appelée « les Marches du Nord-Est » de 2000 à 2002 permettra d'accroître le transit de gaz norvégien à destination de l'Italie. GDF avait, en outre, prévu d'investir 17 milliards de francs dans son réseau de transport et de distribution.

e) Stratégie aval : renforcement du réseau et développements de nouveaux débouchés

Sur le territoire français, GDF entend conforter son implantation en renforçant ses réseaux de transport et de distribution. Il annonce 17 milliards de francs d'investissements de 1997 à 1999 pour porter le rythme des raccordements de nouvelles communes à plus de 300 par an. Notons que cette progression est en partie imposée par l'Etat dans le cadre du contrat Etat-entreprise signé en 1997.

Comme le souligne Gadonneix (2000), président de l'opérateur historique français, GDF entend répondre au mieux aux besoins de ses clients en enrichissant son offre grâce au développement des activités de service. Par exemple, sa filiale Cofatec est un acteur majeur dans les activités climatiques et thermiques. L'objectif est de donner de nouveaux débouchés au gaz en développant la climatisation au gaz naturel d'une part, et la cogénération d'autre part. Sur ses marchés traditionnels, comme celui du chauffage, GDF

bénéficie d'une bonne image, ce qui lui permet d'accroître ses ventes d'environ 3 % par an. La croissance du gaz est liée à la qualité des installations de brûlage. GDF propose donc des diagnostics à ses clients domestiques afin de renforcer leur confiance dans le gaz naturel. Le développement du gaz est présenté comme étant l'affaire de tous les membres de la filière gaz.

Il souhaite également promouvoir le développement du GNV (gaz naturel véhicule) c'est-à-dire l'utilisation du gaz pour la propulsion automobile, notamment dans les transport en commun des grandes agglomérations, afin de limiter les émissions polluantes.

Autour de 2010, le programme électronucléaire français va entrer dans une phase de renouvellement des installations de production. Or le recours à l'atome pour la production d'électricité est de plus en plus décrié, y compris en France. Aussi, sans pour autant envisager son abandon, il est question d'associer aux centrales nucléaires, qui continueraient d'assurer la production en base, des centrales à gaz pour la production en semi-base.

*

* *

Avec l'entrée en vigueur de la directive sur le gaz, l'ensemble des marchés énergétiques européens sont en voie de libéralisation. Les groupes pétroliers, les compagnies gazières et électriques, mais également les gros consommateurs se sont donc lancés dans de nouvelles manœuvres stratégiques d'intégration verticale ou horizontale, de diversification afin, pour les uns, de profiter des opportunités qui s'offriront à l'avenir, et, pour les autres, d'avoir accès à une énergie moins chère et en meilleure adéquation avec leurs besoins.

Les nouvelles règles du jeu entendent limiter le pouvoir des opérateurs historiques en ouvrant l'accès aux infrastructures de transport. Mais les anciens monopoles disposent encore d'outils stratégiques qui pourraient leur permettre de retarder l'entrée de concurrents, en jouant notamment sur les asymétries d'information et les approximations de la réglementation. Un thème en particulier est peu abordé par la directive sur le gaz et par les projets de transcription dans les droits nationaux, celui de la place des stockages dans la chaîne gazière et des moyens de les réguler. Faut-il instaurer un accès des tiers au stockage, ou, comme le suggère GDF, faire confiance au marché ?

**CHAPITRE 6. LA PLACE DU STOCKAGE DANS LE PROCESSUS
DE LIBERALISATION**

INTRODUCTION

La plupart des marchés gaziers européens ont été, historiquement, confiés à des monopoles. Or ceux-ci sont critiqués pour leur tendance à capter des rentes de situation d'une part, et pour le manque d'efficacité de leurs stratégies en termes d'investissement et d'innovation technologique d'autre part. L'objectif affiché des politiques de dérégulation est donc d'améliorer l'efficacité des marchés, à la fois en termes de prix et de qualité de service, en confrontant les opérateurs historiques à une menace de concurrence. Or, c'est en partie pour des raisons techniques que les marchés sont initialement monopolistiques. La structure de la chaîne gazière, l'ampleur des investissements et les rendements croissants sur le transport plaident en effet pour une centralisation de la gestion du réseau.

Souhaitant que les consommateurs puissent bénéficier à la fois des vertus de la concurrence et des économies d'échelle offertes par le monopole, les instances européennes ont choisi de libéraliser en priorité les maillons jugés potentiellement contestables, c'est-à-dire les services finals d'utilisation et le négoce. Les infrastructures de transport restent gérées par les opérateurs historiques et sont soumises à « l'accès des tiers au réseau », qui oblige les transporteurs à prendre en charge le gaz des tiers, compte tenu de leurs disponibilités. Pour fonctionner, un tel système doit être soumis à une réglementation stricte afin de garantir la non-discrimination des différents acteurs d'une part, et d'offrir aux utilisateurs une sécurité des approvisionnements optimale d'autre part.

La directive sur le gaz dessine les contours de la nouvelle réglementation tout en laissant aux Etats une grande liberté afin d'adapter au mieux les nouvelles règles au contexte gazier qui est le leur. Un point cependant reste flou : le statut du stockage. Les contraintes techniques liées aux variations de l'appel au réseau sont les mêmes que le marché soit monopolistique ou concurrentiel. L'importance du stockage pour le monopole, à la fois pour la maîtrise des coûts et pour la sécurité de l'approvisionnement, devrait se retrouver sur les marchés dérégulés.

L'objet de ce chapitre est d'étudier le rôle joué par le stockage dans le cadre de la transition du monopole à la concurrence, ses fonctions, la capacité à bloquer le jeu concurrentiel qu'il offre à ses détenteurs, afin de conduire une réflexion sur la réglementation qu'il conviendrait d'appliquer aux réservoirs selon les objectifs du régulateur.

A. LES FONCTIONS DU STOCKAGE EN MILIEU CONCURRENTIEL

Quelle que soit la structure du marché, le rationnement en capacités de transport est la principale difficulté technique du commerce de gaz. Les canalisations ne suffisent pas à couvrir les variations de la demande, les opérateurs doivent donc se doter de moyens leur permettant de contourner cet obstacle, les deux principaux étant les contrats interruptibles d'une part, et le stockage d'autre part.

Mais, en milieu concurrentiel, la couverture des variations de la demande n'est qu'une des fonctions du stockage. En effet, l'introduction de la compétition s'accompagne de la création de places de négoce et de la multiplication d'opérations de *trading* gazier. Or, intervenir sur ces nouveaux marchés et développer des outils financiers de couverture des risques ne sont possibles que si les opérateurs ont la possibilité d'acheter ou de vendre du combustible avec une grande souplesse, et sans être contraints par le goulet d'étranglement du transport. A l'image de l'évolution qu'a connue le marché américain ces dernières années, les stockages vont donc s'imposer comme des éléments indissociables des marchés spot et à terme.

Pour nos développements, nous allons adopter une description simplifiée du marché d'un point de vue technique. Reprenant les hypothèses posées au chapitre trois, nous nous inspirons du cas français, considérant que la chaîne gazière aval est initialement contrôlée par un monopole intégré de l'importation à la distribution. Nous poserons alors les règles d'introduction de la concurrence et étudierons les besoins en stockage des opérateurs.

1. Le processus de dérégulation

Les infrastructures de transport et de distribution sont une ressource rare dont la possession procure un avantage concurrentiel certain. En effet, nous avons vu que la construction de réseaux parallèles n'est pas efficace économiquement et qu'elle se heurte aux contraintes d'encombrement du sous-sol en agglomération. En outre, les délais de pose de nouvelles canalisations et leur coût ne sont pas compatibles avec une introduction rapide de la concurrence. La dérégulation du marché gazier repose donc sur la segmentation de la chaîne gazière. Comme le prévoit la directive européenne sur le gaz, l'ouverture du réseau doit être progressive, privilégiant dans un premier temps les maillons

jugés « contestables », c'est-à-dire où l'entrée et la sortie sont possibles pour les opérateurs sans entraîner de coûts irrécupérables importants.

a) Caractéristiques techniques du réseau

D'un point de vue technique, nous reprenons les hypothèses posées au chapitre trois. Ainsi, nous supposons que le marché est constitué d'un réseau de distribution approvisionné à l'aide d'une conduite. Les coûts sont identiques pour tous les usagers. Nous supposons également que le réseau est arrivé à maturité, c'est-à-dire que les besoins en infrastructures de transport et de distribution sont satisfaits : l'ensemble des bassins de consommation potentiels sont desservis, et il existe des capacités disponibles autorisant une croissance de la demande à moyen terme sans investissement supplémentaire. Il existe un stockage à l'entrée du réseau de distribution. Celui-ci est la propriété de l'ancien monopole. Il existe un rationnement en capacités de transport : les canalisations seules ne permettent pas de couvrir l'ensemble des variations de la demande. Elles suffisent en revanche à acheminer les quantités de gaz nécessaires sur une base annuelle.

Pour ses approvisionnements, le marché dépend entièrement des importations. Initialement, les contrats passés entre le monopole et les producteurs, reposent sur le long terme. La dérégulation remet ces pratiques contractuelles en question : leur terme se raccourcit et le *trading* gazier se développe au niveau du négoce. La financiarisation croissante du négoce de gaz est en effet une tendance lourde de la libéralisation des marchés gaziers en Europe. Le développement des contrats spots ou à terme vont se traduire par une variabilité croissante des cours du gaz naturel et par la multiplication des opportunités spéculatives. Cette variabilité et le développement du commerce électronique donnent lieu à l'apparition de nouveaux métiers comme ceux de négociant ou de courtier d'une part, et à la création de nouveaux outils de couverture des risques transactionnels d'autre part. Pour intervenir sur ces nouveaux marchés, les opérateurs devront être capables de réagir rapidement : acheter et vendre du gaz dans un temps réduit.

b) La progressivité de la dérégulation

La progressivité de l'introduction de la concurrence sur le marché européen concerne non seulement les maillons de la chaîne gazière, mais encore les segments de marché. Les

gros consommateurs industriels, dont l'approvisionnement est techniquement le plus simple à réaliser en raison de la stabilité de leur appel au réseau, sont les premiers touchés par la compétition. Les volumes dont ils ont besoin les rendent particulièrement sensibles au prix de leur combustible et leur procurent un pouvoir de négociation significatif. La liberté de choix du fournisseur doit ensuite s'étendre progressivement vers de plus petits consommateurs et des distributeurs. Le poids du chauffage dans la partie libéralisée de la demande va donc croître progressivement, la question des moyens de couverture des variations de la consommation se posant avec de plus en plus d'acuité.

Bien que l'opérateur historique reste le gestionnaire du réseau de transport, la compétition n'est pas interdite sur le maillon des canalisations. La concurrence peut être introduite sur les réseaux locaux d'une part, par l'attribution des licences d'exploitation, et sur le transport d'autre part en autorisant les tiers à poser de nouvelles conduites soit pour créer un nouveau point d'entrée sur le marché, soit pour desservir de nouvelles zones de consommation ou augmenter la capacité du réseau face à une progression de la demande. Mais cette évolution se décline à long terme, elle sort donc de notre champ d'analyse centré sur la transition du monopole à la concurrence.

c) Définition et tarification de l'accès des tiers au réseau

Le réseau restant géré par une filiale de l'ancien monopole, l'introduction de la concurrence passe par la définition d'un accès des tiers aux infrastructures de transport et de distribution. Deux formules d'ATR sont possibles : les capacités de transport peuvent être réparties soit entre les opérateurs au prorata de leurs débouchés, soit selon la règle de « premier arrivé, premier servi ». Dans le premier cas, on court le risque de ne contenter personne – sous-évaluation des besoins de chacun – et donc de mettre en danger les approvisionnements. C'est pourquoi la deuxième solution est privilégiée.

(i) L'attribution des capacités

L'attribution des capacités est une opération délicate car la règle du premier arrivé peut se traduire par une discrimination des opérateurs : les capacités de transport représentent une ressource rare que certains chercheront à accaparer afin de bloquer l'entrée de concurrents potentiels. Il est donc important de veiller à ce que les réservations soient en rapport avec des besoins effectifs. Ces besoins sont évalués en fonction :

- *des volumes totaux commercialisés* : au minimum, ces quantités doivent pouvoir être livrées sur une base régulière au cours de l'année ;
- *des demandes de pointe* : plus l'appel au réseau auquel l'offreur fait face est variable, plus ses besoins en capacité de transport instantanée sont élevés.

Les opérateurs doivent donc disposer d'une capacité de transport quotidienne comprise entre la demande quotidienne moyenne et la demande de pointe maximale. Les attributions sont fonctions des disponibilités, les canalisations risquent donc de ne pas suffire à couvrir les demandes de pointe. Des moyens techniques comme les stockages doivent donc être mis en œuvre par les opérateurs pour assurer la sécurité des approvisionnements.

La procédure de répartition des capacités de transport la plus simple consiste à les accorder au prorata des demandes annuelles auxquelles les opérateurs font face. Libre à eux ensuite de ne réserver qu'une partie des disponibilités qui leur sont accordées. Les capacités restantes peuvent alors être attribuées aux firmes qui le souhaitent, notamment à celles qui font face à l'appel au réseau le plus instable.

Etant donné le rationnement en capacités de transport, il faut déterminer qui, des négociants, des distributeurs ou des transporteurs doit assumer la sécurité des approvisionnements, c'est-à-dire la fonction d'équilibrage du réseau. Des services de stockage doivent-ils être associés aux services de transport ? Sinon, comment permettre aux opérateurs de disposer de réservoirs en un temps réduit, sachant que les délais de mise en œuvre technique de nouveaux sites sont de plusieurs années ? Autant de questions auxquelles la réglementation doit répondre.

Les choix opérés par les régulateurs dépendent de leur approche de la libéralisation. Par exemple, si leur but est de rendre l'activité de vente de gaz contestable, il est nécessaire de libérer les opérateurs des investissements en infrastructures, le plus simple étant de reporter la responsabilité de la sécurité de l'approvisionnement et de la couverture des pointes sur le transporteur. Ce but peut également être atteint par la création d'un marché du stockage, à condition que les opérateurs des réservoirs soient totalement indépendants des autres maillons de la chaîne gazière¹.

¹ Ces questions sont abordées plus en détail au C.

(ii) Tarification de l'accès au réseau

La tarification doit permettre de couvrir les coûts et d'assurer la gestion prévisionnelle des infrastructures. Il s'agit donc de répartir les coûts fixes au prorata de la capacité réservée et de facturer les coûts supportés pour les quantités effectivement transportées. Cette solution présente l'avantage d'être relativement simple par rapport aux solutions Ramsey-Boiteux ou à l'ECPR de Willig et Baumol¹. Nous admettrons donc que la tarification suit la logique suivante :

- paiement d'un forfait, qui correspond à une réservation de capacité – ce qui revient à payer un abonnement ;
- paiement d'une contribution à la quantité transportée.

La gestion à long terme des infrastructures, c'est-à-dire les travaux de modernisation, de renforcement ou d'extension du réseau qui seront rendus nécessaires par le vieillissement des installations ou l'augmentation de la demande, est intégrée à l'abonnement. Face à l'augmentation probable de la consommation sous la pression de la production d'électricité au gaz, cette gestion est fondamentale en Europe. Une mauvaise appréciation des besoins futurs pourrait être préjudiciable à la qualité des approvisionnements.

Nous supposons que la tarification annuelle de l'accès au réseau est de la forme suivante :

$$T(t, Q) = l(a \cdot t + b \cdot Q)$$

où l est la distance de transport, t est la capacité de transport réservée exprimée en mètre-cubes par jour, a représente les coûts fixes par mètre-cube de capacité et par kilomètre, Q la quantité transportée annuellement exprimée en mètre-cubes et b le coût de transport variable unitaire par km. Nous supposons donc que les coûts variables sont une fonction linéaire de la quantité effectivement transportée. Il s'agit là d'une simplification de la réalité car, comme nous l'avons vu dans la première partie, le coût marginal de transport est une fonction croissante de Q .

¹ Voir chapitre 4

Selon les valeurs de a , l'opérateur qui emprunte les canalisations est plus ou moins incité à maximiser le taux de charge de sa capacité réservée. Plus a est élevé, et plus la distance à couvrir est importante, plus il a intérêt à restreindre ses coûts fixes, donc à réduire sa capacité réservée. La tarification peut donc jouer un rôle important dans le comportement des acteurs. Ainsi, plus on s'approche de la saturation, plus a doit être élevé, notamment pour financer l'augmentation future des capacités.

Dans le cas présent, la valeur de b a peu d'effet sur le comportement des opérateurs dans la mesure où ils doivent livrer Q à leurs clients. Cependant, le coût marginal de transport est une fonction croissante du taux de charge en raison de l'augmentation des frottements. En reliant la tarification du transport au taux de charge, on peut inciter les compagnies gazières à lisser leurs approvisionnements, c'est-à-dire à reporter sur les périodes de basse demande les quantités à livrer lors des périodes de fort appel au réseau.

Bien évidemment, les choix opérés par les différents offreurs vont dépendre des caractéristiques de leurs clients : plus la demande qui leur est adressée est variable, plus se posent des problèmes de fiabilité des approvisionnements et de couverture des demandes de pointe. Or, réserver des capacités de transport supplémentaires est un moyen d'améliorer la souplesse de l'offre en aval. Leurs arbitrages vont donc être fonctions du niveau de fiabilité désiré, de la tarification du transport, des capacités disponibles et du prix des solutions alternatives comme le stockage.

2. Le stockage dans la gestion des fluctuations de la demande

L'équilibrage du réseau est la fonction traditionnelle du stockage. Lorsque la demande instantanée dépasse la capacité de transport des canalisations, les stockages pallient ces insuffisances par injection de gaz au niveau des réseaux de distribution. Cette fonction, que nous avons décrite en détail pour le monopole, se retrouve en milieu concurrentiel. Les opérateurs sont en effet rationnés en capacité de transport, capacité attribuée au prorata de la demande annuelle – en volume – qui leur est adressée.

a) Le besoin incompressible de stockage

Le raisonnement de l'opérateur gazier en milieu concurrentiel vis-à-vis du stockage est analogue à celui du monopole : selon ses anticipations sur sa pénétration, il définit une

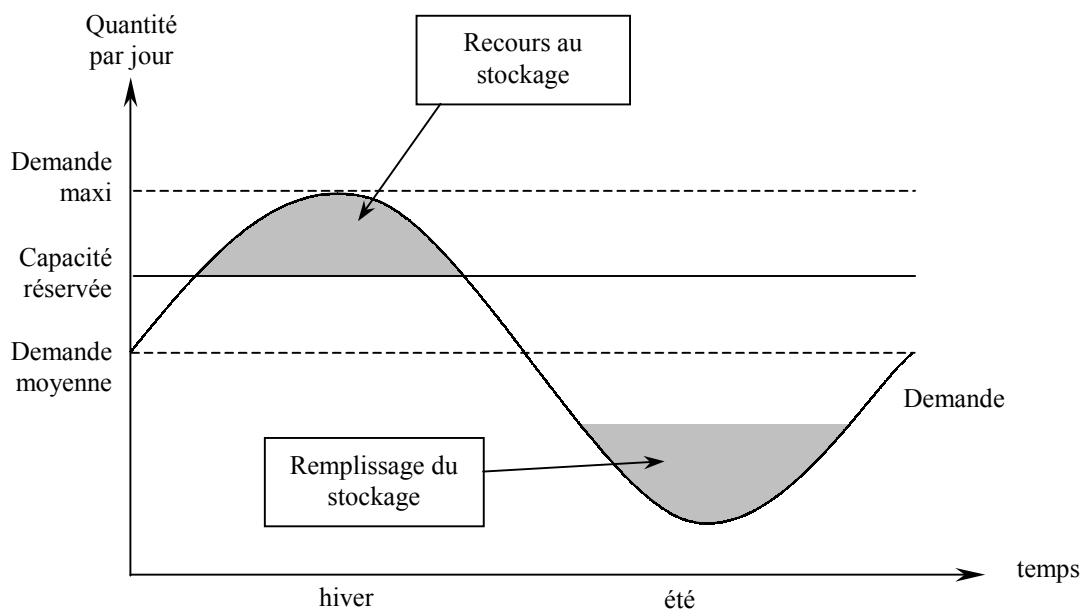
quantité globale à transporter et un niveau de risque de rupture des approvisionnements. Il peut alors déterminer l'appel au réseau maximal auquel il devra faire face. Son besoin en capacités de stockage est défini à partir des écarts entre sa capacité de transport et les demandes instantanées qui l'excèdent. Le besoin en volume correspond à la somme de ces différences, le besoin en soutirage maximal à la différence entre demande de pointe maximale et capacité de transport.

