

Jean SYROTA,

Président de la Commission de Régulation de l'Electricité

RAPPORT
SUR L'OUVERTURE
DU MARCHE GAZIER FRANCAIS

24 octobre 2002

Sommaire

	Pages
Sommaire et liste des annexes	2 à 5
Liste des tableaux et figures	6
1. Synthèse et recommandations	7 à 20
2. Introduction	21
3. Situation et perspectives de la concurrence dans l'offre de gaz en Europe	22 à 41
3.1. Spécificités du marché du gaz	22 à 24
3.2. Situation et perspective de l'offre de gaz	24 à 30
3.3 Les voies d'une possible concurrence	31 à 36
3.4. Etat de l'ouverture du marché gazier européen	37 à 41
4. Retour d'expérience sur le marché français depuis août 2000	42 à 52
4.1. Approvisionnement et fourniture	44
4.2. Tarification du transport	46 à 50
4.3. Conditions contractuelles de mise en œuvre de l'ATR (<i>transport et livraison</i>)	50
4.4. Conditions d'accès aux terminaux méthaniers	51
4.5. Prestations auxiliaires de l'ATR (<i>modulation/équilibre – conversion</i>)	51 à 52

5. Tarification de l'accès aux réseaux de transport de gaz et aux installations de gaz naturel liquéfié	53 à 78
5.1. Tarification de l'accès aux réseaux de transport	53 à 54
5.1.1. Structures tarifaires	54 à 66
5.1.1.1. Tarification « entrée/sortie »	55 à 60
5.1.1.2. Tarification « à la distance pondérée »	61 à 66
5.1.2. Niveaux tarifaires	66 à 76
5.1.2.1. Charges de capital	66 à 74
5.1.2.2. Charges d'exploitation	74
5.1.2.3. Traitement des contrats de transit à long terme	75
5.1.2.4. Evolution des tarifs	75 à 76
5.2. Conditions d'accès aux réseaux de distribution	76
5.3. Conditions d'accès aux terminaux méthaniers	76 à 77
5.4. Recommandations et conclusions	78
6. Tarification de l'accès aux services auxiliaires (modulation et conversion)	79 à 85
6.1. Tarification du service de modulation	79 à 84
6.2. Tarification du service de conversion gaz H – gaz B	85
6.3. Recommandations et conclusions	85

7. Modalités de mise en œuvre de l'ATR	86 à 96
7.1. Contrats de transport et de raccordement	86 à 92
7.1.1. Problématique des contrats d'ATR	86 à 87
7.1.2. Transport du gaz (contrat d'acheminement ou de transport)	88 à 89
7.1.3. Livraison du gaz (contrat de raccordement)	90 à 91
7.1.4. Recommandations et conclusions	91 à 92
7.2. Prestations auxiliaires liées à l'ATR	92 à 93
7.2.1. Service de modulation	92 à 93
7.2.2. Recommandations et conclusions	93
7.3. Traitement des congestions et des refus d'ATR	93 à 96
7.3.1. Problématique générale	93 à 94
7.3.2. Critères d'attribution des capacités et traitement des éventuels refus d'accès	94 à 95
7.3.3. Recommandations et conclusions	95 à 96
8. Dissociation comptable des activités des opérateurs gaziers	97 à 100
8.1. Cadre juridique	97
8.2. Schémas de dissociation comptable des opérateurs gaziers	97 à 100
8.2.1 Gaz de France	97 à 98
8.2.2 Compagnie Française du Méthane	98 à 99
8.2.3 Gaz du Sud Ouest	99 à 100
8.2.4 TotalFinaElf	100
8.3. Recommandations et conclusions	100
9. Conclusion générale	101 à 103

Annexes

Annexes

Annexe 1 : Lettre de mission en date du 9 juillet 2001

Annexe 2 : Lettre de mission en date du 19 février 2002

Annexe 3 : Liste des parties prenantes consultées

Annexe 4 : Comparaison des structures tarifaires de type « entrée/sortie » et « point à point, à la distance »

Annexe 5 : Méthodologie pour l'élaboration d'une tarification « entrée/sortie » chez GSO