Les volumes stockés sont donc proportionnels à l'amplitude des fluctuations de l'appel au réseau, donc à la part du chauffage dans les débouchés de l'opérateur. D'où l'intérêt de la clientèle industrielle pour qui les canalisations peuvent suffire – à condition que l'utilisation pour besoin de chauffage soit marginale.

La figure 6.1 illustre le besoin en stockage en fonction de la capacité de transport attribuée dans le cadre de l'accès des tiers au réseau. Dès que la demande dépasse cette capacité, en l'absence de possibilité d'échange de disponibilités entre opérateurs, le recours au stockage est incontournable. Compte tenu des délais de développement des sites et de leur coût, seul le recours aux réservoirs déjà existants est compatible avec une introduction rapide de la concurrence. Nous distinguerons les grandes options réglementaires suivantes au niveau du stockage :

- confier la fonction d'équilibrage du réseau au transporteur ;
- organiser un accès des tiers au stockage ;
- créer un marché du stockage.

Ces systèmes, que nous étudierons de manière plus approfondie par la suite, sont susceptibles d'être aménagés, notamment pour prendre en compte les préoccupations de service public.

Figure 6.1 *Besoin de stockage en milieu concurrentiel*

b) L'arbitrage entre capacité de transport réservée et stockage

Pour le monopole gazier, le stockage est un moyen de réduire les coûts de transport. Si les disponibilités sur les infrastructures le permettent, l'arbitrage entre canalisations et réservoirs est également possible en milieu concurrentiel. Comme nous l'avons fait pour le monopole dans la première partie, le but de ce paragraphe est d'illustrer cet arbitrage de manière claire à l'aide d'outils mathématiques simples.

Supposons que les opérateurs peuvent stocker les quantités de gaz qu'ils souhaitent. En cas de rationnement en capacités de transport, le stockage est indispensable dès que la demande quotidienne dépasse la capacité attribuée par le transporteur. Cependant, entre la demande journalière moyenne ($q_m = Q/365$) et cette capacité, il existe des possibilités d'arbitrage entre transport et stockage : en fonction des coûts comparés de ces deux solutions, les opérateurs peuvent choisir de réserver une disponibilité sur les conduites inférieure à celle qui leur a été attribuée initialement. Comme définie précédemment, la tarification du transport est la suivante : $T(t, Q) = l(a \cdot t + b \cdot Q)$. Q étant exogène, l'opérateur gazier fait porter son arbitrage sur la capacité réservée t .

Soit une firme opérant ou désirant opérer sur le marché gazier. Supposons qu'elle a une parfaite connaissance des besoins de ses clients futurs. Elle doit déterminer la capacité de transport à réserver sur la canalisation en fonction des paramètres suivants :

- la capacité disponible sur la conduite ;
- le niveau de tarification ;
- la variabilité de la demande que la compagnie doit satisfaire.

Supposons que l'opérateur peut choisir librement sa capacité de transport réservée (t) et le volume de stockage (s) mis à sa disposition. t est comprise entre t_m , qui correspond à la demande quotidienne moyenne, et t_M , qui est égale à la demande de pointe maximale. Le coût de transport (T) est donc compris entre les deux valeurs suivantes :

$$l(a.t_m + b.Q) < T < l(a.t_M + b.Q)$$

Supposons que les opérateurs ont accès au stockage libre, moyennant le coût (S) suivant, où k est une constante strictement positive (la facturation est proportionnelle à la quantité effectivement stockée) :

$$S = k.s$$

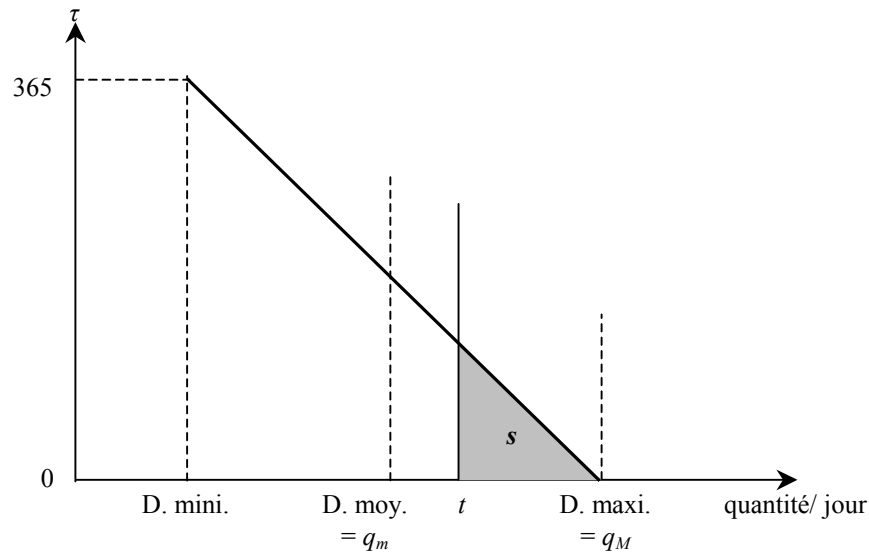
La quantité stockée est elle-même fonction de la différence entre la capacité de transport réservée et la demande de pointe maximale q_M . Soit la fonction q_τ exprimant les demandes quotidiennes classées de manière décroissante en fonction du temps. Pour plus de simplicité, notre but étant d'illustrer l'arbitrage entre transport et stockage, nous supposons ici, comme le montre la figure 6.2, que cette fonction est affine : $q_\tau = q_M - \alpha'\tau$. La fonction inverse, qui exprime le temps (τ) en fonction de q_M et de q , est donc, avec $\alpha = 1/\alpha'$:

$$\tau = \alpha(q_M - q_\tau)$$

La relation entre la capacité de transport t et le volume stocké s est alors donnée par :

$$s = \int_t^{q_M} \alpha(q_M - q) dq = \alpha \left[q_M.q - \frac{q^2}{2} \right]_t^{q_M} = \frac{\alpha}{2} [t^2 - 2q_M.t + (q_M)^2]$$

$$\boxed{s = \frac{\alpha}{2} (q_M - t)^2}$$

Figure 6.2 Relation entre capacité de transport réservée et stockage

La capacité de stockage est donc, dans notre cas, fonction du carré de la capacité réservée et de la demande de pointe maximale. Comme nous avons supposé que le stockage est facturé de manière linéaire, le coût de stockage est :

$$S = \frac{k\alpha}{2} (q_M - t)^2$$

D'où la fonction de coût total pour l'opérateur gazier, à quantité annuelle livrée Q donnée, et à demande de pointe – égale à q_M - connue :

$$C(t, q_M) = l(a \cdot t + b \cdot Q) + \frac{k\alpha}{2} (q_M - t)^2$$

$$C(t, q_M) = \frac{k\alpha}{2} t^2 + t \cdot (la - k\alpha q_M) + lb \cdot Q + \frac{k\alpha}{2} (q_M)^2$$

Minimisons ce coût total d'approvisionnement par rapport à la capacité réservée t :

$$\frac{dC}{dt} = k\alpha t + la - k\alpha q_M = 0$$

$$\Leftrightarrow t^* = q_M - \frac{la}{k \cdot \alpha}$$

k et α étant strictement positifs, la dérivée seconde du coût par rapport à t est strictement positive, il s'agit donc bien d'un minimum. La quantité que l'opérateur doit stocker est alors :

$$s^* = \frac{l^2 a^2}{2\alpha k^2}$$

Il est intéressant de constater que, pour minimiser ses coûts, l'opérateur gazier a intérêt à stocker quelles que soient les disponibilités sur les canalisations. En outre, dans le cas présent, l'incitation à stocker croît avec le carré de la distance couverte par la canalisation et du coût unitaire de transport. Parallèlement, et en toute logique, la capacité de transport optimale est une fonction croissante de la variabilité de la demande (représentée par α) et décroissante du coût unitaire de stockage (k). Ainsi, plus la demande est variable et plus le stockage est cher, plus l'opérateur a intérêt à disposer de capacités de transport importantes.

En pratique, t est plafonné selon le niveau de saturation de la conduite. Donc, l'arbitrage décrit ci-dessus n'a de sens que si le résultat ainsi obtenu est inférieur à la capacité disponible maximale. Sinon, indépendamment des gains spéculatifs potentiels, l'opérateur a intérêt à réserver la totalité de la capacité qui lui a été attribuée dans le cadre de l'accès des tiers au réseau. De plus, nous avons supposé tacitement que l'opérateur peut disposer à sa guise des quantités stockées. Dans les faits, la disponibilité des stocks dépend des caractéristiques du réservoir, et en particulier de sa capacité de soutirage instantanée. Donc, les besoins des offreurs s'expriment à la fois en volume stocké, pour la couverture des variations saisonnières de l'appel au réseau, et en capacité de soutirage quotidienne pour la couverture des demandes de pointe. Comme nous le verrons plus loin, la tarification de l'accès au stockage peut tenir compte de ces différents paramètres.

3. Les fonctions financières du stockage

Jusqu'à présent, en Europe, le rôle du stockage est resté principalement fonctionnel, c'est-à-dire limité à la résolution des problèmes liés aux fluctuations de la demande et à la couverture du risque de rupture des importations. Le rôle « spéculatif » – ce terme est peut-être là un peu fort – du stockage se limitait à profiter des variations saisonnières des cours du gaz ou des remises offertes par les producteurs soucieux de lisser leurs livraisons au cours de l'année.

Comme le montrent le marché américain et l'évolution actuelle du contexte gazier européen, l'introduction de la concurrence provoque une modification des rapports entre les maillons amont et aval de la chaîne gazière. Les contrats de long terme sont progressivement abandonnés au profit de formules plus souples, et, lorsque la densité du réseau le permet, des marchés de court terme peuvent émerger. Le stockage aura un rôle important à jouer dans les nouvelles techniques de négoce de gaz, notamment en raison du rationnement en capacité de transport à la fois sur la scène internationale et sur les marchés nationaux.

a) Négoce de gaz

Les marchés spots et à terme qui accompagnent l'introduction de la concurrence se situent sur des nœuds de réseau (*hubs*), où la convergence de canalisations assure la présence d'un nombre suffisamment important d'offres et de demandeurs. Pour intervenir sur ces nouveaux marchés, les compagnies gazières devront disposer de moyens techniques leur permettant d'acheter et de vendre du combustible en un temps réduit.

Le rationnement en capacités de transport risque de perturber les transactions spot ou à terme en période de forte demande. Or il est essentiel que les contrats puissent être remplis. Le stockage permet de contourner les goulots d'étranglement qui existent au niveau du transport en permettant de réaliser des transactions sans passer par les canalisations saturées. Les procédures peuvent être la livraison sur zone de consommation ou l'échange de gaz entre deux opérateurs disposant de stockages.

Le stockage va donc jouer un rôle fonctionnel indispensable sur les nouvelles places de négoce. Quelles seront les clauses des nouveaux contrats ? Les opérateurs pourront procéder aux transactions au niveau du *hub* ou procéder à des livraisons avec clause géographique. En outre, le stockage permet la réalisation des contrats à terme dont le but sera précisément de se protéger des aléas propres aux marchés spots et d'éliminer les risques de saturation du réseau lors des demandes de pointe.

b) Gains spéculatifs liés au stockage

Les gains spéculatifs liés au stockage proviennent des différences de prix au cours de l'année. Aux Etats-Unis, en moyenne, les prix du gaz en hiver sont supérieurs de 50% à ceux d'été, écart qui atteint parfois 100%. Ce sont surtout les négociants et, de plus en

plus, les transporteurs qui spéculent. Les distributeurs se contentent généralement d'utiliser les réservoirs pour répondre aux fluctuations de la demande.

Plus les marchés spots prendront de l'importance en Europe, c'est-à-dire plus le recours aux transactions de court terme sera élevé pour la couverture des demandes de pointe, plus les prix seront volatiles et plus les perspectives de gains seront importantes.

Il est encore difficile d'évaluer concrètement ces futurs gains spéculatifs. Leur montant va dépendre de la part du marché qui est ouverte à la concurrence, de la part des transactions spots dans les procédures d'approvisionnement mises en place par les offreurs, et du statut réglementaire des stockages. A l'heure actuelle, ce sont les opérateurs historiques qui détiennent les réservoirs. Pour qu'ils puissent être utilisés à des fins spéculatives, ils doivent être accessibles. Il faut donc définir un droit au stockage pour spéculation ou mettre en place des services de stockage au niveau des *hubs*, comme c'est le cas aux Etats-Unis. Confier un réservoir à l'entreprise qui gère le marché, qui s'occupe de la cotation et qui permet la rencontre des offreurs et des demandeurs est une des solutions envisageables.

Revenons à l'arbitrage stockage-capacité de transport analysé ci-avant, dans le cadre d'un accès des tiers aux réservoirs. La prise en compte de gains spéculatifs potentiels va modifier le coût du stockage, donc la capacité réservée optimale de l'opérateur. Supposons que l'offreur souhaite bénéficier des variations des cours pour abaisser son coût d'accès au gaz. Il stocke en période de bas prix et déstocke quand les cours montent. Soit G l'espérance mathématique du gain par mètre-cube.

Le coût de stockage défini au 2.b devient :

$$S = (k - G)s$$

La capacité de transport réservée optimale devient alors

$$t^* = q_M - \frac{la}{(k - G)\alpha}$$

et le volume stocké est :

$$s^* = \frac{l^2 a^2}{2\alpha(k - G)^2}$$

Le stock optimal est plus important avec gains spéculatifs que sans, les gains spéculatifs représentent donc une incitation à stocker et permettent ainsi aux opérateurs de réserver une capacité de transport moins importante. La spéculation va donc dans le sens d'une réduction de la saturation du réseau en incitant à reporter sur les périodes de basse consommation le transport de quantités de gaz plus importantes. Elle engendre donc une plus grande fluidité dans le fonctionnement des réseaux gaziers ouverts à la concurrence.

c) Vers des marchés du transport et du stockage de gaz

Si la réglementation l'autorise, la mise en place de l'accès des tiers au réseau pourra donner lieu à un marché des capacités de transport où s'échangeront les capacités vacantes des différents opérateurs. Le stockage pourra permettre de créer momentanément des disponibilités sur les canalisations, donc il pourra concourir au développement de ces transactions, ce qui va dans le sens d'une plus grande fluidité du marché.

Il est également envisageable qu'un marché du stockage apparaisse. Les firmes qui disposent de volumes non exploités pourront les proposer aux tiers. Autre possibilité, les stockeurs pourront concourir à la création de marchés locaux en vendant du gaz stocké lors des demandes de pointe. On se rapproche là des marchés financiers décrits ci-dessus.

A quelle condition un marché du stockage pourra-t-il apparaître ? Selon Gaz de France, l'existence d'une demande devrait suffire à susciter une offre. C'est effectivement le cas lorsque le stockage n'offre pas la possibilité de biaiser la concurrence sur les services finals aux consommateurs. Il faut donc éliminer le pouvoir de blocage que peuvent éventuellement détenir les opérateurs de stockage pour qu'un tel marché existe et n'aille pas à l'encontre de la sécurité des approvisionnements¹.

B. LES OPTIONS STRATEGIQUES DES OPERATEURS

Avec la perspective de libéralisation, les firmes gazières et les grands groupes énergétiques mettent en place de nouvelles stratégies. Les producteurs cherchent à se développer vers l'aval, les opérateurs historiques manœuvrent en vue de préserver leur

¹ Cette question sera traitée plus en détails lorsque nous aborderons la question des options réglementaires autour du stockage.

position dominante et leur rentabilité. Après avoir défini les variables de la concurrence et les caractéristiques des entreprises susceptibles d'entrer sur le marché, nous poserons les bases de l'interaction stratégique entre les différents acteurs. Notre objectif n'est pas de déterminer un équilibre concurrentiel, mais d'analyser à quelles conditions une entreprise pourra faire son entrée, et en particulier dans quelle mesure le stockage procure un pouvoir de blocage à ses détenteurs.

1. Les variables de la concurrence

Il ne suffit pas d'instaurer la concurrence pour que celle-ci soit une réalité. L'accès au réseau d'infrastructure pour tout acteur habilité à acheter ou à vendre du gaz est la première condition du succès de la libéralisation dans le contexte gazier européen actuel. Cette condition en a entraîné une deuxième, celle d'instaurer davantage de la transparence au niveau des coûts subis afin de garantir la non-discrimination des opérateurs. C'est pourquoi la libéralisation des marchés gaziers repose sur l'individualisation comptable des différentes activités des entreprises intégrées.

Cependant, un accès au réseau équitable est une condition nécessaire mais pas suffisante du développement de la compétition. Les entreprises qui souhaitent faire leur entrée doivent en effet établir des stratégies afin de conquérir une partie du marché détenu initialement par le monopole. La nature de ces stratégies est fonction des barrières à l'entrée qui subsistent une fois l'ATR instauré, et des variables qui fondent le choix de son fournisseur par le consommateur de gaz.

a) Les clés du succès

La question des barrières à l'entrée sur le marché du gaz a été abordée au chapitre quatre, aussi ne rentrerons-nous pas dans les détails. Nous entendons ici mettre en évidence les principales entraves à la commercialisation de gaz pour un nouvel opérateur.

Le contexte d'introduction de la concurrence est le suivant : les entrants potentiels, opérateurs amont, négociants, entreprises engagées dans d'autres activités de réseau, font face à l'ancien monopole, qui détient l'ensemble du marché, qui est donc connu de l'ensemble des consommateurs potentiels, et qui est de grande taille – donc bénéficie d'économies d'échelle. Sa principale faiblesse est, théoriquement, un manque de dynamisme et une excroissance bureaucratique coûteuse. En outre, le gaz est en

concurrence avec d'autres combustibles. Nous distinguerons quatre clés du succès pour les nouveaux acteurs situés en aval de la chaîne gazière :

- la maîtrise des coûts ;
- la fiabilité ;
- la notoriété ;
- la capacité d'innovation.

La maîtrise des coûts est fondamentale dans le cadre de la concurrence avec l'opérateur historique et avec les autres énergies. Elle commence en amont par un accès au gaz le moins cher possible sur le marché international. Les opérateurs doivent donc être efficaces dans leur politique d'achat – alliances avec des producteurs, capacité à intervenir sur les nouveaux marchés du gaz, etc. Ils doivent ensuite optimiser leur accès au réseau de transport/distribution afin d'en minimiser les coûts en fonction des modes de tarification et des infrastructures qu'ils pourront utiliser pour couvrir efficacement la demande qui leur est adressée. Les stratégies de baisse des coûts partout où cela est possible sont des « valeurs sûres » [Chevalier (1997)].

La fiabilité est la deuxième clé du succès. La non conformité avec les engagements qualitatifs pris à l'égard du client présente un risque majeur en termes de fidélisation de celui-ci : une rupture des approvisionnements en période de froid pour un particulier ou en plein processus de production pour industriel peut entraîner de graves dommages. Les opérateurs doivent donc mettre en place les moyens techniques qui garantissent une relation de confiance avec leurs clients, tout en veillant à la maîtrise des coûts.

Pour conquérir des parts de marché sur l'ancien monopole ou sur les autres énergies, les nouveaux opérateurs doivent construire leur *notoriété*. Comme le montre Farrell (1986), la réputation peut représenter une véritable barrière à l'entrée, d'autant plus élevée que les consommateurs font face à une incertitude quant aux performances de l'entrant et que l'entreprise en place a construit sa propre notoriété. Ils doivent ensuite fidéliser leurs clients : la base de consommateurs loyaux est déterminante car plus elle est large, plus l'entreprise dispose d'un marché captif important, donc plus sa liberté de tarification est grande [Deneckere et al. (1992)]. Prenons l'exemple de la France : sur le segment résidentiel, GDF jouit d'une très grande notoriété en matière de qualité et de prix – des sondages montrent régulièrement que GDF est l'entreprise la plus populaire auprès des

Français. Il apparaît donc clairement qu'un opérateur concurrent ne pourrait se contenter d'un simple avantage en termes de prix pour conquérir une part significative de la demande. Notons qu'en général, la loyauté est beaucoup moins grande sur le segment industriel en raison de la réputation qu'ont les entreprises d'être « plus rationnelles » que les particuliers. La conquête de parts de marché passe donc par des investissements en communication. Cependant, Milgrom et Roberts (1986) ont montré qu'il existait un rapport assez ambigu entre la qualité perçue par les consommateurs et la publicité. En effet, si la publicité informe sur la qualité, alors la communication commerciale doit se traduire par des prix plus élevés, et le prix devient lui-même un signal de qualité. L'attitude du consommateur dépend donc de la façon dont il construit son opinion, du poids des facteurs prix et image dans son processus de décision.

Dernière clé du succès, *la capacité d'innovation* sur les marchés gaziers correspond à la capacité à percevoir l'évolution de la localisation de la rente gazière. En effet, l'une des tendances fortes de la libéralisation des marchés énergétiques en Europe est la chute des cloisonnements, et l'émergence de stratégies horizontales de la part des acteurs afin de coller au mieux aux besoins des consommateurs [Chevalier (1995)]. Les compagnies gazières ne pourront donc plus se contenter de commercialiser du combustible, mais devront développer de nouveaux services et s'engager dans des activités comme la production d'électricité pour faire face aux incertitudes qui pèsent sur la localisation future des centres de valeur ajoutée sur les filières énergétiques.

b) L'influence du degré d'ouverture du marché à la concurrence

Le degré d'ouverture du marché, c'est-à-dire le nombre de segments accessibles, est déterminant dans la mise en place effective d'une compétition entre opérateurs. En effet, selon le segment auquel ils appartiennent, les consommateurs ont une sensibilité différente aux différentes variables de la concurrence – prix, qualité de service, etc. La détermination de l'importance accordée par chacun aux différents facteurs est l'un des problèmes clés de la segmentation [Chevalier (1997)]. La décision d'entrer sur le marché va notamment dépendre des moyens à mettre en œuvre pour satisfaire techniquement la demande.

Selon sa variabilité, l'appel au réseau est plus ou moins facile à gérer. L'instabilité de la demande est un frein à l'introduction de la concurrence en raison des infrastructures nécessaires à la couverture des pointes. Ces infrastructures demandent d'importants

investissements et, lorsque les possibilités techniques de les réaliser sont limitées, elle peuvent représenter une ressource rare. C'est le cas du stockage : la création d'un réservoir est soumise aux aléas géologiques tant il existe peu de sites appropriés.

Comme nous l'avons vu, le chauffage est l'utilisation du gaz qui présente la plus grande instabilité. Les autorités de régulation européennes ont donc choisi d'ouvrir en priorité les segments industriels à la compétition, dont les besoins sont réguliers au cours de l'année, et où la demande individuelle est importante. Leur coût d'approvisionnement est donc beaucoup plus bas que celui de la clientèle résidentielle, très nombreuse, avec une forte saisonnalité de l'appel au réseau et une consommation individuelle réduite.

Ainsi, sur un segment de marché, plus la demande par client est stable et importante, plus les investissements en capacités de pointe sont réduits et plus les coûts de gestion sont bas, donc plus on se rapproche de la contestabilité. Intervenir sur des segments où la demande est très variable n'est possible que si l'opérateur a accès aux infrastructures d'équilibrage du réseau, et s'il a une connaissance suffisamment fine des besoins, d'où des surcoûts en information. De même, lorsque la consommation est très morcelée, cela pose des problèmes de distribution – il faut avoir accès aux réseaux locaux – et les contraintes de gestion de la clientèle – comptage, facturation, contentieux, etc. – sont très lourdes.

Il est donc beaucoup plus aisé d'entrer sur le segment des gros industriels que sur celui des particuliers car le poids de la notoriété est moins important, donc les coûts associés sont plus faibles, et les frais de gestion de la demande sont plus réduits.

2. L'interaction stratégique des acteurs

Le processus d'introduction de la concurrence garde encore quelques zones d'ombres. Quels que soient les ultimes choix réglementaires opérés par les régulateurs nationaux, il paraît acquis que la position dominante des actuels monopoles va rendre les entrées difficiles sur l'aval de la chaîne gazière. Ces difficultés sont dues à la fois à la puissance commerciale et financière des opérateurs historiques et aux asymétries d'information qui subsistent sur les fonctions de coût, et notamment sur les coûts partagés entre les différentes activités intégrées, malgré l'*unbundling*. Le montant de la rente gazière et les futures perspectives de gains sur la seule commercialisation du gaz semblent donc assez aléatoires. En conséquence, il est probable que les entrants potentiels ne se contentent pas d'affronter les anciens monopoles sur leurs activités traditionnelles, mais

qu'au contraire ils cherchent à développer de nouvelles sources de profit et en s'appuyant sur les synergies pouvant exister entre les divers métiers des filières énergétiques – comme la complémentarité gaz-électricité. Les inconnues sont nombreuses quant à l'évolution future des équilibres sur la scène énergétique européenne. C'est pourquoi nous avons fait le choix de présenter les grandes alternatives stratégiques des différents acteurs, sans toutefois nous prononcer sur l'issue de la compétition.

a) Les données du problème

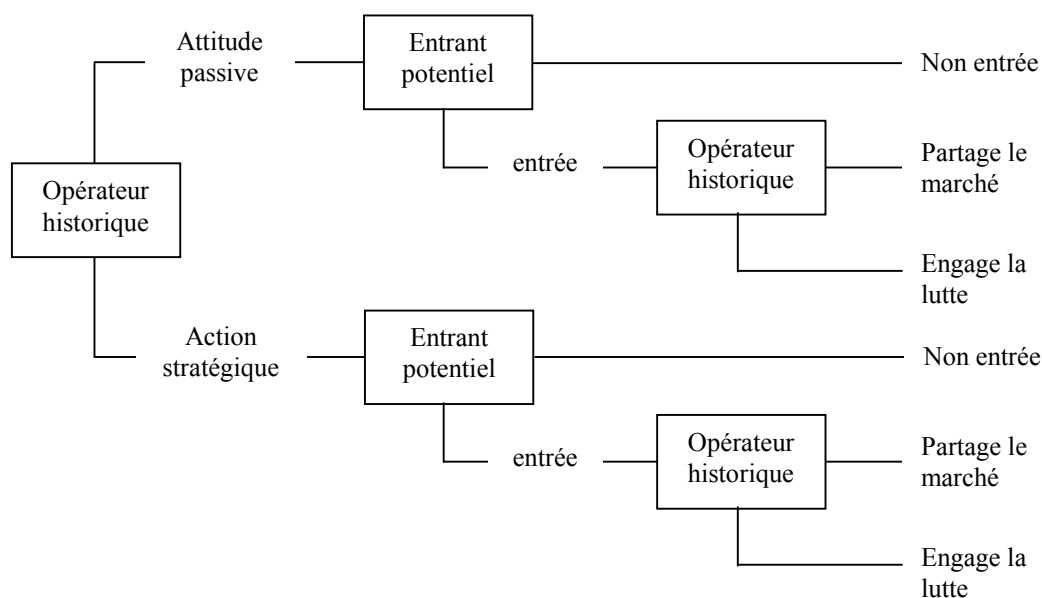
La situation est la suivante : le marché est tenu par un monopole intégré qui maîtrise l'ensemble des maillons de la chaîne gazière, de l'importation à la distribution. L'introduction de la concurrence est décrétée par les autorités de régulation sur certains segments de marché – les consommateurs éligibles. L'opérateur historique a connaissance de la menace de libéralisation avant que celle-ci ne soit effective. Il est donc le premier à pouvoir entamer une action stratégique. Deux attitudes sont possibles de sa part : soit décider d'une action par anticipation afin de décourager les velléités d'entrée de ses concurrents potentiels, soit ne rien faire soit par confiance en ses capacités à affronter la concurrence – capacité de réaction ou conviction du découragement que représente sa puissance commerciale pour les autres opérateurs – soit pour ne pas réduire sa rente à court terme.

Soit une entreprise gazière souhaitant faire son entrée. L'entrant peut être une compagnie gazière opérant dans un autre pays, un producteur ou un négociant opérant sur le marché international. Son arbitrage se résume à entrer sur l'aval de la chaîne, ou rester sur son activité initiale. Il fonde son choix sur les perspectives de gains offertes par les services ouverts à la concurrence. Dans tous les cas, une réaction stratégique est coûteuse pour le monopole.

La libéralisation est organisée autour de l'accès des tiers au réseau de transport. Les consommateurs qui appartiennent au segment de marché dérégulé ont la possibilité de choisir leur fournisseur. Le monopole va chercher à défendre sa position dominante, et l'entrant potentiel établit sa stratégie en fonction des choix de l'entreprise en place. D'une manière générale, l'entreprise en place réussira d'autant mieux à décourager les tentatives d'entrée que ses choix stratégiques sont irréversibles, et que l'entrée se traduirait par un

conflit ruineux [Glais (1992, p.336)]. En ce sens, les coûts irrécupérables représentent une dissuasion crédible.

Figure 6.3 Options stratégiques des firmes



Source : d'après Glais (1992), p. 337

Les investissements jouent donc un rôle fondamental dans la compétition. Les infrastructures de transport de gaz représentent une ressource rare dont la possession procure un pouvoir de marché déterminant. Conscient de l'impossibilité de construire des réseaux concurrents, le régulateur définit un accès des tiers au réseau (ATR) accompagné de mesures visant à introduire suffisamment de transparence pour empêcher l'opérateur historique, qui en conserve la gestion, de pratiquer toute discrimination au niveau des tarifs et de l'attribution des capacités. Ainsi le réseau de transport perd sa capacité à bloquer l'entrée des concurrents potentiels. En revanche, le stockage peut offrir cette capacité. C'est ce qui explique notamment que, en France, GDF et Total-Fina-Elf, détenteurs de réservoirs, soient opposés à la définition d'un accès au stockage et souhaitent au contraire que l'on fasse confiance au marché. Il existe donc un gros enjeu stratégique autour du stockage.

b) La défense de sa position dominante par le monopole

Le monopole est la principale victime de la dérégulation. La préservation de sa position dominante est la réaction stratégique qui paraît la plus logique. Cependant, l'absence de culture concurrentielle¹ peut représenter un important handicap pour le monopole. L'entreprise doit adapter son fonctionnement à la concurrence gaz-gaz, et notamment gagner en réactivité. Il est donc envisageable que l'opérateur historique ne réagisse pas face à la menace d'entrée future, en raison de blocages organisationnels, par exemple – comme le refus de la remise en cause d'avantages sociaux de la part des employés –, d'incompatibilité des objectifs industriels de l'entreprise avec la compétition, ou encore d'excès de confiance. En outre, une stratégie de défense de sa position dominante est coûteuse. Elle risque donc d'aller à l'encontre de la volonté de l'opérateur historique de préserver sa rente.

(i) Stratégie de prix-limite

La stratégie de défense de sa position dominante par le monopole consiste à envoyer des signaux afin de décourager ses concurrents potentiels d'entrer sur le marché. Il peut, pour cela, mettre en avant des gains de productivité potentiels et une marge de manœuvre tarifaire telle qu'elle rende très aléatoire les résultats futurs des nouveaux opérateurs. Le moyen utilisé peut être, par exemple, d'entamer une politique de baisse des prix – ce qui est, au final, le but poursuivi par le régulateur – c'est-à-dire s'engager dans une stratégie de « prix limite ».

Milgrom et Roberts (1982) ont modélisé une telle stratégie sur deux périodes et deux entreprises. L'une, installée sur le marché à la première période fait face à une menace d'entrée qu'elle va chercher à décourager en pratiquant un prix bas. Il s'agit d'un modèle avec asymétrie d'information où l'entreprise 2 ne connaît les coûts de l'entreprise 1 qu'une fois qu'elle est entrée sur le marché. La faiblesse du prix est donc censée envoyer un message de faiblesse des coûts de la part de la firme 1.

¹ On pourrait opposer à cet argument le fait que le monopole gazier est confronté à la concurrence inter-énergétique, donc que la compétition fait partie de sa culture. Cependant, la présence d'autre énergies ne représente pour lui qu'une obligation de compétitivité, c'est-à-dire qu'elle le contraint à pratiquer des tarifs inférieurs au prix-limite défini dans la première partie. Tant que cette contrainte est respectée, des comportements non efficaces (subventions croisées, surinvestissements, sureffectifs, etc.) sont autorisés.

Pratiquer un prix-limite suppose que l'opérateur historique connaît la fonction de coût de production de l'entrant, et qu'il dispose d'un avantage significatif sur ses concurrents en termes de coût sur une période relativement longue. Sur le marché gazier, ces avantages peuvent provenir des infrastructures mises à disposition, d'une différence au niveau des coûts d'information – publicité, connaissance du marché –, d'un accès à un gaz meilleur marché en amont. Glais (1992, p.334) précise qu'une telle politique n'est profitable que si :

- les économies d'échelle sont importantes ;
- à l'équilibre, seul un petit nombre d'entreprises produisant efficacement subsiste ;
- l'élasticité-prix de la demande est faible.

La première limite de ce type de stratégie tient au fait que, si l'information des consommateurs concernant la qualité des entrants potentiels est imparfaite, alors le prix peut être un signal de qualité de l'offre. Milgrom et Roberts (1986) montrent le lien ambigu qui peut exister entre publicité, prix et notoriété lorsque les consommateurs sont mal informés : la publicité tend à communiquer sur la qualité, elle doit donc conduire la firme à augmenter ses prix, et le prix devient un signal de qualité. Ainsi, le monopole en place peut avoir intérêt à maintenir son niveau de prix initial afin de décrédibiliser les entrants potentiels qui s'appuieraient sur des tarifs plus bas [Overgaard (1994)]. En conséquence, mieux les consommateurs sont informés, plus leur élasticité-prix est grande [Kehoe (1996)], et plus la stratégie de prix-limite est appropriée pour l'opérateur historique. De plus, pour que le prix soit de nature à décourager l'entrée de concurrents, il faut qu'il ait valeur d'engagement. Or, comme le souligne Tirole (1995b, p.335), si l'entrée sur un marché est une décision qui concerne une période de plusieurs mois ou de plusieurs années, un prix peut en revanche être modifié fréquemment, ce qui réduit son pouvoir dissuasif à l'égard des entrants.

Le choix d'une stratégie dépend de la nature des entrants. LeBlanc (1992) étudie le choix opéré par un monopole sous la menace d'entrée entre des stratégies de prix-limite, c'est-à-dire de baisse des prix avant l'introduction de la compétition, et de prix prédateur, c'est-à-dire de baisse des prix après entrée afin d'éliminer les concurrents. Le monopole arbitre en comparant les coûts respectifs d'une menace brandie avant ou après l'entrée de

concurrents. LeBlanc montre que quand la firme en place apparaît comme puissante et quand l'entrant potentiel est plutôt faible, alors, considérant que le risque d'entrée est faible, le monopole privilégie une stratégie de prix prédateur, la compétition post-entrée lui étant à priori favorable. En revanche, quand c'est l'entrant potentiel qui est le plus puissant, l'entreprise en place choisit une stratégie de prix-limite afin d'éviter une confrontation dangereuse. Lorsque les puissances des protagonistes sont difficiles à comparer, alors la firme en place choisit généralement de combiner prix-limite et prix prédateur, c'est-à-dire qu'elle expose successivement plusieurs menaces à son concurrent potentiel. La théorie des marchés contestables, qui concerne les marchés où les barrières à l'entrée sont peu élevées, mise sur une stratégie de prix-limite de la part de l'entreprise en place, ce prix correspondant au prix de concurrence – sans sur-profit. Les choix stratégiques des monopoles initiaux dépendent donc de la crédibilité de la menace d'entrée.

Dans le cas du gaz, les entrants potentiels sont des firmes de grandes taille – compagnies pétrolières, compagnies gazières – dont la puissance financière est équivalente voire supérieure à celle du monopole en place. Selon les conclusions de LeBlanc, l'opérateur historique devrait donc s'engager dans une stratégie de prix-limite. Cependant, il est peu vraisemblable qu'une telle stratégie soit de nature à décourager l'entrée de concurrents car le prix n'est qu'un des éléments sur lequel est fondé le choix des consommateurs. En outre, l'accès des tiers au réseau réduit les asymétries d'information et permet à l'ensemble des concurrents de profiter des mêmes prestations au même prix. De plus, les concurrents se fournissent tous sur le marché international. Ils ont donc accès à un gaz au même prix, compte tenu des volumes qu'ils enlèvent. Les seuls avantages significatifs en termes de coût tiennent donc au stockage et à la notoriété. En effet, la détention de réservoirs permet de réduire les coûts de transport et de profiter des fluctuations des cours du gaz pour avoir un accès meilleur marché au combustible. Mais, si un accès des tiers au stockage est instauré, alors l'opérateur historique perd la quasi-totalité de ses avantages comparatifs (si l'on admet que l'accès au réseau est équitable). Etant donnée la transparence du marché, une politique de prix-limite n'est donc efficace que si elle entraîne une baisse de la rente telle que les entrants potentiels ne souhaitent pas conquérir une part de la demande. Il est alors possible que le monopole n'ait pas intérêt à mener une telle stratégie.

(ii) Stratégies de barrières à l'entrée

La détention d'une ressource rare procure un avantage déterminant. Sur les marchés gaziers, c'est le cas du transport, mais également du stockage. En bloquant ou en surfacturant l'accès à ces infrastructures, le monopole peut empêcher les concurrents potentiels de faire leur entrée. Pour éliminer cette barrière, l'accès au réseau a été décrété. Même si l'opérateur historique conserve la possibilité de biaiser le jeu concurrentiel notamment en raison des asymétries d'information subies par le régulateur, nous admettons que cette possibilité stratégique a été annihilée par l'ATR. Reste le stockage. Sur un marché mature, il est indispensable pour la desserte des consommateurs dont les besoins sont instables. Ainsi, en l'absence de régulation spécifique, il représente une véritable barrière à l'entrée pour les nouveaux opérateurs¹.

Comme nous l'avons vu au chapitre 1, le gaz est un bien d'expérience, c'est-à-dire que les caractéristiques qualitatives du fournisseur sont révélées à l'usage. Le consommateur mal informé va donc se fier à la réputation de l'opérateur. C'est là probablement l'un des atouts majeurs du monopole lors de la libéralisation, même si, a priori, cet avantage devrait disparaître à long terme. Cette réputation est une véritable barrière à l'entrée, parfois très difficile à contourner [Farrell (1986)]. En effet, tout entrant doit au préalable se faire connaître des demandeurs, ce qui implique d'importants investissements en communication. Ensuite, il doit asseoir sa réputation. Cela passe par la conquête progressive de consommateurs, par une offre de qualité à un prix relativement faible [Gale et Rosenthal (1994)].

Le monopole a donc intérêt à jouer la carte de l'identité : différencier son offre de celle de ses concurrents, notamment grâce à son image de marque. Pour cela, il doit communiquer sur son image et mettre en avant ses avantages compétitifs. Il ne s'agit pas d'une stratégie à long terme car les entrants rattraperont progressivement leur retard de notoriété. En outre, tous les segments de marché ne sont pas identiquement sensibles à la réputation. Mieux ils sont informés, moins l'image de marque aura d'influence sur leur comportement.

¹ Les enjeux du stockage en milieu concurrentiel sont étudiés plus en détail à la section C.

(iii) Crédibilité de ces stratégies à long terme

Le monopole a-t-il pour autant intérêt à bloquer toute entrée de concurrents ? La dérégulation a pour but d'introduire la compétition. En cas d'échec, le régulateur risque de durcir la réglementation vis-à-vis du monopole afin de « l'affaiblir » suffisamment pour que la concurrence puisse apparaître, comme ce fut le cas au Royaume-Uni face à l'efficacité des stratégies de blocage mises en œuvre par British Gas. L'opérateur historique devrait donc laisser s'implanter quelques entreprises à la marge, en sacrifiant certaines niches par exemple, dans le but de montrer sa bonne volonté. Il pourra alors garder le contrôle du marché sans être accusé d'abus de position dominante.

De plus, peut-on vraiment croire à la pérennité d'une stratégie de protection de sa position dominante par le monopole à long terme ? Avec l'introduction de la concurrence apparaissent de nouvelles complémentarités entre les différents marchés énergétiques, comme entre gaz et électricité. Il est probable qu'à l'avenir la scène gazière européenne subisse d'importants bouleversements. Les opérateurs ne pourront rester isolés sur leur marché historique, mais devront gagner en puissance, se développer vers de nouvelles activités, vers de nouvelles zones géographiques pour faire face à des groupes agressifs, disposant d'une importante assise financière comme c'est le cas des groupes pétroliers. Les clés du succès pour les opérateurs historiques semblent donc se situer certes dans la préservation de leur position actuelle, mais surtout dans leur capacité d'innovation et de conquête de nouvelles sources de profit.

c) Quels choix stratégiques pour les entrants potentiels ?