Annexe 6 : Offre d'accès des tiers aux terminaux méthaniers

Annexe 7 : Glossaire et table de conversions

Annexe 8 : Cartes des réseaux gaziers français et européens

Tableaux et Figures

	Pages
Tableaux :	
I. Part des compagnies pétro-gazières dans les principales sociétés de transport-commercialisation en Europe en 2001	26
II. Terminaux méthaniers en Europe	35
III. Principaux projets de terminaux de regazéification en Europe	35
IV. Taux d'ouverture légaux et estimations de la part des grands consommateurs industriels ayant changé de fournisseurs, en 2001	40
V. Modalités de mise en œuvre de l'ouverture des marchés gaziers en Europe : principaux éléments, en 2002	41
VI. Principales observations formulées par les clients industriels éligibles et leurs organisations professionnelles sur les conditions d'ouverture du marché gazier français	44
VII. Principales modifications des barèmes provisoires d'ATR de GDF	49
VIII. Charge tarifaire moyenne de GDF et d'un nouvel entrant	50
IX. Composantes du prix de transport dans le barème 2002 et des barèmes issus des études	63
X. Critères d'évaluation des barèmes tarifaires	64
XI. Calcul du coût du capital en Italie et au Royaume-Uni	73
Figures :	
1. Taux d'ouverture légale dans les principaux pays Européens	38
2. Réseau de transport GDF/CFM/GSO	47
3. Prix unitaire de transport sur un axe Taisnières – Fos, pour une expédition modulée en 320 jours	50
4. Exemple de représentation schématique d'une tarification zonale France entière	59
5. Représentation géographique des lignes de contraintes délimitant les zones tarifaires	60
6. Comparaison de prix unitaires de transport en modulation 330 jours	65
7. Comparaison de prix unitaires de transport en modulation 250 jours	66
8. Carte des points de modulation	81
9. Comparaison des prix unitaires de modulation des trois opérateurs français	83
10. Intercomparaison des offres de modulation des principaux opérateurs européens	85
11. Contrats de fourniture, de raccordement et d'acheminement	88

1. Synthèse et recommandations

Le présent rapport fait suite au « Rapport d'étape sur l'ouverture du marché gazier français », remis le 15 janvier 2002 au Ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, ainsi qu'au Secrétaire d'Etat à l'Industrie, dans le cadre des lettres de mission en date du 9 juillet 2001 (cf. annexe 1) et du 19 février 2002 (cf. annexe 2).

Il présente un bilan de l'ouverture du marché gazier français depuis août 2000, date d'entrée en vigueur de la directive 98/30/CE, et formule des recommandations, après une large consultation des parties prenantes, sur les questions essentielles devant entrer dans le champ de la future régulation gazière.

Le rapport a été élaboré avant le dépôt devant le Parlement du projet de loi relatif aux marchés énergétiques et au service public de l'énergie. Les recommandations qu'il formule devront, le moment venu, être adaptées aux dispositions de la loi.

Les spécificités du gaz par rapport à l'électricité

L'ouverture à la concurrence du marché gazier français, que consacre la future loi, doit s'effectuer suivant des modalités comparables à celles de l'électricité, avec un accès des tiers aux réseaux, transparent et non discriminatoire, au bénéfice de clients présentant un niveau de consommation supérieur à un seuil d'éligibilité devant être progressivement abaissé.

La future loi prévoit également la mise en place d'un régulateur devant veiller au bon fonctionnement du marché gazier et au règlement d'éventuels litiges.

Au-delà de ce parallélisme des formes, il existe d'importantes différences dans l'organisation des marchés électriques et des marchés gaziers, qu'il importe de prendre en compte dans les mécanismes de régulation.

Le gaz est substituable dans tous ses usages

Alors que l'électricité est devenue un produit quasiment irremplaçable, le gaz est entièrement substituable dans tous ses usages et il doit, de ce fait, être à tout moment compétitif avec les énergies alternatives, en particulier les produits pétroliers.

La France est entièrement dépendante des importations de gaz

La France couvre ses besoins et exporte de l'électricité, tandis qu'elle doit importer 97 % de ses besoins en gaz naturel. L'Union Européenne est, elle-même, dépendante des importations à hauteur de 45 %, cette dépendance devant atteindre 70 % en 2020.

Les ressources de gaz sont très concentrées et le marché gazier est peu fluide

Trois pays, l'Algérie, la Russie et la Norvège fournissent plus de 95 % du gaz importé dans l'Union Européenne. Les exportations à partir de l'Algérie et de la Russie sont assurées par des monopoles nationaux, Sonatrach et Gazprom.

Ces exportations se font dans le cadre de contrats à long terme offrant une flexibilité limitée.

Les disponibilités de court et moyen terme pouvant contribuer à une concurrence active sur le marché gazier sont encore très limitées (de l'ordre de 5 à 10 % de la consommation européenne). Contrairement au marché électrique caractérisé par une offre abondante, alimentée par des surcapacités de production, le marché gazier est peu fluide.