Les entrants potentiels sont soit des producteurs qui souhaitent développer leurs activités vers l'aval de la chaîne gazière, soit des négociants, c'est-à-dire des intermédiaires qui achètent sur le marché international pour revendre aux consommateurs, soit des compagnies gazières opérant dans d'autres pays. La décision d'entrer ou non sur un segment de marché ouvert à la concurrence dépend des perspectives de gains offertes, de leur comparaison avec celles offertes par l'activité traditionnelle de la firme, mais également de l'anticipation sur l'évolution de la localisation de la rente gazière.

L'ancien système, fondé sur des relations de long terme entre les différents maillons de la chaîne, permettait une répartition des revenus entre les opérateurs afin que les intérêts de chacun soient défendus – prix *net back*, clauses *take or pay*, indexation sur le cours des

énergies concurrentes. La dérégulation des marchés s'accompagne d'une grande incertitude quant à l'évolution de la valeur ajoutée. C'est pourquoi la multiplication des sources de profits et la recherche de synergies sont devenues une tendance lourde de l'évolution actuelle de la scène gazière européenne. C'est donc également pour pallier l'incertitude pesant sur la localisation de la rente gazière que les firmes vont chercher à être présentes sur les segments dérégulés..

En aval de la chaîne gazière, les nouveaux opérateurs vont chercher à faire leur entrée sur un marché tenu initialement par un monopole intégré verticalement. Celui-ci bénéficie de nombreux avantages compétitifs vis-à-vis de ses concurrents potentiels : il dispose d'importants moyens techniques, a une parfaite connaissance du marché en termes de besoins et de coûts d'approvisionnement, bénéficie d'une assise financière importante et d'une forte notoriété. Ainsi, malgré les mesures destinées à rendre son comportement plus transparent – comme l'individualisation comptable de ses différentes activités –, il sera très difficile à concurrencer.

Etant donnée l'importance de la notoriété sur le marché gazier, l'entrant doit d'abord construire sa réputation. Mais, comme le montrent Gale et Rosenthal (1994), cette construction passe par la conquête de consommateurs. Dans un premier temps, l'entrant est donc incité à offrir des prestations de bonne qualité à bas prix afin d'asseoir sa notoriété, puis de pouvoir augmenter ses tarifs. Ainsi, pour contourner l'obstacle que représente l'opérateur historique, la règle est de ne pas l'affronter sur les segments de marché où ses avantages sont les plus marqués, mais de faire son entrée en décrochant quelques contrats importants. En fonction de leur métier de base, les acteurs doivent s'efforcer de trouver des niches sur des activités en croissance [Chevalier (1997)]. Une fois implantée, avec un chiffre d'affaire garanti, la compagnie peut partir à la conquête de nouveaux clients. Plusieurs moyens sont possibles :

- convaincre un ou plusieurs gros consommateurs de changer de fournisseur. Cette solution est risquée car elle peut conduire à une guerre des prix avec le monopole en place.
- Accéder à de nouveaux demandeurs, en cas d'implantation d'une zone industrielle par exemple. Les stratégies observées actuellement par les grands groupes énergétiques montrent que les concurrents potentiels investissent directement dans des activités

connexes, comme la production d'électricité. En valorisant eux-mêmes le gaz, ils se trouvent aux deux extrémités de la chaîne gazière. D'où les mouvements d'intégration horizontale qui conduisent à la constitution de groupes multi-énergies.

A partir de la capacité d'approvisionnement ainsi mise en place, l'offre proposée par les nouveaux opérateurs passe du virtuel au concret. Ils peuvent ainsi approvisionner de nouveaux clients en augmentant de manière incrémentale leurs contraintes techniques. En outre, s'ils concluent des contrats interruptibles, alors ils gagnent en souplesse et peuvent être en mesure d'approvisionner des segments de marché instables comme celui du chauffage.

Cette solution présente les avantages suivants : les coûts de communication sont relativement réduits et les débouchés trouvés représentent une demande stable et importante, d'où des coûts d'approvisionnement réduits et la possibilité de concurrencer efficacement l'opérateur historique. Les instances européennes ont organisé ces stratégies en ouvrant d'abord le segment des très gros consommateurs, pour descendre progressivement vers des demandeurs aux besoins plus réduits et à la saisonnalité plus marquée – comme les distributeurs locaux.

d) L'ouverture du monopole vers d'autres marchés

Le monopole, face à la perte probable de parts de marché, va chercher de nouvelles sources de valeur ajoutée. Ces sources sont d'une part les autres marchés gaziers (extension de l'emprise géographique), et d'autre part de nouvelles activités connexes à la commercialisation de gaz, un développement vers d'autres segments de la chaîne gazière.

(i) Extension de l'emprise géographique

La dérégulation du marché historique du monopole expose ce dernier à l'entrée de concurrents sur certains segments. A niveau de demande égale, il y a donc un risque de baisse du chiffre d'affaires. Mais, l'ouverture de son propre marché lui offre l'occasion de se développer à l'international et d'aller concurrencer les compagnies qui représentent des entrants potentiels sur sa zone d'influence traditionnelle. Le monopole doit donc passer d'une logique nationale à une logique européenne s'il veut préserver son niveau d'activité. Cela peut passer notamment par des alliances avec d'autres groupes ou par la reprise de

réseaux de distribution – lorsque certains d’entre eux font l’objet d’appels d’offre – comme l’a fait GDF. L’opérateur français est aujourd’hui distributeur de gaz à Berlin, et s’engage de plus en plus en amont, notamment par des accords de production passés avec le pétrolier franco-belge Total-Fina-Elf.

(ii) Diversification vers de nouvelles activités

L’introduction de la concurrence s’accompagne d’une véritable mutation des marchés gaziers, et des marchés énergétiques en général : comme nous l’avons vu, face à l’incertitude grandissante sur les équilibres futurs, les firmes cherchent de nouveaux centres de profits et se diversifient vers des activités connexes grâce auxquelles elles espèrent pouvoir bénéficier de synergies, d’économies d’envergure et de nouveaux débouchés.

La principale question est de savoir quelle sera la localisation de la rente gazière après libéralisation. La concurrence croissante sur les maillons aval risquent de provoquer un déplacement vers l’amont, ou une baisse de cette rente à l’échelle de la chaîne gazière dans son ensemble – ce qui est cohérent avec la volonté des pouvoirs publics de réduire les rentes de situation dont profitaient les monopoles.

Les opérateurs historiques doivent prendre en compte les évolutions stratégiques actuelles, et chercher à s’impliquer dans d’autres activités comme la production électrique ou le développement de l’ingénierie énergétique auprès des industriels pour faire face aux risques qui pèsent sur la rentabilité de l’aval de la chaîne gazière. Ne maîtrisant pas toujours les techniques, les firmes ont intérêt à développer des partenariats industriels, comme cela est recommandé pour GDF avec EDF.

C. QUELLE REGLEMENTATION POUR LE STOCKAGE ?

La dérégulation des marchés gaziers doit se traduire par une amélioration du fonctionnement de la commercialisation du gaz naturel, à la fois en termes de prix et de qualité des services. La concurrence ne doit donc pas fragiliser la chaîne gazière et sa coordination. Or il existe sur les réseaux des ressources rares dont la possession procure aux firmes un pouvoir de marché de nature à biaiser la compétition. La question est de

savoir dans quelle mesure le stockage offre une capacité de blocage du jeu concurrentiel, et donc de la réglementation qu'il convient de lui appliquer

1. Les enjeux du stockage

Lorsque la demande instantanée excède la capacité de transport dont dispose un opérateur, l'écart est comblé soit par des contrats interruptibles – certains gros consommateurs suspendent leurs soutirages –, soit par le recours au stockage. Cette complémentarité entre canalisations et réservoirs se retrouve quelle que soit la structure de marché, dès que les interruptibles ne suffisent pas à couvrir les variations de la demande, ou lorsque l'amont est trop rigide – forte dépendance vis-à-vis des importations, éloignement des champs de production.

Dans le contexte européen actuel, où la plupart des pays sont importateurs nets et où le chauffage est le principal usage du gaz, le stockage est devenu un outil d'équilibrage du réseau privilégié. Il est donc avéré que, au moins sur les segments de marché où la demande est la plus instable, les opérateurs ne peuvent faire face à l'appel au réseau de manière satisfaisante sans recourir aux réservoirs, réservoirs détenus par les opérateurs historiques. Sachant qu'il n'est pas possible de créer de nouveaux sites à court terme, si les pouvoirs publics souhaitent que la concurrence se développe, alors ils doivent s'assurer que les actuels monopoles n'utiliseront pas les stockages pour préserver leur position dominante. Avant de définir une réglementation au sujet des réservoirs, les pouvoirs publics doivent répondre à un certain nombre de questions dont :

- quelle concurrence le régulateur souhaite-t-il instaurer ? Est-elle seulement potentielle, quels segments de marché seront libéralisés, sur quels maillons de la chaîne la compétition doit-elle se développer ?
- Qui assume la sécurité de l'approvisionnement, c'est-à-dire qui joue le rôle d'offreur en dernier ressort ?
- Quelle est la variabilité de la demande ouverte à la compétition ?
- Quel est le taux d'utilisation des canalisations ? Plus celui-ci est élevé, plus le recours au stockage est nécessaire.

- Quelle sera l'évolution des termes des contrats d'approvisionnement signés entre les producteurs et les distributeurs ? Quel sera le développement des marchés et des outils financiers dans le négoce du gaz ? Quelle sera la variabilité des cours ?

Les prescriptions de la directive européenne sur le gaz sont vagues concernant le stockage, tout comme les projets d'adaptation des législations nationales en général. Le stockage est reconnu comme un maillon de la chaîne gazière à part entière et doit, à ce titre, faire l'objet d'une individualisation comptable dans le cadre de l'*unbundling*. Mais, si un accès au stockage est évoqué, aucune procédure n'est proposée. La structure initiale du marché – nombre d'acteurs, taille de la zone d'influence des opérateurs historiques – est une variable à prendre en compte : plus le nombre de sites potentiellement concurrents est important – c'est-à-dire moins le stockage est une ressource rare – moins la question des services de stockage est sensible.

La France a tenu à ce que la notion de service public figure en bonne place dans la directive. La sécurité et la qualité des approvisionnements en forment la base. Pour garantir la continuité des livraisons, le secrétariat d'Etat à l'industrie propose que soient constitués des stocks stratégiques. L'Etat affirme là son droit légitime à conserver un contrôle sur les approvisionnements en énergie. Mais le recours aux stocks stratégiques ne doit avoir lieu qu'en cas de situation exceptionnelle. Il faut donc promouvoir la fiabilité des offreurs, en demandant des garanties techniques, mais également en leur permettant d'intervenir efficacement sur les marchés spot. Cela pourrait donner lieu à la définition d'un service public du stockage sur lequel reposerait le bon fonctionnement des marchés dérégulés.

a) Marchés contestables et stockage

La notion de marché contestable, définie par Baumol, Panzar et Willig (1982), pose les conditions d'une parfaite mobilité des firmes sur un marché. Les coûts irrécupérables doivent être nuls ou très limités, afin qu'ils ne constituent pas de barrières à l'entrée, ou, plus généralement, à la mobilité, et le temps de réaction du monopole doit être supérieur à celui nécessaire au concurrent pour faire son entrée. Les questions de compétences techniques et de notoriété ne doivent pas non plus faire obstacle à l'arrivée de nouveaux concurrents. Dans ces conditions, le monopole fait face à une menace d'entrée crédible :

s'il s'approprie un surplus, alors il attire des concurrents et prend le risque de perdre des parts de marché en raison de son temps de réaction. Ainsi, si le marché est contestable, le monopole est discipliné et est censé adopter un comportement « concurrentiel ».

Les prescriptions de la directive sur le gaz tendent, par le morcellement de la chaîne gazière, à faire apparaître des maillons « contestables » sur lesquels sera introduite la concurrence. Les activités qui demandent d'importants investissements, comme le transport, en sont donc exclues, au moins dans un premier temps. Seules les activités de commercialisation peuvent donc être contestables, mais à certaines conditions. La contestabilité dépend en effet :

- de la sensibilité des consommateurs au prix, une trop grande loyauté de ceux-ci représente une source de dépenses en information pour le renforcement de la notoriété ;
- des difficultés de gestion de leur appel au réseau – variabilité de la consommation ;
- du mode de tarification de l'accès au réseau.

Le besoin de développer des sites de stockage est un obstacle à la liberté d'entrée et de sortie des opérateurs. Il va à l'encontre de la fluidité du marché en raison des coûts de développement et de la rareté des sites. Le stockage est un exemple d'investissement spécifique non recyclable, il représente donc d'importants coûts irrécupérables, incompatibles avec les hypothèses théoriques qui fondent la contestabilité. En outre, les délais de mises en œuvre – plusieurs années – vont à l'encontre de l'hypothèse concernant le temps de réaction du monopole face aux initiatives des entrants potentiels.

Ainsi, la contestabilité des marchés gaziers passe non seulement par un accès non discriminatoire aux infrastructures de transport, mais encore par la définition d'un accès à des services de stockage qui permette au moins de couvrir le besoin incompressible que nous avons défini au paragraphe A.2. Plusieurs solutions permettent d'atteindre ce but. Soit les réservoirs sont intégrés aux infrastructures de transport, et c'est le transporteur qui gère l'ensemble de l'équilibrage du réseau, soit un accès au stockage est instauré et ce sont les opérateurs qui gèrent eux-mêmes l'adéquation entre leurs injections dans le réseau et les soutirages de leurs clients.

Mais, dans un cas comme dans l'autre, il ne faut pas oublier les fonctions que rempliront les stockages sur les marchés spot et à terme. La contestabilité passe en effet par la capacité offerte aux opérateurs d'intervenir sur ces marchés. Il y a là matière à débat,

notamment pour le calcul des volumes à attribuer au nom de la spéculation. Dès lors, plutôt que de définir un service de stockage, il serait préférable de laisser faire le marché afin qu'émergent des outils appropriés aux nouvelles pratiques, comme l'apparition d'un marché du stockage. Ce serait en outre le moyen de faire du stockage un véritable pôle de localisation de la rente gazière, donc d'encourager les opérateurs à investir dans de telles installations.

b) Stockage et sécurité de l'approvisionnement

L'accroissement de la consommation, notamment sous la pression de la production d'électricité, et la baisse des réserves communautaires font craindre pour la sécurité de l'approvisionnement future. Plus les bilans énergétiques seront dépendants du gaz, plus la fiabilité devra être garantie, sous peine de fragiliser l'économie européenne en général. Les stockages ont un rôle à jouer pour réduire les risques d'interruption des livraisons, et pour faciliter les transactions dans le nouveau contexte concurrentiel.

(i) Réduction des risques liés à une dépendance croissante vis-à-vis des importations

Dans les années à venir, le gaz naturel prendra une place de plus en plus importante dans les bilans énergétiques de l'Europe des Quinze, notamment sous la pression du développement de la production d'électricité. Or, avec la baisse progressive des réserves domestiques, la dépendance vis-à-vis des importations sera croissante, depuis des pays d'Afrique ou du Moyen Orient, mais surtout de la Russie. Il en résultera deux risques :

- risque politique d'interruption de la fourniture par l'un des importateurs, notamment en cas de conflit avec un pays traversé par un gazoduc – ce risque existe notamment en Europe de l'est ;
- risque de « choc gazier ». En cas de cartellisation des offreurs de gaz, comme c'est en partie le cas sur le marché pétrolier avec l'Organisation des Pays Producteurs de Pétrole (OPEP), les risques d'augmentation concertée des cours deviendraient réels. Cela remettrait en cause la stabilité des systèmes énergétiques occidentaux, fondés notamment sur des prix du gaz relativement faibles.

L'évolution du contexte gazier européen remet donc en cause l'organisation traditionnelle du marché basée sur des contrats de long terme entre producteurs et importateurs et sur l'indexation des cours sur ceux des énergies concurrentes qui ont garanti une relative stabilité des prix du gaz. Quel rôle pourrait jouer le stockage face aux deux types de risques évoqués ci-dessus ? L'intérêt du stockage pour les pays importateurs est qu'il leur donne une certaine marge de manœuvre : il leur permet de faire face aux interruptions des livraisons et de faire face à une mutation brutale du marché international – en cas de conflit entre producteurs et importateurs.

Il pourrait donc être envisagé de constituer des stocks stratégiques, en particulier pour assurer la pérennité de la production d'électricité si le gaz est amené à jouer un rôle majeur dans ce domaine. En effet, on peut craindre que la concurrence ne conduise à un sous-investissement de la part des différents opérateurs, soit parce qu'ils sous-estiment les risques, soit parce qu'ils considèrent que ce n'est pas à eux de les couvrir.

(ii) La spéculation, un danger pour la sécurité de l'approvisionnement ?

La spéculation est présentée par certains analystes comme un danger pour la sécurité de l'approvisionnement, ce qui justifierait la mise en place de stocks stratégiques afin de protéger les intérêts des consommateurs captifs. Cela signifie qu'il pourrait exister un risque de pénurie organisée de gaz. Cette crainte est-elle justifiée ?

Qu'est-ce que la spéculation gazière ? Peut-on imaginer que des opérateurs bloquent d'importantes quantités de combustible en période de pénurie, dans l'attente d'une progression des cours ? C'est oublier les contraintes techniques qui pèsent sur le transport et sur le stockage de gaz. D'une part, il existe un rationnement en capacités de transport – ce qui justifie notamment le recours aux stockages – et les possibilités de soutirage sont limitées au niveau des réservoirs. En outre, chercher à écouler des quantités qui dépasseraient les besoins instantanés des consommateurs n'aurait aucun sens.

De tels comportements semblent donc difficilement envisageables. Il existera certes une spéculation « de pointe » où des opérateurs joueront le rôle d'écérateurs de pointe. Ces opérateurs seront probablement soit des négociants, soit des transporteurs (à conditions qu'ils soient autorisés à se livrer au commerce de gaz), comme c'est le cas aux Etats-Unis. Mais n'oublions pas que le gros de la spéculation devrait consister, pour les distributeurs

ou les gros consommateurs, à acheter du gaz en période de bas prix pour compenser les hausses de cours hivernales.

En conséquence, la spéculation, loin de mettre en danger la sécurité de l'approvisionnement, encourage au contraire un usage rationnel des réservoirs et fournit de fortes incitations au développement des capacités de stockage. C'est le cas aux Etats-Unis où, selon Pollio (1993), le rôle spéculatif du stockage pousse à l'augmentation des quantités stockées. Il contribue donc au lissage du taux de charge des infrastructures de transport et, paradoxalement, en entraînant une augmentation de la demande estivale, pourrait provoquer une baisse de la volatilité des prix. La spéculation devrait donc concourir à améliorer la fiabilité de l'offre.

2. Les options réglementaires applicables au stockage

La définition de la réglementation du stockage doit s'articuler autour de trois axes qui peuvent s'avérer contradictoires :

- permettre à la concurrence de se développer, donc se conformer aux prescriptions de la contestabilité ;
- protéger la collectivité des comportements opportunistes des nouveaux opérateurs, donc de la privatisation des gains et de la socialisation des pertes ;
- laisser à l'Etat le contrôle des approvisionnements énergétiques auquel il peut légitimement prétendre.

La possession de capacités de stockage sera un élément déterminant de la compétition entre firmes gazières à la fois pour minimiser les coûts de transport, assurer la qualité des approvisionnements et surtout intervenir sur les nouveaux marchés de court terme. Cette importance stratégique croissante du stockage va conduire à de nouvelles pratiques. A court terme, les stockages représentent une ressource rare par le biais de laquelle les opérateurs en place – les anciens monopoles – pourront freiner l'entrée de concurrents potentiels. Cependant, ces installations sont chères, et leur sous-utilisation semble difficilement envisageable. On se trouve dans une situation analogue à celle du transport où, dans la mesure où les installations existent, leurs possesseurs ont intérêt à maximiser leur taux d'utilisation.

En outre, il s'agit là d'un point fort pour les monopoles en place, et donc d'un moyen de capter une partie de la rente par des prestations de stockage pour des tiers. Le stockage sera, à n'en pas douter, un outils de politique gazière pour les Etats européens dans les années à venir. Les choix opérés permettront d'orienter la concurrence vers des segments plutôt que d'autres, voire, pour l'Etat français, de perpétuer la position dominante de GDF étant donnée l'importance des capacités dont il dispose.

a) Confier la fonction d'équilibrage du réseau au transporteur

Face au besoin de stockage des opérateurs, la première option consiste à intégrer les réservoirs aux infrastructures de transport. Le transporteur est alors le garant de la fiabilité des approvisionnements. A lui de mettre en œuvre les moyens de couvrir les variations de la demande. Il joue alors le rôle d'offreur en dernier ressort. Il peut également proposer des services groupés, mais cela va à l'encontre des prescriptions de la directive – séparation des activités de transport et de stockage.

Ce mode de fonctionnement a longtemps prévalu aux Etats-Unis. Cependant, à la différence des transporteurs européens qui ne seront que des prestataires de service, les compagnies de pipelines étaient de véritables intermédiaires, c'est-à-dire qu'ils achetaient le gaz en amont pour le revendre aux distributeurs. Aujourd'hui, les transporteurs abandonnent progressivement la fonction d'équilibrage pour se concentrer sur des pratiques davantage spéculatives. Ce rôle revient désormais aux compagnies locales de distribution.

- Avantages :

Le principal intérêt de ce principe est la fiabilité des approvisionnements. En effet, la gestion des variations de la demande et l'équilibrage du réseau sont centralisés, ce qui permet de conserver les avantages du monopole du point de vue de la sécurité des fournitures par l'optimisation de la gestion des flux. Faire du transporteur l'offreur en dernier ressort est donc en accord avec les missions de service public gazier.

- Inconvénients :

- si les transporteurs deviennent offreurs en dernier ressort, alors ils doivent avoir accès au négoce, ce qui est contradictoire avec la volonté d'isolement des différentes

activités. Car c'est à eux qu'incombe la gestion de la demande. Ils doivent prévoir des stocks afin de couvrir les demandes de pointe en fonction d'un critère de rupture, critère dont la définition peut relever de la notion de service public.

- Il déresponsabilise les offreurs de gaz et fait assumer au transporteur les coûts d'immobilisation du gaz stocké. Ensuite, cela pose des problèmes d'intégration des coûts de stockage dans la tarification de l'ATR : il faut en effet déterminer des règles de facturation en fonction de l'instabilité de la demande adressée aux différents opérateurs. Ce flou risque de favoriser des pratiques discriminatoires des transporteurs à l'encontre des entrants potentiels, surtout s'ils possèdent des filiales impliquées dans les services finaux aux utilisateurs.
- Le transporteur n'étant pas directement impliqué dans la commercialisation du gaz, il risque de mal évaluer les besoins des consommateurs.
- Cette solution freine l'émergence des nouvelles places de négoce compte tenu de l'importance des stockages pour le fonctionnement des *hubs*. Elle ne va donc pas dans le sens de la fluidité des marchés.

Confier en totalité la sécurité des approvisionnements au transporteur nous semble donc avoir plus d'inconvénients que d'avantages. Cela pose des problèmes de transparence et déresponsabilise les prestataires de services gaziers. Une solution impliquant davantage les offreurs doit être privilégiée, tout en laissant au transporteur un stock minimal ou un droit de préemption sur une partie des quantités stockées pour faire face aux éventuelles défaillances des offreurs.

b) L'accès des tiers au stockage

Le principe d'un accès des tiers au stockage est comparable à l'ATR. Il s'impose lorsque le stockage offre à ses détenteurs un réel pouvoir de blocage du jeu concurrentiel – absence de concurrence sur ce segment. Comme pour le transport, il faut établir une règle de tarification non discriminatoire et la transparence des coûts. L'attribution des volumes doit tenir compte des disponibilités existantes, et au minimum permettre la couverture de l'écart entre la demande de pointe maximale et la capacité de transport attribuée dans le cadre de l'ATR. Un accès plus large peut être justifié pour faciliter le fonctionnement des

marchés spot et à terme, donc pour sortir de la seule logique fonctionnelle du stockage. Un ATS généralisé permettrait en outre aux opérateurs de définir au mieux les capacités dont ils ont besoin, donc est de nature à améliorer la sécurité de l’approvisionnement et à responsabiliser les opérateurs. Il faut cependant s’assurer que les offreurs approvisionnent leur stock. Pour éviter que le réseau soit déséquilibré en cas de défaillance, il est souhaitable de laisser au transporteur un droit de préemption sur les stocks, comme nous l’avons précisé au paragraphe précédent. Les services de stockage peuvent comprendre des clauses géographiques ou au contraire être dispatchés sur l’ensemble du réseau si la clientèle de l’offreur est dispersée. C’est alors le transporteur et les stockeurs qui assument l’équilibrage du réseau.

- Avantages :

- L’accès des tiers au stockage est conforme avec l’exigence de non discrimination posée par la directive sur le gaz et permet d’augmenter la fluidité du marché [Cournède (1999), p.49].
- Une fois les besoins en modulation des offreurs garantis, les compagnies de stockage perdent leur pouvoir de bloquer l’entrée de nouvelles firmes. Un marché du stockage pourra donc apparaître sur les capacités restantes, notamment pour permettre la réalisation de transactions spot ou à terme.
- Cette solution est adaptée à une ouverture partielle du réseau à la concurrence, notamment lorsque l’opérateur historique reste chargé d’approvisionner les segments de marché sur lesquels la demande est la plus volatile.

- Inconvénients :

- dans le cadre de l’*unbundling*, la ventilation comptable des coûts partagés reste un moyen de biaiser la concurrence.
- Il faut définir des priorités d’accès – règle du premier arrivé, premier servi par exemple – et contrôler la non-discrimination. Cette solution est donc lourde d’un point de vue réglementaire et demande de mettre en place des moyens de coercition efficaces.

Un accès imposé limité est une solution intéressante : il permet à la fois un équilibrage efficace du réseau et l'apparition d'un véritable marché du stockage sur la portion non concernée par l'ATS. Il offre donc à l'opérateur de stockage la possibilité de valoriser ses investissements, ce qui peut constituer une incitation à développer des capacités en faisant des réservoirs un lieu de localisation de la rente gazière.

c) Les conditions d'apparition d'un marché du stockage

L'exemple américain montre que le marché peut parfaitement répondre aux besoins de stockage des différents acteurs. Il faut cependant être conscient des spécificités de la scène gazière outre-Atlantique. Contrairement à ce que l'on observe en Europe, la chaîne de transport/distribution est morcelée et la concurrence existe sur l'ensemble des maillons. En outre, les anciens gisements de gaz ou d'hydrocarbures sont nombreux, offrant de multiples opportunités de création de réservoirs à moindre coût. Ainsi le stockage n'offre-t-il aucune possibilité de bloquer l'entrée de concurrents potentiels. Au contraire, le déplacement de la responsabilité de la sécurité de l'approvisionnement des transporteurs vers les distributeurs et la multiplication des *hubs* ont entraîné à la fois une prolifération des réservoirs et le développement d'un véritable marché du stockage [Beckman et Determeyer (1997)].

Une telle perspective est-elle envisageable en Europe ? Il est difficile de donner un avis général. Le développement d'un marché du stockage dépend en effet de la situation initiale des différents marchés nationaux. Ainsi, il faut traiter différemment le nord et le sud du continent.

Au nord, le Benelux et l'Allemagne sont desservis par un réseau de transport très dense où les opportunités de concurrence se multiplient avec le développement des producteurs vers l'aval, et notamment la pose de nouvelles conduites. En outre, les zones d'influence des opérateurs historiques sont relativement peu étendues, ce qui est de nature à faciliter l'entrée de concurrents potentiels. Par exemple, le marché belge est actuellement contrôlé par Distrigaz qui détient les deux seuls réservoirs. Mais la petite taille du pays, la proximité de stockages français et allemands et le développement du *hub* de Zeebrugge n'offrent pas à l'opérateur belge la possibilité de bloquer le jeu concurrentiel par le biais du stockage. En Allemagne, trente-huit réservoirs étaient recensés fin 1998 pour au moins quatorze opérateurs différents. Là encore le stockage n'est pas de nature à bloquer les

entrées de concurrents potentiels, de même qu'aux Pays-Bas où le stockage est encore, à ce jour, non indispensable étant donnée l'importance de la production domestique. A l'image de la Hollande, le Royaume-Uni est autosuffisant et les sites géologiques favorables au stockage sont rares. Le stockage n'est donc pas un élément fonctionnel déterminant du réseau de transport-distribution, même si un accès des tiers a été instauré sur le site de Hornsea.

En revanche, au sud, les pays sont de plus grande taille, les réseaux et la population sont moins denses, les zones d'influence des opérateurs historiques sont très étendues, comme en France ou en Italie. Ces pays étant dépendants des importations, le stockage y joue un rôle de premier plan. Par exemple, GDF détient treize des quinze réservoirs en service sur le territoire français. L'éloignement des champs de production, la dépendance vis-à-vis des importations qui dépasse 95% font qu'il est impossible de commercialiser du gaz sans l'appui de stockages si la demande est variable. GDF dispose donc réellement du pouvoir, sinon de bloquer, au moins de perturber l'introduction de la concurrence en réservant à ses filiales l'exclusivité de l'accès à ses infrastructures. L'argument selon lequel l'ampleur des coûts de stockage obligerait leur détenteur à maximiser leur taux d'utilisation n'est pas satisfaisant en raison du caractère progressif de la libéralisation : les premiers segments ouverts à la concurrence sont ceux des gros consommateurs industriels dont l'appel au réseau est relativement stable. Le recours au stockage ne sera alors que marginal pour les entrants. En outre, la directive sur le gaz n'impose la libéralisation que de 33% du marché à l'horizon 2008, ce qui laisse à GDF la possibilité de rentabiliser ses réservoirs.

En Italie, les dix sites existants appartiennent à AGIP, et les équipements de compression et de traitement sont la propriété de la SNAM, compagnie gazière [Cornot-Gandolphe (1995, p.141)]. L'opérateur historique n'est donc pas propriétaire des réservoirs, mais dispose de l'exclusivité d'accès par le contrôle des équipements annexes. La dépendance de l'Italie vis-à-vis des importations était de près de 67% en 1997, et devrait augmenter sous la pression de la production d'électricité. Le stockage procurera au consortium AGIP-SNAM la possibilité de perturber l'introduction de la concurrence.

Pour qu'un marché du stockage puisse apparaître dans les pays du sud de l'Europe, il faut retirer aux opérateurs de réservoirs la capacité à bloquer l'entrée de concurrents potentiels. Ce pouvoir de blocage supprimé, un marché du stockage devrait naturellement

voir le jour. Plusieurs procédures sont possibles, comme l'instauration d'un accès des tiers au stockage, la stimulation de la concurrence sur ce maillon ou encore l'isolement complet des entreprises de stockage vis-à-vis des autres maillons de la chaîne gazière - n'ayant pas d'intérêts dans d'autres activités, elles fourniraient alors des services de stockage sans discrimination avec des contraintes réglementaires réduites. Ainsi, contrairement à ce qu'affirment les dirigeants de GDF¹, le seul *unbundling* ne nous paraît pas fournir de garanties suffisantes quant à la création d'un marché du stockage non discriminatoire qui permette d'assurer la fiabilité des approvisionnements.

- Avantages :

- si les disponibilités sont suffisantes, alors les opérateurs pourront optimiser la gestion de la demande qui leur est adressée à l'aide du recours au stockage. Cela permet de les responsabiliser, et ouvre la porte à des marchés locaux pour la couverture des demandes de pointe exceptionnelles.
- Permet au stockage de devenir l'un des centres de profit de la chaîne gazière, donc de développer des incitations à la création de nouveaux sites par des opérateurs indépendants.
- Si la concurrence et les capacités disponibles sont suffisantes, alors le recours au marché est plus léger en termes de réglementation que les solutions alternatives.

- Inconvénients :

- sans concurrence sur le maillon du stockage, celui-ci devient un moyen de capter une part importante de la rente gazière, donc de continuer à biaiser le jeu concurrentiel sur les segments où le stockage est indispensable.
- La gestion prévisionnelle des infrastructures risque d'être défaillante, car les besoins collectifs peuvent être incompatibles avec les intérêts privés, notamment en raison de l'ampleur des investissements, et donc du risque pris à la création de nouveaux réservoirs.

¹ Les dirigeants de GDF soutiennent que l'existence d'une demande, donc de gains potentiels suffira à elle seule à susciter une offre de stockage.

Pour que le marché suffise à satisfaire les besoins en stockage, la première condition est l'existence d'une concurrence sur ce segment. Si cela n'est pas possible, notamment en raison de contraintes géologiques – absence de sites concurrents – alors les opérateurs de stockage doivent être des sociétés totalement indépendantes des autres maillons, ou, du moins, ne doivent pas être suffisamment impliquées pour pouvoir bloquer les entrées. Donc, dans un pays comme la France, le développement d'un marché de stockage pourrait passer par la privatisation d'un certain nombre de sites, retirant à GDF son pouvoir de blocage.

d) Quelle orientation donner à la réglementation ?

Le souci du régulateur doit être de garantir le bon fonctionnement du marché gazier libéralisé. Il doit donc s'assurer que les opérateurs auront un accès au stockage qui leur permette à la fois de couvrir les variations de la demande et d'avoir accès au négoce, c'est-à-dire aux marchés spot et à terme, afin de minimiser leur coût d'accès au gaz.

Les choix réglementaires doivent tenir compte des disponibilités existant sur les réservoirs : en situation de pénurie, comme le connaissent certains pays d'Europe, la priorité doit être accordée à l'équilibrage du réseau, donc les stockages doivent être accessibles en priorité aux transporteurs. Les offreurs ont alors intérêt à se doter d'un portefeuille de contrats interruptibles pour pallier le déficit en infrastructures.

En revanche, lorsqu'il n'y a pas de pénurie, il faut donner au gestionnaire de réseau les moyens de faire face aux éventuelles défaillances des opérateurs concurrentiels, donc soit lui attribuer une capacité de stockage déterminée, soit lui accorder un droit de préemption sur une partie des volumes stockés.

La réglementation des stockages doit ensuite tenir compte de la concurrence potentielle existant sur ce segment, et des fonctions assurées par les stockeurs sur les autres maillons de la chaîne gazière. Le but est d'éliminer le pouvoir de blocage du jeu concurrentiel que peut procurer le stockage. Comme nous l'avons, deux solutions polaires existent :

- l'accès des tiers au stockage est privilégié lorsque, comme pour le transport, il n'existe qu'un site ou lorsque l'ensemble des sites appartiennent au même opérateur.

- Confier la fonction de stockage au marché est satisfaisant lorsque les stockeurs sont indépendants des autres maillons de la chaîne gazière et qu'il existe plusieurs sites potentiellement concurrents.

Rappelons que lorsque l'accès des tiers au stockage (ATS) est limité, le pouvoir de blocage du stockage étant annihilé, un marché peut se développer sur le reste des capacités. Pour l'efficacité de la filière, il faut, dans la mesure du possible, permettre aux différents opérateurs de choisir les volumes dont ils souhaitent disposer, et de subir des tarifs non discriminatoires. Il faut donc aller dans le sens du marché, solution qui est moins lourde du point de vue de la réglementation que l'ATS.

Ainsi nous préconisons de favoriser l'indépendance du maillon stockage, ce qui peut passer par la privatisation de certains sites, lorsqu'ils sont initialement détenus par l'opérateur historique. En effet, lorsque des firmes sont reliées verticalement, celle qui détient la ressource rare, ici, le stockage, est incitée à pratiquer une tarification non discriminatoire afin de favoriser l'efficacité de la filière, donc la maximisation de ses profits [Baumol et Ordover (1994)]. L'indépendance des opérateurs de stockage est donc le meilleur moyen de respecter le principe de non discrimination moyennant des contraintes réglementaires réduites.

e) Tarification de l'accès

Il existe certaines similitudes entre la tarification de l'accès au réseau et des services de stockage. Dans les deux cas, elle doit à la fois permettre de couvrir les coûts et ne pas pénaliser la filière dans le cadre de la concurrence inter-énergétique. Globalement, les coûts de stockage se décomposent de la manière suivante :

- l'investissement : il dépend de la technique utilisée – ancien gisement, nappe aquifère ou cavité saline – et comprend les coûts des infrastructures, les coûts de creusement et d'aménagement du site, la connexion au réseau, et le gaz coussin.
- Les coûts variables : coûts de traitement et de compression du gaz à l'injection et au soutirage.

Les caractéristiques géologiques des sites jouent un rôle important dans le niveau des coûts, donc dans les tarifs. Comme nous l'avons vu au chapitre 1, les stockages sont

caractérisés par leur volume utile – gaz disponible – et par leur capacité de soutirage. Les réservoirs en roche poreuse ont des volumes très importants, mais des capacités de soutirage instantanées relativement limitées, contrairement aux cavités salines qui ont un volume utile limité, mais de grosses capacités de soutirage.

Les prix des services de stockage vont donc dépendre de la fonction recherchée, à savoir la couverture des variations saisonnières, qui requiert surtout de gros volumes, la couverture des demandes de pointe ou l'intervention sur les marchés spot, qui requièrent d'importantes capacités de soutirage. Selon les besoins, les coûts affectés aux différentes fonctions sont très variables. Remarquons que les opérateurs auront rarement le choix de la technique étant donnée la rareté des sites. Les tarifs sont donc calculés selon :

- la location d'une capacité de stockage : le client réserve une partie du volume utile disponible.
- La location d'une capacité de soutirage et d'injection. Cette capacité sera plus importante pour la couverture des pointes ou pour une utilisation spéculative du stockage que pour la couverture des variations saisonnières de la demande.
- Les coûts d'injection et de soutirage, c'est-à-dire les coûts de compression et de traitement du gaz.

La prise en compte de ces trois composantes permet de définir une tarification en rapport avec les coûts induits par le comportement des acteurs. Les enjeux de la tarification sont les suivants :

- dans le cadre de l'ATS, le tarif doit permettre de couvrir à la fois les coûts fixes et les coûts variables : la solution la plus simple est de le décomposer en un abonnement, pour le volume réservé et la capacité de soutirage souhaitée, et une composante variable fonction des quantités effectivement stockées qui prennent en compte les coûts d'injection et de soutirage – ce qui correspond au coût marginal de stockage de court terme.
- La tarification doit conduire à un usage efficient des réservoirs, c'est-à-dire à exploiter au mieux les complémentarités entre canalisations et stockage. Les prix doivent donc être suffisamment bas pour inciter les utilisateurs à lisser au maximum leurs transports au cours de l'année afin de désengorger le réseau. Le régulateur, comme

pour le transport, peut donc définir des prix plafonds pour le stockage à la fois pour que les stockeurs ne s'approprient pas une part trop importante de la rente gazière, et pour que soit assuré le bon fonctionnement de la filière.

Le besoin de régulation des tarifs est d'autant plus important que le segment du stockage est peu concurrentiel. Plus la demande ouverte à la concurrence est instable, plus la question des tarifs d'accès au stockage est sensible. Elle doit être abordée parallèlement avec celle de la tarification de l'ATR afin de déterminer quels prix permettent d'optimiser l'utilisation des infrastructures. Les enjeux sont très importants étant donnée la dépendance croissante de l'Europe vis-à-vis des importations, et du poids de la production d'électricité en semi-base dans la variabilité de l'appel au réseau.

Au Royaume-Uni, par exemple, l'accès au stockage de Hornsea est basé sur un système d'enchère avec prix minimal et droit de préemption pour Transco, le gestionnaire de réseau [Audigier (2000)]. Initialement, les propositions de tarification avancées par British Gas étaient fondées sur les conditions suivantes : couvrir les coûts, permettre une rémunération correcte du capital investi, être fonction des services offerts et être simple à mettre en œuvre [AIE (1994, p.178)]. Mais la situation britannique n'est pas représentative de l'Europe continentale car le Royaume-Uni est autosuffisant et les sites de stockages sont rares au point de recourir à des stations « d'écrtage des pointes » au GNL, solution rarement envisagée par les autres pays de l'Union.

Aux Etats-Unis, la tarification repose sur l'évaluation des coûts fixes et variables. La FERC préconise de répartir les coûts fixes à parité entre le volume réservé et la capacité de soutirage réservée. Les coûts variables sont calculés en fonction des soutirages et des injections [AIE (1994, p.179)]. Le problème de la tarification doit donc être traité au cas par cas, c'est-à-dire réservoir par réservoir, afin d'éviter tout système de subventions croisées pour au contraire tendre vers une politique de vérité des prix.

*

* *

Dans un contexte de dépendance croissante vis-à-vis des importations et de développement des transactions de court terme, le stockage sera amené à jouer un rôle de plus en plus important au niveau des transactions gazières dans les années à venir. En

offrant aux acteurs un moyen de contourner les goulets d'étranglement liés au rationnement en capacité de transport, et en facilitant l'accès aux nouvelles places de négoce qui se développeront avec la multiplication des *hubs*, il permettra d'allier fiabilité et maîtrise des coûts. Il sera également très important pour sécuriser les approvisionnements face de à l'accroissement de la production d'électricité à partir de gaz naturel dans les pays importateurs.

Si l'on en croit l'expérience américaine, les stockages devraient donc devenir un élément important dans les stratégies des firmes gazières. Tous les opérateurs auront intérêt à stocker ou à proposer des services de stockage. Mais, étant donné le délai de développement d'un réservoir, la rareté des sites géologiques appropriés et le montant des investissements requis, la création de nouvelles capacités par les entrants sur les marchés dérégulés ne devraient pas intervenir avant plusieurs années. Donc, dans le cadre de la transition du monopole à la concurrence, les stockeurs disposent d'un avantage comparatif d'autant plus important que la concurrence est faible sur ce maillon.

En conséquence, la compétition ne pourra se développer que si les entrants peuvent bénéficier de services de stockage ou avoir accès aux réservoirs afin de pouvoir vendre du gaz avec fiabilité et de manière compétitive. Cela implique que le maillon du stockage soit isolé des autres, et que soient garanties la non discrimination et la transparence des coûts. Dans ces conditions, les services de commercialisation deviendront contestables, la compétition pourra alors se développer sur l'ensemble des segments de marché.

CONCLUSION GENERALE

Les marchés du gaz naturel de l'Union européenne, 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 initialisé 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 une meilleure allocation géographique des ressources gazières et à l'élimination des inefficacités de gestion des opérateurs historiques, donc à des baisses de prix pour le consommateur final.

Mais la prééminence des monopoles s'explique par les contraintes techniques qui pèsent sur le transport et la distribution du gaz. Une entreprise est plus efficace que plusieurs mises en concurrence en raison de la sous-additivité des coûts de transport d'une part, et des économies de coûts de transactions que permet de réaliser une bonne coordination verticale des différentes activités mises en œuvre pour la commercialisation d'autre part. La libéralisation s'annonce donc complexe, d'autant que les opérateurs historiques, qui maîtrisent la ressource rare et incontournable que constitue le réseau, connaissent bien le marché et disposent d'une bonne notoriété, ne sont pas démantelés, et restent habilités à intervenir sur l'ensemble des maillons de la chaîne.

Pour que la collectivité bénéficie à la fois des avantages d'une gestion centralisée des infrastructures et de la compétition, la logique de déréglementation repose sur la séparation des activités gazières. La concurrence est en effet introduite sur la vente de combustible et sur les services finals aux utilisateurs, maillons jugés comme potentiellement contestables, c'est-à-dire où les barrières à la mobilité sont les plus basses, et les monopoles sont maintenus sur la gestion des canalisations. La compétition sur le négoce et sur les services aux utilisateurs est permise par l'instauration d'un accès des tiers au réseau (ATR) 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. Elle soumet les firmes à une individualisation comptable de leurs différentes activités afin de réduire les asymétries d'information, et impose une certaine transparence dans la tarification. Mais cette solution est imparfaite d'une part parce qu'elle laisse à l'ancien monopole le pouvoir de biaiser la concurrence en jouant sur la ventilation des coûts partagés, et d'autre part

parce que le morcellement de la chaîne gazière risque d'entraîner une augmentation des coûts de transaction.

L'introduction de la concurrence définie par la directive 98/30/CE 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 directive ne pouvait être 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 Etats une certaine liberté afin qu'ils puissent adapter la libéralisation aux spécificités de leur marché. A l'entrée en vigueur du texte, le 10 août 2000, les Etats membres, à l'exception de la France, ont ouvert une fraction de la demande plus importante que ne l'exige la directive. Certains pays, comme l'Allemagne, ont même libéralisé la totalité de leur marché.

Certaines réserves subsistent cependant. La dépendance croissante de l'Europe vis-à-vis des importations et le raccourcissement de l'horizon décisionnel des firmes alimentent certaines craintes quant à la sécurité des approvisionnements à long terme. La tentation de comportements opportunistes risque en outre de pénaliser les consommateurs captifs. Les Etats restent donc libres de définir des missions de service public afin de préserver les intérêts de chacun et de permettre un développement du réseau conforme avec l'intérêt collectif.

Cette réforme réglementaire, qui achève 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 encore des contrats de long terme sur lesquels étaient fondées les relations entre producteurs et importateurs. Les cloisonnements entre énergies et les spécialisations traditionnelles des firmes font place à des stratégies d'intégrations verticales et horizontales. On assiste à une course à la taille, à une internationalisation croissante des groupes, et à la recherche de synergies entre gaz et électricité. Comme le souligne Chevalier (1999), « *la problématique n'est plus mono-énergétique mais multi-énergétique* ». Face à la montée des risques, les « *stratégies d'optimisation sont souvent remplacées par des stratégies d'adaptation rapide à l'incertain* ». Les producteurs

cherchent à se développer vers l'aval afin de s'assurer des débouchés, et les opérateurs aval cherchent à progresser vers l'amont, notamment vers la production, afin d'avoir directement accès au gaz. Les consommateurs, quant à eux, entendent profiter de l'intensification de la concurrence ; ils développent leurs capacités d'arbitrage entre combustibles, poussant les offreurs à leur proposer des solutions énergétiques globales.

Les incertitudes quant à l'évolution des équilibres sur la scène énergétique européenne sont grandes. Sur les seuls marchés gaziers, les clés du succès seront la maîtrise des coûts, la fiabilité, la capacité d'innovation, mais également la notoriété, car la fidélisation des consommateurs est le meilleur moyen de conserver une base de profits significative et de construire une identité forte dans un milieu très concurrentiel. Le négociant n'échappera pas à la course à l'avantage comparatif. Avec le développement des transactions spot, l'efficacité du *trading* permettra d'une part d'avoir accès à du gaz bon marché et d'autre part de générer des profits.

Le stockage est, pour les monopoles gaziers, une composante fonctionnelle essentielle du réseau lorsque les champs de production sont éloignés des zones de consommation. Au delà d'une certaine distance, les seules canalisations ne permettent plus de faire face à une demande instable dans des conditions économiques compatibles avec la concurrence inter-énergétique. Les stockages permettent de répondre à un appel au réseau variable à partir de ressources stables, et donc de contourner le goulet d'étranglement que représentent les conduites. En outre, en lissant leurs enlèvements, les monopoles importateurs bénéficient des écarts de prix entre l'été et l'hiver sur la scène internationale.

Avec l'introduction de la concurrence, les stockages conservent leurs fonctions initiales d'équilibrage du réseau, et en gagnent avec le développement du *trading* gazier. L'efficacité des marchés spot repose sur la capacité des acteurs à réaliser des transactions, c'est-à-dire à vendre et acheter d'importantes quantités de gaz dans un temps réduit. Les contrats à terme, par lesquels les opérateurs se prémunissent contre les risques de variation des cours, ne peuvent se concrétiser sans stockage dans un contexte de rationnement en capacités de transport. L'instabilité croissante des prix internationaux du gaz en Europe va en outre multiplier les opportunités de gains spéculatifs. Le stockage pourra alors devenir un lieu de localisation de la rente gazière à part entière.

Le recours au stockage permet aux offreurs d'allier fiabilité, compétitivité et capacité à opérer sur les nouvelles places de négoce. Or les réservoirs sont une ressource rare. Ils

peuvent donc offrir un avantage comparatif déterminant à leurs détenteurs. En conséquence, pour que la compétition se développe de manière équitable dans le respect de la sécurité de l'approvisionnement, il est important de permettre aux entrants d'avoir accès au stockage. Le régulateur doit donc faire en sorte que les opérateurs bénéficient, au minimum, de prestations leur permettant de couvrir les variations de l'appel au réseau auxquelles ils font face, et ne pas être pénalisés dans leur accès au marché amont par manque de moyens techniques.

Une réglementation doit donc être mise en place, sa rigueur étant fonction de la densité géographique des sites et du nombre de firmes potentiellement concurrentes sur le segment des réservoirs. La directive sur le gaz en confie la définition aux Etats, se contentant d'imposer l'individualisation comptable du maillon. Trois fonctions doivent être garanties : la sécurité de l'approvisionnement, c'est-à-dire faire en sorte que les opérateurs aient les moyens de faire face à la demande, la non-discrimination des firmes concurrentes, et le fonctionnement des marchés spot et à terme. Le recours au marché est envisageable dès lors que le stockage perd son pouvoir de blocage du jeu concurrentiel.

La première règle est donc, dans le contexte européen, d'isoler les réservoirs des autres maillons. La deuxième est la définition d'un droit au stockage pour les opérateurs, dont la mise en œuvre peut être confiée au transporteur, qui se charge d'équilibrer le réseau, à des mécanismes de marché, ou faire l'objet d'un accès des tiers au stockage (ATS) qui doit au minimum permettre de couvrir les niveaux de demande qui dépassent la capacité de transport attribuée dans le cadre de l'ATR. Cette solution n'est pas incompatible avec le marché si les différents acteurs restent libres de passer des contrats, mais élimine les risques de concurrence déloyale et de discrimination de certains concurrents. Les capacités de stockage non concernées par l'ATS pourront, en tout état de cause, donner naissance à un marché du stockage, qui permettra notamment le développement des marchés spot et à terme. La tarification de l'ATS est moins difficile à mettre en œuvre que celle de l'ATR. Calculée en fonction des volumes injectés et soutirés, elle doit permettre de couvrir les coûts et de rémunérer les capitaux engagés. Lorsque les stockeurs sont en position de capter une part excessive de la rente gazière, alors les tarifs peuvent faire l'objet d'un plafonnement réglementaire.

Autre enjeu de la réglementation du stockage : l'accomplissement des missions de service public. La protection des consommateurs captifs doit être garantie, tout comme le

maintien d'un haut degré de fiabilité de la filière. Pour cela, le gestionnaire de réseau peut conserver un accès prioritaire aux quantités stockées afin de garantir l'adéquation entre offre et demande en toutes circonstances, notamment en cas de défaillance d'un opérateur ou de pic de consommation. L'intervention du transporteur doit cependant rester exceptionnelle pour ne pas déresponsabiliser les offreurs, et au contraire les inciter à utiliser l'accès aux infrastructures avec le souci d'améliorer la sécurité des approvisionnements, notamment en reportant sur les périodes de basse consommation une partie des transports à effectuer en période de pointe.

L'évolution la plus notoire concerne les fonctions spéculatives du stockage. Le pouvoir de blocage de la concurrence éliminé, elles devraient naturellement se développer par des mécanismes de marché, afin de rentabiliser au maximum les infrastructures. Des services de stockage ou des systèmes de location de capacités devraient être mis en place au niveau des *hubs*. Les réservoirs deviendront alors un moyen de capter une partie de la rente gazière, ce qui devrait inciter au développement de nouveaux sites, donc aller dans le sens de l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement.

La plupart des scénarios d'évolution des marchés mettent en évidence une intensification de la concurrence intra et inter énergétique. La promotion des forces concurrentielles sur le segment du stockage de gaz va dans le sens d'un fonctionnement efficient de la chaîne énergétique. Mais, paradoxalement, alors que la libéralisation des marchés énergétiques en Europe semble marquer le désengagement des Etats, il apparaît que l'intervention des pouvoirs publics est nécessaire pour garantir le développement de la concurrence. En outre, on assiste actuellement à certaines prises de conscience. En premier lieu, après une période d'abondance, l'Europe risque d'être confrontée à la rareté des ressources fossiles et à une augmentation de sa dépendance énergétique. En second lieu, la multiplication des indices attestant l'hypothèse d'un réchauffement planétaire accéléré et le principe de précaution invitent à réduire les émissions de gaz dits « à effet de serre ». Dans ce contexte, les politiques visant à entretenir la croissance économique et à améliorer la compétitivité des entreprises européennes par la baisse des prix des énergies pourront-elles être poursuivies à long terme ? Sans évolution technique majeure, comme la mise en œuvre de nouvelles énergies par exemple, ne risque-t-on pas de revenir à des politiques énergétiques plus dirigistes afin de préserver le bien-être collectif dans un contexte de rareté ?

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE (1994), *Natural Gas Transportation, Organization and Regulation*, OCDE
- AILLERET F. (1994), « Europe du gaz et de l'électricité, quelle politique pour demain ? », *Revue de l'Energie* n°464
- ARMSTRONG M., C. DOYLE, J. VICKERS (1996), « The access pricing problem : a synthesis », *Journal of Industrial Economics*, 44, n°2, pp. 131-150
- ARMSTRONG M., J. VICKERS (1993), « Price discrimination, competition and regulation », *Journal of Industrial Economics*, 41 n°4, pp. 335-359
- ARMSTRONG M., J. VICKERS (1998), « The access pricing problem with deregulation : a note », *Journal of Industrial Economics*, 46, n°1, pp. 115-121
- AUDIGIER P. (2000), « Analyse des conditions encadrant l'organisation du marché intérieur du gaz naturel dans quatre pays européens : Allemagne, Espagne, Pays-Bas, Royaume-Uni », Secrétariat d'Etat à l'Industrie (DGEMP)
- BABUSIAUX D. (1990), *Décision d'investissement et calcul économique dans l'entreprise*, Economica - Technip
- BAIN J. S. (1956), *Barriers to New Competition*, Harvard University Press
- BALLOT A. (1990), « La dérégulation du gaz aux Etats-Unis », *Economies et Sociétés, série Economie de l'Energie*, n°4, pp.71-80
- BARBET P., L. BENZONI (1991), « Rendements croissants et concurrence internationale : vers la déréglementation stratégique », *Revue d'Economie Industrielle*, n°55, pp. 204-220
- BARBET P., L. BENZONI, J.-M. CHEVALIER (1986), *Economie de l'Energie*, Presses de la Fondation Nationale des Sciences Politiques & Dalloz, 1986
- BAUMOL W. J. (1983), « Some subtle pricing issues in railroad regulation », *International Journal of Transport Economics*, n°10, pp. 341-355
- BAUMOL W. J., J. A. ORDOVER (1994), « On the perils of vertical control by a partial owner of a downstream enterprise », *Revue d'Economie Industrielle*, n°69

- BAUMOL W. J., J. C. PANZAR, R. D. WILLIG (1982), *Contestable markets and the theory of industry structure*, Harcourt Brace Jovanovic
- BAUMOL W. J., R. D. WILLIG (1986), « Contestability : developments since the book », *Oxford Economic Papers*, november
- BEAULIEU J.-P., A. PEGUY (1985), *Audit et gestion des stocks, pilotage automatique et classes homogènes de gestion*, Vuibert Gestion
- BECKMAN K. L., P. L. DETERMEYER (1997), *Natural Gas Storage: Historical Development & Expected Evolution*, Gas Research Institute
- BEGGS A., P. KLEMPERER (1992), « Multiperiod competition with switching costs », *Econometrica*, n°60, pp. 651-666
- BENZONI L., M. ROGY (1993), « La réglementation des réseaux en Europe, une doctrine à la recherche de ses fondements économiques », *Revue d'Economie Industrielle* n°63
- BERNARDET C. (1992), « La logique de pénétration du gaz naturel en Europe », *Economies et Sociétés*, vol. 26, série *Economie de l'Energie*, EN n°5
- BEZZINA J. (1997), « Réseaux d'énergie électrique et structure tarifaire équitable : EDF à l'aune des politiques de déréglementation », in J. PERCEBOIS (sous la direction de), *Energie et théorie économique*, Cujas, pp. 315-352
- BEZZINA J., J.-C. POUDOU (1998), « Régulation et organisation industrielle gazière, analyse comparative de scénarios institutionnels prospectifs », *Revue de l'Energie*, n°499, pp. 408-419
- BIANCHI P. (1991), « Politique antitrust et politique de la concurrence dans le contexte européen », *Revue d'Economie Industrielle*, n°56
- BOUTARD-LABARDE M.-C., 1994, « La construction du marché européen de l'électricité : la logique du droit communautaire de la concurrence », *Revue de l'Energie*, n°459
- BOUTTES J.-P., D. HAAG (1992), « Economie des réseaux d'infrastructure », in *Economie et management des entreprises de réseau*, N. CURIEN (sous la direction de), Economica - ENSPTT
- CACCIA DOMINIONI F. (1993), « The energy policy of the Commission and its initiatives on interconnection », *Revue de l'Energie*, n°450

- CAPOULET Y. (1992), « Achèvement du marché intérieur pour l'électricité et le gaz », *Energie en Europe*, n°20
- CAROUGE C., C. DETOURNE (1995), « Le réseau de transport européen », *Gaz d'aujourd'hui*, n°4
- CARTER M., J. WRIGHT (1999), « Interconnection in network industries », *Review of Industrial Organisation*, n°14, pp. 1-25
- CASTERMAN H., D. JAMIN, A. SANGLERAT (1995), « Les marchés du gaz naturel en Europe », *Gaz d'Aujourd'hui*, n°1
- CEDIGAZ (1998), « Panorama of existing and planned underground gas storage facilities worldwide », *Bulletin of Cedigaz Members*, n°7
- CHABRELIE M.-F. (2000), « L'actualité gazière en 1999 », *Revue de l'Energie*, n°517, pp.286-289
- CHABRELIE M.-F., G. MAISONNIER (1998), *Le gaz naturel dans le monde, édition 1998*, CEDIGAZ
- CHEVALIER J.-M. (1992), « Stratégies des entreprises face au marché européen du gaz naturel », *Economies et Sociétés*, vol. 26, *série Economie de l'Energie*, EN n°5
- CHEVALIER J.-M. (1995), « Les réseaux de gaz et d'électricité : multiplication des marchés contestables et nouvelle dynamique concurrentielle », *Revue d'Economie Industrielle*, n°72
- CHEVALIER J.-M. (1997), « La stratégie des acteurs. La montée des arbitrages interénergétiques », *Economies et Sociétés, série Economie de l'Energie*, EN n°7, pp. 295-311
- CHEVALIER J.-M. (1999), « Les entreprises de l'énergie : redéfinition des chaînes de valeur et positionnement stratégique », *Revue de l'Energie*, n°509, pp. 547-551
- CHOI J.P. (1994), « Irreversible choice of uncertain technologies with network externalities », *RAND Journal of Economics*, vol. 25 n°3, pp. 382-401
- CLEMENT B. (1993), « Le gaz en Europe : croissance et contraintes », *Gaz d'aujourd'hui*, n°1

- CLEMENT B. (1995), « L'Europe du gaz, de l'exploration au consommateur », *Gaz d'aujourd'hui*, n°1
- COASE R. H. (1937), « The nature of the firm », *Economica*, n°4, pp. 386-405
- COEURDEROY R., B. QUELIN (1997), « L'économie des coûts de transaction, un bilan des études empiriques sur l'intégration verticale », *Revue d'Economie Politique*, vol. 107 n°2, pp. 145-181
- COLOMBIER M. (1997), « Faut-il renoncer à la péréquation tarifaire ? », *Economies et Sociétés, série Economie de l'Energie*, EN n°7, pp. 207-221
- COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES (1995), *L'approvisionnement en gaz et ses perspectives dans la Communauté Européenne*
- COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES (1999), *1999 Annual Energy Outlook*
- CONSEIL ECONOMIQUE ET SOCIAL (1998), « La future organisation électrique française », *Avis et rapports du Conseil Economique et Social*
- CORIAT B., O. WEINSTEIN (1995), *Les nouvelles théories de l'entreprise*, Librairie Générale Française
- CORNOT-GANDOLPHE S. (1995), *Underground gas storage in the world, a new era of expansion*, CEDIGAZ
- COURNEDE B. (1999), *Transposition de la directive « marché intérieur du gaz »*, Direction de la prévision
- CURIEN N. (1992), « Introduction », in *Economie et management des entreprises de réseau*, (sous la direction de), Economica – ENSPTT
- CURIEN N. (Sous la direction de) (1992), *Economie et Management des Entreprises de Réseau*, ENSPTT Economica
- DAUGER J.-M. (1998), « Les possibilités de développement du secteur gazier français dans le nouveau contexte européen », Colloque « gaz et électricité », Euroforum, 17-18 novembre 1998
- DAUGER J.-M., A. SANGLERAT (1999), « Le gaz naturel », *Revue de l'Energie*, n°509, pp. 532-536

- DAVID L. (1999), « La réglementation par price cap : le cas du transport de gaz naturel au Royaume Uni », Document de travail, CREDEN – Université de Montpellier I
- DAVID L., F. MIRABEL (2000), « Structure du marché gazier américain, réglementation et tarification de l'accès des tiers au réseau », Document de travail, CREDEN – Université de Montpellier I
- DE CANIO S. J., H. E. FRECH (1993), « Vertical contracts : a natural experiment in natural gas pipeline regulation », *Journal of Institutional and Theoretical Economics*, n°149
- DECAUDIN J.-M. (1995), « Comportement du consommateur », in J.-P. JOBARD et P. GREGORY (éd.), *Gestion*, Dalloz
- DENECKERE R., D. KOVENOCK, R. LEE (1992), « A model of price leadership based on consumer loyalty », *Journal of Industrial Economics*, vol. XL n°2
- DETOURNE C. (1993), *Transport et stockage du gaz naturel*, Gaz de France
- DGEMP - DIGEC (1997), *Les coûts de référence de la production électrique*, Secrétariat d'Etat à l'Industrie
- DGEMP - DIGEC (1999a), *Vers la future organisation gazière française*, Secrétariat d'Etat à l'Industrie
- DGEMP - DIGEC (1999b), *Proposition de loi pour l'ouverture du marché gazier français à la concurrence*, Secrétariat d'Etat à l'Industrie
- DOANE M., D. SPULDER (1991), « Open access and the evolution of the U.S. market for Gas », Discussion paper 91-48, Northwestern University
- DRANOVE D., M. SATTERTHWAIT (1992), « Monoplistic competition when price and quality are imperfectly observable », *Rand Journal of Economics*, vol.23, pp. 518-534
- DRUESNE G., KREMLIS G. (1990), *La politique de concurrence de la CEE*, PUF coll. « Que sais-je ? »
- DUPAS D., F. FALGARONE (1994), « Perspectives d'utilisation du gaz naturel dans les centrales thermiques françaises », *Revue de l'Energie*, n°462
- DURIEZ M.-F., R. LASSAILLE (1993) « Les propositions de la Commission : aboutissement d'une évolution », Gaz de France

- E CUNHA C. (1992), « Le marché du gaz naturel vu par la Commission », *Energie en Europe*, n°20
- ESNAULT B. (1994), *Le stockage souterrain de gaz naturel dans le monde*, CEDIGAZ
- FARRELL J. (1986), « Moral hazard as an entry barrier », *RAND Journal of Economics*, vol. 17
- FARRELL J., C. SHAPIRO (1988), « Dynamic competition with switching costs », *RAND Journal of Economics*, vol. 19, n°1, pp.123-137
- FAURE R. (1971), *Eléments de la recherche opérationnelle*, Gauthier-Villars
- FINON D. (1992), « Maturité des industries gazières et viabilité du régime concurrentiel », *Economies et Sociétés*, vol. 26, série Economie de l'Energie, EN n°5
- FINON D. (1997), « La concurrence dans les industries électriques : l'efficacité au prix de la complexité transactionnelle et réglementaire ? », *Economies et Sociétés, série Economie de l'Energie*, EN n°7, pp. 13-46
- FUNK C. (1992), « Comment les marchés gaziers peuvent-ils être organisés de façon concurrentielle », *Economies et Sociétés, vol. 26, série Economie de l'Energie*, EN n°5
- GADONNEIX P. (2000), « Le groupe Gaz de France dans le contexte européen: opportunités et stratégie d'un grand opérateur gazier », *Revue de l'Energie*, n°517, pp. 273-276
- GALE D., R. W. ROSENTHAL (1994), « Price and quality cycles for experience goods », *RAND Journal of Economics*, vol. 25, n°4, pp. 590-607
- GAUDEMET L.-M., G. RENESME (1992) « Les tarifications du gaz naturel en Europe », *Economies et Sociétés*, vol. 26, série Economie de l'Energie, EN n°5, pp. 159-172
- GIANFALDONI P., B. GUILHON (1990), « Chaîne de compétence et réseau », *Revue d'Economie Industrielle*, n°51, pp. 97-112
- GILBERT Richard J. (1989), « Mobility barriers and the value of incumbency », in SCHMALENSEE R. et R. WILLIG (éd.), *Handbook of Industrial Organization vol. I*, North Holland, pp. 475-531
- GILLE L. (1992), « Interconnexion des réseaux », in CURIEN N. (sous la direction de), *Economie et management des entreprises de réseau*, Economica - ENSPTT

- GLACHANT J.-M. (1998), « Le pool d'électricité en Grande Bretagne : un arrangement institutionnel hybride », *Revue d'Economie Politique*, vol. 108 n°1, pp. 87-107
- GLAIS M. (1992), *Economie industrielle, les stratégies concurrentielles des firmes*, Litec
- GOULVESTRE J.-P. (1998), *Economie des télécoms*, Hermès
- GREGORY P., J.-P. JOBARD (sous la direction de) (1995), *Gestion*, Précis Dalloz
- GUERRIEN B. (1999), *La théorie économique néoclassique – I. Microéconomie*, Repères – La Découverte
- HAAG D., B. LAGUERRE (1997), « Quelques remarques sur la régulation du secteur électrique », *Economies et Sociétés, série Economie de l'Energie*, EN n°7, pp. 171-187
- HACKETT S. C., T. P. LYON (1993), « Bottlenecks and governance structures : open access and long-term contracting in natural gas », *Journal of Law, Economics and Organization*, vol. 9, n°2, pp. 380-398
- HARRINGTON J. E., W. KIP VISCUSI, J. M. VERNON (1997), *Economics of regulation and antitrust*, The MIT Press, Cambridge Mass.
- HENRY C. (1997), *Concurrence et services publics dans l'Union européenne*, PUF
- HERAUD J. (1990), « Tarification de l'énergie et intégration européenne », *Economies et Sociétés, série Economie de l'Energie*, EN n°4
- HUBBARD R.G., WEINER R.J. (1986), « Regulation and long term contracting in U.S. natural gas market », *Journal of Industrial Economics*, vol. 35 n°1, pp. 71-79
- JACQUEMIN A. (1991), « Stratégies d'entreprise et politique de la concurrence dans le Marché Unique », *Revue d'Economie Industrielle*, n°57
- JOSKOW P. L. (1991), « The role of transaction cost economics in antitrust and public utility regulatory policies », *Journal of Law, Economics and Organization*, n°7, pp.53-83
- KARNIK J.-L., M. VALAIS, « L'économie du gaz naturel », in J. MASSERON (éd.), *L'économie des hydrocarbures*, Technip
- KATZ M., SHAPIRO C. (1986), « Technology adoptance in the presence of network externalities », *Journal of Political Economy*, vol. 94 n°4, pp. 822-839

- KAUFMANN A. (1959), *Méthodes et modèles de la recherche opérationnelle – tome 1*, Dunod
- KEHOE M. R. (1996), « Quality uncertainty and price in monopoly markets », *Journal of Industrial Economics*, vol. 44 n°1, pp. 25-32
- KLEIN P. G., H. A. SHELANSKI (1995), « Empirical research in transaction cost economics: a review and assessment », *Journal of Law, Economics and Organization*, vol. 11, n°2
- KLEMPERER P. (1987), « Markets with consumer switching costs », *Quarterly Journal of Economics*, N°409, pp. 375-394
- KLEMPERER P. (1995), « Competition when consumers have switching costs : an overview with applications to industrial organisation, macroeconomics, and international trade », *Review of Economic Studies*, n°62, pp. 515-539
- LAFFONT J.-J. (1995), « La nouvelle économie de la réglementation, dix ans après », *Revue d'Economie Industrielle*, Hors Série, pp. 331-366
- LAFFONT J.-J., J. TIROLE, (1994), « Access pricing and competition », *European Economic Review*, n°38, pp. 1673-1710
- LAFFONT J.-J., J. TIROLE, (1996), « Creating competition through interconnection – theory and practice », *Journal of Regulatory Economics*, n°10, pp. 227-256
- LASSIAILLE R. (1992), « L'économie du gaz naturel, dans les spécificités de la zone européenne », *Economies et Sociétés, série Economie de l'Energie*, EN n°5, pp. 69-91
- LEBAN R. (1992), « Stratégie et contrôle de gestion dans les entreprises de réseau », in N. CURIEN (éd.), *Economie et management des entreprises de réseau*, Economica - ENSPTT
- LEBLANC G. (1992), « Signalling strenght : limit pricing and predatory pricing », *RAND Journal of Economics*, vol. 23 n°4, pp. 493-506
- LEHMANN-GRUBE U. (1997), « Strategic choice of quality when quality is costly : the persistence of the high-quality advantage », *RAND Journal of Economics*, vol. 28 n°2, pp. 372-384
- LENDREVIE J., C. LINDON (1997), *Mercator (5ème édition)*, Dalloz

- LEVEQUE F. (1998), *Economie de la réglementation*, Repères-La découverte
- LIESEN K. (1994), « Le gaz naturel dans une Europe sans frontières. Euphorie et réalité », *Gaz d'aujourd'hui*, n°10
- MAILLET P., P. ROLLET (1988), *Intégration économique européenne, théorie et pratique*, Nathan
- MANDIL C. (1994), « Politique du gaz et de l'électricité : le point de vue du gouvernement à la lumière du rapport Mandil », *Revue de l'Energie*, n°464
- MASLOW A. (1952), *Motivation and personality*, Harper and Row
- MASSERON J. (éd.) (1991), *Economie des hydrocarbures*, Technip
- MERMET E., K. SCHWEREN (1997), « Un point de vue des consommateurs résidentiels face à la déréglementation du secteur de l'électricité en Europe », *Economies et Sociétés, série Economie de l'énergie*, EN n°7, pp. 273-287
- MILGROM P., J. ROBERTS (1982), « Limit pricing and entry under incomplete information : an equilibrium analysis », *Econometrica*, n°50, pp. 443-459
- MILGROM P., J. ROBERTS (1986), « Price and advertising signals of product quality », *Journal of Political Economy*, n°94, pp. 796-821
- MOUGEOT M., F. NAEGELEN (1995), « Coûts d'entrée et intensification de la concurrence », *Revue d'Economie Industrielle*, Hors série, pp. 367-384
- MULUALA L. (1997), « La dynamique de restructuration des activités gazières », in J. PERCEBOIS (sous la direction de), *Energie et théorie économique*, Cujas, pp. 203-253
- NYOUKI E., J. PERCEBOIS (1998), « Dérégulation électrique et gazière : approche comparative dans l'Union européenne », *Revue de l'Energie*, n°499, pp. 369-376
- OFFNER J.-M. (1992), « Entreprises de réseau et territoires : manager la différence », in N. CURIEN (éd.), *Economie et management des entreprises de réseau*, Economica - ENSPTT
- OVERGAARD P. B. (1994), « Equilibrium effects of potential entry when prices signal quality », *European Economic Review*, n°38, pp. 367-383

- PADILLA A. J. (1995), « Revisiting dynamic duopoly with consumer switching costs », *Journal of Economic Theory*, vol. 67 n°2, pp. 520-530
- PANZAR J. C. (1989), « Determinants of firm and industry structure », in SCHMALENSEE R. & R. WILLIG (éd.), *Handbook of Industrial Organization vol. I*, North Holland, pp. 3-59
- PERCEBOIS J. (1989), *Economie de l'énergie*, Economica
- PERCEBOIS J. (1992), « La controverse sur la déréglementation gazière en Europe », *Economies et Sociétés, série Economie de l'Energie*, EN n°5, pp. 223-238
- PERCEBOIS J. (1999a), « The gas deregulation process in Europe : economic and political approach », *Energy Policy*, n°27
- PERCEBOIS J. (1999b), « L'apport de la théorie économique aux débats énergétiques », *Revue de l'énergie*, n°509, pp. 473-488
- PERCEBOIS J. (sous la direction de) (1997), *Energie et théorie économique*, Cujas
- PERRY M. K. (1989), « Vertical integration : determinants and effects », in SCHMALENSEE R. & R. WILLIG (éd.), *Handbook of Industrial Organization vol.I*, North Holland, pp. 181-255
- POLLIO G. (1993), « The U.S. natural gas market in the 1990s », *The International Research Center for Energy and Economic Development Occasional Papers*, n°12, pp.1-17
- RALLET A. (1999), « Economie des réseaux et rendements croissants », Colloque 1999 Modélisation : l'économie des rendements croissants, 26 mars 1999, LATEC – Université de Bourgogne
- ROSS D., F.M. SCHERER (1990), *Industrial market structure and economic performance*, Houghton Mifflin Company
- SCHMALENSEE R., R. WILLIG (ed.) (1989), *Handbook of Industrial Organization, volume I*, North-Holland
- SCHMIDT K. (1996), « The costs and benefits of privatization: an incomplete contracts approach », *Journal of Law, Economics and Organization*, vol. 12, n°1, pp. 1-24

- SHEPHERD W. (1988), « Entry barriers, contestability and predatory pricing », *Revue d'Economie Industrielle*, n°46
- STERN J. (1992), *Third party access in European gas industries, Regulation driven or market led ?*, The Royal Institute of International Affairs, Londres
- TIROLE J. (1995a), *Théorie de l'organisation industrielle – tome 1*, Economica, coll. « économie et statistiques avancées »
- TIROLE J. (1995b), *Théorie de l'organisation industrielle – tome 2*, Economica, coll. « économie et statistiques avancées »
- TO T. (1996), « Multi-period competition with switching costs : an overlapping generations formulation », *Journal of Industrial Economics*, vol. 44 n°1, pp. 81-87
- TROESKEN W. (1997), « The sources of public ownership : historical evidence from the gas industry », *Journal Of Law, Economics and Organization*, vol. 13, n°1, pp. 1-25
- TROTIGNON J. (1997), *Economie européenne, intégration et politiques communes*, Hachette Supérieur
- VALLEE A. (1992), « Régulation des entreprises de réseau », *Economie et management des entreprises de réseau*, in N. CURIEN (éd.), Economica – ENSPTT
- VARIAN Hal R. (1989), « Price discrimination », in SCHMALENSEE R., R. WILLIG (ed.), *Handbook of Industrial Organization vol. I*, North Holland, pp. 597-647
- VAROQUAUX W. (1994), « L'organisation industrielle de la production d'électricité entre monopole et concurrence : un débat institutionnel revisité grâce à la théorie de l'économie d'entreprise », *Revue de l'Energie*, n°462
- VICKERS J. (1995a), « Concepts of competition », *Oxford Economic Papers*, n°47, pp. 1-23
- VICKERS J. (1995b), « Competition and regulation in vertically related markets », *Review of Economic Studies*, n°62, pp 1-17
- VOISIN C. (1995), « La privatisation, une question d'incitations : propriété, réglementation et information », *Revue d'Economie Politique*, vol. 105 n°3, pp. 481-514
- WILLIAMSON O. E. (1985), *The economic institutions of capitalism*, Free Press, New York

- WILLIAMSON O. E. (1989), « Transaction cost economics », in SCHMALENSEE R., R. WILLIG (ed.), *Handbook of Industrial Organization, volume 1*, North-Holland, pp.135-182
- WILLIG R. D. (1979), « The theory of network access pricing », in H. M. TREBING (éd.), *Issues in public utility regulation*, Michigan State University Public Utilities Papers
- YVARS B. (1997), *Economie européenne*, Précis Dalloz
- ZHANG Z.J. (1995), « Price-matching policy and the principle of minimum differentiation », *Journal of Industrial Economics*, vol. 43 n°3, pp. 287-297

INDEX DES ABREVIATIONS

AIE	Agence internationale de l'énergie
ATR	Accès des tiers au réseau
ATS	Accès des tiers au stockage
BG	British Gas
Btu	British thermal unit
CE	Communauté européenne
cf	Cubic foot (pied-cube)
ECU	European Currency Unit
EDF	Electricité de France
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
G\$	Milliard de dollars
GDF	Gaz de France
GF	Milliard de francs
Gm ³	Milliard de mètre-cubes
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNV	Gaz naturel véhicule
kF	Millier de francs
kW	Kilo-watt
kWh	Kilo-watt heure
M\$	Million de dollars
MBtu	Million de british thermal unit
Mcf	Million de pied-cubes
MF	Million de francs
Mm ³	Million de mètre-cubes
Mtep	Million de tonnes équivalent pétrole
OCDE	Organisation pour la coopération et le développement économique
tep	Tonne équivalent pétrole
UE	Union européenne

FACTEURS DE CONVERSION

vaut 1	tep	kWh	m ³ de gaz	cf de gaz	MBtu
tep	1	11626	1000	35310	39,67
kWh	$0,086 \cdot 10^{-3}$	1	11,63	3,037	$3,412 \cdot 10^{-3}$
m ³ de gaz	10^{-3}	11,63	1	35,31	0,0397
cf de gaz	35310	0,329	0,0283	1	$1,123 \cdot 10^{-3}$
MBtu	0,02521	293,1	25,21	890,2	1

PREFIXES

k	kilo	$\times 10^3$
M	méga	$\times 10^6$
G	giga	$\times 10^9$

INDEX DES FIGURES

Figure 1.1	<i>Consommations sectorielles de gaz en Europe occidentale en 1996</i>	14
Figure 1.2	<i>Evolution des consommations sectorielles de gaz en Europe occidentale</i>	15
Figure 1.3	<i>Demande saisonnière et demandes de pointe</i>	18
Figure 1.4	<i>Consommation saisonnière en Europe OCDE (1992)</i>	19
Figure 1.5	<i>Le réseau comme « boîte noire »</i>	27
Figure 1.6	<i>Représentation schématique du réseau</i>	30
Figure 1.7	<i>Coût technique du transport selon le diamètre du gazoduc</i>	34
Figure 1.8	<i>Structure du prix moyen pour le consommateur final en 1990</i>	37
Figure 1.9	<i>Coûts de transport et de distribution estimés</i>	37
Figure 1.10	<i>Position des stockages sur la chaîne gazière</i>	43
Figure 1.11	<i>Stockage en nappe aquifère</i>	45
Figure 1.12	<i>Stockage en cavité saline</i>	46
Figure 1.13	<i>Courbe de charge schématique des installations</i>	53
Figure 1.14	<i>L'évolution de la quantité stockée</i>	55
Figure 1.15	<i>La demande annuelle de gaz, cas déterministe</i>	57
Figure 1.16	<i>La demande annuelle de gaz, cas général</i>	58
Figure 1.17	<i>Prix comparé des importations de gaz et de pétrole en Europe</i>	65
Figure 1.18	<i>Evolution mensuelle des prix du gaz importé en 1996 et 1997</i>	66
Figure 2.1	<i>Principe de tarification du segment résidentiel-tertiaire</i>	113
Figure 3.1	<i>Les fonctions de coût de transport</i>	142
Figure 3.2	<i>Influence d'une baisse du coût d'importation liée à une augmentation des volumes</i>	144
Figure 3.3	<i>Maximisation du profit</i>	146
Figure 3.4	<i>Equilibre avec tarification au coût moyen</i>	147
Figure 3.5	<i>Tarification au coût marginal</i>	148
Figure 3.6	<i>La limitation du pouvoir de monopole par la concurrence inter-énergétique</i>	152
Figure 3.7	<i>Effets de l'augmentation du nombre de consommateurs</i>	153
Figure 3.8	<i>Influence de la réglementation</i>	156
Figure 3.9	<i>Augmentation de la demande permise par le stockage</i>	160
Figure 3.10	<i>Relation entre stockage et variabilité de demande</i>	161

Figure 3.11	<i>Relation entre coûts de transport et stockage</i>	163
Figure 3.12	<i>Relation entre coûts de transport et capacité de stockage</i>	164
Figure 3.13	<i>Effet d'une baisse du prix du substitut</i>	165
Figure 3.14	<i>Obligation de stocker pour les pays importateurs</i>	171
Figure 3.15	<i>Prix international et quantité stockée, cas linéaire</i>	173
Figure 6.1	<i>Besoin de stockage en milieu concurrentiel</i>	312
Figure 6.2	<i>Relation entre capacité de transport réservée et stockage</i>	314
Figure 6.3	<i>Options stratégiques des firmes</i>	324

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1.1	<i>Evolution des consommations sectorielles de gaz en Europe</i>	17
Tableau 1.2	<i>Coût des canalisations en terrain «moyen»</i>	32
Tableau 1.3	<i>Coût indicatif des stations de compression</i>	35
Tableau 1.4	<i>Les stockages souterrains de gaz naturel dans le monde en 1998</i>	47
Tableau 1.5	<i>Coûts d'investissement et d'exploitation des stockages</i>	50
Tableau 1.6	<i>Les caractéristiques techniques et économiques des stockages</i>	52
Tableau 1.7	<i>Pénétration du gaz dans les bilans énergétiques</i>	62
Tableau 1.8	<i>Le gaz naturel en Europe en 1997</i>	68
Tableau 1.9	<i>Organisation des principaux marchés nationaux en Europe</i>	70
Tableau 2.1	<i>Nature des contrats selon la spécificité des actifs et la fréquence des transactions</i>	90
Tableau 3.1	<i>Hypothèses</i>	132
Tableau 3.2	<i>Principales variables utilisées</i>	132
Tableau 4.1	<i>Services proposés au niveau des hubs</i>	225

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS	1
SOMMAIRE	2
INTRODUCTION GENERALE	4
1^{ERE} PARTIE LE MONOPOLE, ETAT INITIAL DU MARCHE GAZIER	9
INTRODUCTION A LA PREMIERE PARTIE	10
CHAPITRE 1. CARACTERISTIQUES TECHNIQUES ET ECONOMIQUES DES MARCHES DU GAZ NATUREL	11
INTRODUCTION	12
A. LA DEMANDE DE GAZ NATUREL	12
1. <i>Segmentation du marché</i>	13
a) Les utilisations du gaz naturel	13
b) Les utilisateurs de gaz naturel et leurs besoins	15
c) Variabilité de la demande	17
2. <i>Les déterminants de la demande de gaz naturel</i>	19
a) Le processus de choix d'une énergie	19
b) Les déterminants de la consommation en volume	23
(i) Résidentiel - tertiaire	23
(ii) Industriels mono-énergie	24
(iii) Industriels biénergie	24
c) Demande agrégée	25
B. L'APPROVISIONNEMENT DES MARCHES	25
1. <i>Architecture des réseaux gaziers</i>	26
a) Le fonctionnement par compensation du réseau gazier	26
b) Les maillons de la chaîne gazière	28
c) Représentation schématique du réseau	29
2. <i>Le transport du gaz naturel par canalisation</i>	30
a) Les règles techniques du transport de gaz	30
b) Coût des canalisations	31

c) Coût des stations de compression	34
d) Nature des arbitrages au niveau des investissements	35
3. <i>Le prix du gaz</i>	36
a) Les composantes du coût du gaz naturel	36
b) La rente gazière	38
4. <i>Le stockage, élément clé de la sécurité de l'approvisionnement</i>	39
a) Les risques d'interruption des approvisionnements	39
b) Localisation des stockages sur le réseau	41
c) Caractéristiques techniques des différents modes de stockage	43
(i) Stockage en ancien gisement	44
(ii) Stockage en nappe aquifère	44
(iii) Stockage en cavité saline	45
(iv) Autres techniques de stockage	47
d) Le coût de stockage	48
e) Choix d'une technique	50
5. <i>La gestion des stocks de gaz</i>	53
a) Problèmes classiques de gestion de stock	53
b) Les principes de gestion d'un stockage de gaz	56
(i) Cas déterministe	56
(ii) La question du niveau de risque choisi par le monopole	57
C. L'EUROPE DU GAZ NATUREL	60
1. <i>La scène gazière internationale</i>	60
a) Les marchés internationaux du gaz naturel	60
b) Importations : la domination des contrats de long terme	63
c) Prix du gaz naturel sur les marchés internationaux	65
2. <i>Le paysage gazier européen à la veille de la dérégulation</i>	67
a) Le marché européen du gaz naturel	67
(i) Production et consommation en Europe	67
(ii) L'état de développement du réseau européen	68
b) Le monopole, structure de marché dominante en Europe	69
c) Prix du gaz pour les consommateurs finaux	71
3. <i>Les tendances lourdes de l'évolution des marchés européens</i>	71

a) Perspectives de consommation en Europe	71
(i) La croissance du secteur électrique	72
(ii) Chauffage au gaz : une progression modérée	73
b) L'éloignement croissant entre champs de production et zones de consommation	73
c) La financiarisation croissante du négoce de gaz naturel	74
CHAPITRE 2. JUSTIFICATIONS ET REGLEMENTATIONS DES MONOPOLES GAZIERS	76
INTRODUCTION	77
A. LES JUSTIFICATIONS THEORIQUES ET EMPIRIQUES DES MONOPOLES GAZIERS	77
1. <i>Approche théorique du réseau gazier</i>	77
a) Définition économique de la notion de réseau	77
b) Composantes génériques des réseaux	78
c) Caractéristiques économiques communes aux activités de réseau	80
2. <i>L'argument du monopole naturel et ses limites</i>	81
a) Définition de la notion de monopole naturel	81
b) Pertinence de la notion de monopole naturel sur les réseaux	83
c) Monopole naturel et monopole gazier	86
(i) Le débat sur la notion de rendements croissants pour le gaz	86
(ii) Les limites du monopole naturel sur les marchés du gaz	86
3. <i>La justification du monopole intégré verticalement par la théorie des coûts de transaction</i>	88
a) Les fondements de la théorie des coûts de transaction	88
b) Contrats et nature des transactions	89
c) La question de l'intégration verticale	91
d) Le cas du gaz naturel	93
4. <i>Justifications politiques des monopoles gaziers</i>	94
a) Le rôle de l'Etat face à l'absence de marché captif	95
b) L'argument du service public	96
B. LA REGLEMENTATION MONOPOLISTIQUE DES MARCHES DU GAZ NATUREL	96
1. <i>Les fondements de l'intervention de l'Etat sur les réseaux</i>	97
a) Les défaillances du marché	97

b) Vers une définition de la notion de service public	98
c) Equité tarifaire et service public	100
2. <i>La réglementation des activités de réseau</i>	102
a) Les objectifs de la réglementation sur les activités de réseau	102
b) La tarification des monopoles naturels	104
c) Les règles de tarification des entreprises de réseau	106
3. <i>La réglementation des marchés du gaz naturel</i>	107
a) La réglementation de la production et des importations	107
b) La réglementation du transport	108
c) La réglementation de la distribution	109
4. <i>La tarification du gaz naturel</i>	110
a) La question de la valeur du gaz	110
b) Méthodes de tarification	111
C. L'EXEMPLE FRANÇAIS	113
1. <i>Spécificités remarquables du monopole gazier « à la française »</i>	114
a) Les singularités géographiques du marché français	114
b) Les lois établissant le contrôle de l'Etat sur les activités gazières	115
c) Une tutelle très poussée des pouvoirs publics	116
(i) L'approche française du service public sur les réseaux d'énergie	117
(ii) Les contreparties de la protection monopolistique	118
(iii) Règles d'extension du réseau	118
2. <i>Les choix stratégiques du monopole Gaz de France</i>	120
a) La stratégie d'approvisionnement de Gaz de France	120
b) La stratégie d'investissement de Gaz de France	121
c) La politique tarifaire de Gaz de France	123
CHAPITRE 3. LA STRATEGIE DE STOCKAGE DU MONOPOLE GAZIER	125
INTRODUCTION	126
A. LE CADRE D'ANALYSE	127
1. <i>Objectifs du chapitre</i>	127
a) Du court au long terme : la mise en évidence du rôle du stockage	127
b) La référence au cas français	127

2. Hypothèses générales et méthodologie	129
B. OPTIONS STRATEGIQUES DU MONOPOLE GAZIER A COURT ET MOYEN TERMES	133
1. Le marché du chauffage, marché avec coût de transition pour le consommateur	133
a) Les marchés avec coût de transition pour le consommateur	133
b) Attitude des consommateurs : importance des anticipations et préférence pour la stabilité	135
c) Concurrence avec coût de transition sur deux périodes	136
d) Concurrence avec coût de transition, cas continu	138
2. Fonction de coût du monopole à court et moyen termes	140
a) Coût de transport	140
b) Coût d'importation	143
c) Coût global d'approvisionnement	143
3. Les options stratégiques « classiques » du monopole à court terme	145
a) La maximisation du profit	145
b) La maximisation de la quantité vendue	147
c) Tarification au coût marginal ?	147
4. Concurrence inter-énergétique et théorie du monopole	149
a) Variables d'action du monopole à moyen terme	149
b) Concurrence entre énergies et pouvoir de monopole	151
c) Stratégie à moyen terme : maximisation de la pénétration	152
5. L'influence de la réglementation	155
a) Les contraintes réglementaires, leurs objectifs et leurs conséquences	155
b) La question de la capture du régulateur par le monopole	157
C. STRATEGIE DE STOCKAGE : UNE LOGIQUE DE REDUCTION DES COUTS DE TRANSACTION	158
1. Stratégie de stockage à installations de transport données	158
a) Relation entre stockage et capacité de transport	159
b) Coût de stockage et coût de transport	161
c) Stockage et concurrence inter-énergétique	165
2. Arbitrage capacité de transport – stockage	166
a) Principe général de développement d'un réseau gazier	167
(i) Logique d'extension du réseau	167
(ii) Service public et subventions croisées :	168

b) Critères d'arbitrage entre canalisations et stockage	169
3. <i>Intérêt du stockage dans le cadre des contrats de long terme avec les producteurs</i>	170
a) Faire face au manque de souplesse des importations	170
b) Exploitation des fluctuations des cours internationaux	171
2^{EME} PARTIE LA LIBERALISATION DES RESEAUX GAZIERS : FONDEMENTS	
THEORIQUES ET REGLEMENTATION	175
INTRODUCTION A LA DEUXIEME PARTIE	176
CHAPITRE 4. LA LOGIQUE DE LIBERALISATION DES RESEAUX GAZIERS	178
INTRODUCTION	179
A. LA LOGIQUE DE DEREGLEMENTATION DES RESEAUX	179
1. <i>Les critiques à l'égard des monopoles publics</i>	180
a) La critique néoclassique des monopoles publics	180
b) Les inefficacités de gestion liées au manque d'incitations	182
c) La capture du régulateur par le monopole	184
d) La disparition du caractère naturel du monopole	185
2. <i>Quelle concurrence et dans quel but ?</i>	185
a) Les objectifs de la libéralisation	186
b) Quelles activités ouvrir à la concurrence ?	187
c) Concurrence effective ou potentielle ?	188
(i) Définition des marchés contestables	189
(ii) Quelle application pour les réseaux ?	190
(iii) La concurrence potentielle suffit-elle à discipliner les monopoles ?	191
3. <i>Les conditions pratiques de l'introduction de la concurrence sur les réseaux</i>	192
a) La maturité du réseau	193
b) La définition d'un accès des tiers au réseau	193
c) Les enjeux théoriques de la tarification de l'accès au réseau	194
d) La coordination des maillons	197
4. <i>Le cadre réglementaire de la concurrence</i>	198
a) La nécessaire création d'une autorité de réglementation	199
b) Statut de l'ancien monopole	200

(i) La séparation comptable des activités intégrées	200
(ii) Privatisation ?	201
B. LES DIFFERENTES FORMES DE CONCURRENCE SUR LES MARCHES DU GAZ NATUREL	202
1. <i>Quelle concurrence pour les différents maillons ?</i>	203
a) Nature des barrières à l'entrée	203
b) La production et le commerce international	205
c) Le transport	207
d) La distribution	208
2. <i>L'importance de la structure initiale du marché gazier</i>	209
a) Données géographiques	209
b) Maturité du réseau et capacités disponibles	210
c) Importance de l'organisation initiale du marché	211
3. <i>Cadre réglementaire de l'introduction de la concurrence</i>	212
a) Permettre l'entrée de concurrents	213
b) Statut de l'ancien monopole	214
c) Les formules d'accès au réseau	215
(i) <i>Le common carriage</i>	215
(ii) L'accès des tiers au réseau (ATR)	216
d) La tarification de l'accès des tiers au réseau	217
4. <i>Les enseignements du marché nord-américain</i>	218
a) Les particularités géographiques du marché américain	218
b) Historique de la libéralisation du marché américain	220
c) Fonctionnement actuel du marché américain	222
d) Le rôle clé du stockage dans le jeu concurrentiel	226
e) Quels enseignements pour le marché européen ?	228
C. UNE ANALYSE CRITIQUE DE LA LIBERALISATION DES MARCHES GAZIERS	229
1. <i>Les limites des critiques traditionnelles des monopoles</i>	230
a) L'inadaptation de la concurrence parfaite au cas du gaz	230
b) La question des objectifs « non économiques » des entreprises publiques	231
c) Les profits du monopole sont-ils plus critiquables que les profits privés ?	233
2. <i>Les apports de la théorie des coûts de transaction</i>	234
a) Coûts de transaction et intégration verticale	234

b) Pérennité des investissements et comportements opportunistes	236
3. <i>Les dangers de la libéralisation</i>	237
a) Quelles subventions croisées remettre en cause ?	238
b) Les imperfections d'un système d'accès des tiers au réseau	239
c) Le problème du coût de la dérégulation	241
(i) Le coût de réglementation	241
(ii) Le coût social de l'ouverture des frontières	242
d) Le risque de privatisation des bénéfices et de socialisation des pertes	243
CHAPITRE 5. LA DIRECTIVE EUROPEENNE SUR LE GAZ ET SA MISE EN OEUVRE	245
INTRODUCTION	246
A. L'APPROCHE EUROPEENNE DE LA DEREGULATION DES RESEAUX	247
1. <i>La politique de concurrence européenne</i>	248
a) Les étapes de la construction de l'espace économique unifié	249
(i) Le Marché commun	249
(ii) Le Marché unique	249
(iii) L'union économique et monétaire	250
b) Une politique de concurrence européenne d'inspiration libérale	251
c) Les principales dispositions du droit de la concurrence	252
2. <i>L'Europe et les services publics</i>	254
a) Place des services publics dans l'Union européenne	254
b) La logique de déréglementation des services publics en Europe	255
3. <i>Conséquences pour les réseaux et la politique énergétique européenne</i>	256
a) La déréglementation des réseaux d'infrastructure	256
b) L'émergence d'une véritable politique énergétique européenne	257
(i) Les fondements de la politique énergétique européenne	258
(ii) Les principes de libéralisation des énergies de réseau	259
c) L'exemple de la libéralisation du marché européen de l'électricité	260
B. LA DEREGLEMENTATION DES RESEAUX GAZIERS EN EUROPE	263
1. <i>Les projets de la Commission européenne</i>	264
a) Les motivations de la Commission	264
b) Caractéristiques du système de l'acheteur unique	265

c) L'accès des tiers au réseau (ATR)	266
d) La controverse entre la Commission européenne et l'industrie gazière	267
2. <i>La directive 98/30/CE du 22 juin 1998</i>	268
a) Les prérogatives des Etats	269
b) Les prérogatives des entreprises gazières	270
c) Règles d'accès au réseau	271
(i) Critères d'éligibilité et seuils d'ouverture à la concurrence	271
(ii) Organisation de l'accès au réseau	272
(iii) Dispositions annexes	273
3. <i>La transcription de la directive 98/30/CE dans les droits nationaux</i>	274
a) Un cas à part : le Royaume-Uni	275
b) L'ouverture des réseaux nationaux au 10 août 2000	276
C. CONSEQUENCES DE LA LIBERALISATION POUR LA SCENE GAZIERE EUROPEENNE	277
1. <i>La sécurité de l'approvisionnement : une priorité pour l'Union Européenne</i>	277
a) La dépendance croissante de l'Europe vis-à-vis des importations	277
b) Les investissements à long terme et l'extension du réseau	279
c) Production électrique et sécurité de l'approvisionnement	279
2. <i>L'évolution des outils de négoce</i>	281
a) La remise en cause des contrats de type take-or-pay	282
b) Réduction du terme des contrats d'approvisionnement	283
c) Le développement de marchés de court terme au niveau des nœuds de réseau	283
(i) La multiplication des offreurs	284
(ii) Le développement des opérations de <i>trading</i> gazier	284
d) Le nouveau rôle spéculatif du stockage	285
3. <i>L'évolution des rapports de forces sur les marchés gaziers en Europe</i>	286
a) L'émergence de grands groupes multi-énergies	287
(i) La tendance à l'intégration verticale	287
(ii) Les mouvements de croissance horizontale	288
b) Opérateurs gaziers historiques	289
(i) Compagnies gazières limitrophes	289
(ii) La réaction stratégique des anciens monopoles publics	290
D. L'INTERPRETATION FRANÇAISE DE LA DIRECTIVE SUR LE GAZ	291

1. <i>L'attachement de la France à l'organisation initiale du marché</i>	291
2. <i>Transposer la directive dans la loi</i>	293
a) La référence aux valeurs traditionnelles de la politique énergétique française	293
b) L'organisation de la concurrence	294
(i) Les modalités d'accès au réseau	294
(ii) La séparation comptable des activités	295
(iii) La régulation du secteur du gaz naturel	295
c) Modalité d'attribution des autorisations de transport et de stockage	296
(i) Transport et distribution	296
(ii) Le stockage souterrain	297
3. <i>La reconnaissance de l'importance du stockage</i>	297
4. <i>La stratégie de Gaz de France à la veille de la déréglementation</i>	298
a) Les faiblesses actuelles de GDF	298
b) Développement international	299
c) Engagement vers l'amont	300
d) Le développement du rôle de transporteur de GDF	301
e) Stratégie aval : renforcement du réseau et développements de nouveaux débouchés	301
CHAPITRE 6. LA PLACE DU STOCKAGE DANS LE PROCESSUS DE LIBERALISATION	303
INTRODUCTION	304
A. LES FONCTIONS DU STOCKAGE EN MILIEU CONCURRENTIEL	305
1. <i>Le processus de dérégulation</i>	305
a) Caractéristiques techniques du réseau	306
b) La progressivité de la dérégulation	306
c) Définition et tarification de l'accès des tiers au réseau	307
(i) L'attribution des capacités	307
(ii) Tarification de l'accès au réseau	309
2. <i>Le stockage dans la gestion des fluctuations de la demande</i>	310
a) Le besoin incompressible de stockage	310
b) L'arbitrage entre capacité de transport réservée et stockage	312
3. <i>Les fonctions financières du stockage</i>	315
a) Négocier de gaz	316

b) Gains spéculatifs liés au stockage	316
c) Vers des marchés du transport et du stockage de gaz	318
B. LES OPTIONS STRATEGIQUES DES OPERATEURS	318
1. <i>Les variables de la concurrence</i>	319
a) Les clés du succès	319
b) L'influence du degré d'ouverture du marché à la concurrence	321
2. <i>L'interaction stratégique des acteurs</i>	322
a) Les données du problème	323
b) La défense de sa position dominante par le monopole	325
(i) Stratégie de prix-limite	325
(ii) Stratégies de barrières à l'entrée	328
(iii) Crédibilité de ces stratégies à long terme	329
c) Quels choix stratégiques pour les entrants potentiels ?	329
d) L'ouverture du monopole vers d'autres marchés	331
(i) Extension de l'emprise géographique	331
(ii) Diversification vers de nouvelles activités	332
C. QUELLE REGLEMENTATION POUR LE STOCKAGE ?	332
1. <i>Les enjeux du stockage</i>	333
a) Marchés contestables et stockage	334
b) Stockage et sécurité de l'approvisionnement	336
(i) Réduction des risques liés à une dépendance croissante vis-à-vis des importations	336
(ii) La spéculation, un danger pour la sécurité de l'approvisionnement ?	337
2. <i>Les options réglementaires applicables au stockage</i>	338
a) Confier la fonction d'équilibrage du réseau au transporteur	339
b) L'accès des tiers au stockage	340
c) Les conditions d'apparition d'un marché du stockage	342
d) Quelle orientation donner à la réglementation ?	345
e) Tarification de l'accès	346
CONCLUSION GENERALE	350
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	356

INDEX DES ABREVIATIONS	368
FACTEURS DE CONVERSION	369
PREFIXES	369
INDEX DES FIGURES	370
INDEX DES TABLEAUX	371
TABLE DES MATIERES	372

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