La demande gazière est en forte croissance

La demande gazière en France est en forte croissance (5 % par an, de 1997 à 2002 et 3 % prévus jusqu'en 2010), la situation étant similaire en Europe. Au delà du développement des réseaux gaziers nationaux, cette croissance devra s'accompagner de la réalisation d'un lourd programme d'investissements pour produire ce gaz hors d'Europe et l'acheminer par de nouvelles infrastructures de transport jusqu'au cœur des différents marchés européens.

L'ouverture du marché ne fait pas disparaître la nécessité, pour le gaz, des contrats à long terme

Les contrats à long terme, qui ont jusqu'à présent permis d'assurer le financement des investissements nécessaires, ne devraient que progressivement voir leur poids réduit, tandis que l'on assistera en parallèle à l'émergence progressive d'un marché de court et moyen terme plus fluide.

Cette spécificité du marché gazier implique que la régulation, qui a pour objectif de développer une concurrence susceptible d'améliorer le rapport qualité/prix pour les consommateurs, permette notamment un accès plus facile aux disponibilités les moins coûteuses de court et moyen terme. Un tel objectif est compatible avec celui de rendre possible le développement de nouvelles infrastructures lourdes devant garantir la sécurité des approvisionnements, tant pour les grands transits internationaux que pour les réseaux et les terminaux de gaz naturel liquéfié en France.

L'accès à un service de modulation est indissociable de l'ATR

Dans le cas de l'électricité, les fluctuations de la demande sont couvertes par le parc de production et ses réserves de capacité ; pour le gaz, il doit être fait appel au stockage souterrain afin d'équilibrer les variations de la demande, dont la saisonnalité est encore plus marquée que pour l'électricité.

De ce point de vue, l'accès à un service de modulation dans des conditions transparentes et non discriminatoires constitue un complément indissociable de l'accès des tiers aux réseaux.

Des divergences d'intérêt existent entre les pays européens

Alors que pour l'électricité les conditions de l'offre sont comparables dans tous les Etats membres, pour le gaz, elles varient considérablement selon que le pays est autosuffisant (Grande-Bretagne et Pays-Bas) ou fortement dépendant de l'offre importée (France et Espagne), la sécurité des approvisionnements - et notamment des grands transits de gaz – étant, pour ces derniers, primordiale.

Les réseaux de transport sont un élément prépondérant du patrimoine des opérateurs gaziers

Les opérateurs historiques de l'électricité couvrent l'ensemble de la chaîne (production, transport, distribution, commercialisation). Pour le gaz, la production est assurée par des producteurs nationaux ou des pétro-gaziers internationaux, alors que les opérateurs gaziers historiques – comme GDF, Ruhrgas... - assurent l'achat-revente, le transport, le stockage, la distribution et la commercialisation.

Aussi, pour ces derniers, les infrastructures de transport et de distribution de gaz naturel, qui entrent dans le champ de la régulation, représentent-elles l'essentiel de leurs actifs.

Il convient de souligner que l'activité de transport de gaz présente des risques différents de celle de l'électricité. D'une part, ce n'est pas tout à fait un monopole naturel, les opérateurs pouvant théoriquement se faire concurrence sur une même liaison. D'autre part, l'ouverture des marchés, en découplant la fourniture du transport, introduit un élément nouveau d'incertitude sur les conditions d'utilisation des infrastructures, avec un risque plus important pour le gaz que pour l'électricité, en raison de la concentration de l'offre et de l'éloignement des sources.

Les structures tarifaires du transport doivent prendre en compte les caractéristiques propres de l'électricité et du gaz

En Europe, les centrales électriques sont nombreuses et bien réparties. Elles sont reliées entre elles par un réseau de transport fortement maillé, ce qui conduit à généraliser des structures tarifaires du transport de l'électricité indépendantes de la distance (système « timbre poste »).

Le gaz, au contraire, provient d'un petit nombre de sources périphériques et les réseaux ne sont pas très maillés, ce qui confère à la distance un poids élevé dans le coût du produit et limite les possibilités de péréquation géographique des tarifs de transport.

Les marchés gaziers en Europe et en France

Le marché européen

L'approvisionnement est structuré par des contrats à long terme

Les réserves gazières mondiales sont abondantes et continuent à croître plus rapidement que celles du pétrole. Elles représentent aujourd'hui une soixantaine d'années de consommation. Elles sont concentrées, pour les 2/3 du total, en Russie et au Moyen-Orient, à près de 4 000 km des marchés européens (cf. carte en annexe).

Il en résulte que le transport du gaz jusqu'aux frontières de l'Union Européenne, puis son transit dans l'espace européen jusqu'aux marchés nationaux, constituent un élément essentiel du coût et de la sécurité des approvisionnements.

La consommation gazière de l'Union Européenne est d'environ 400 Gm³ en 2001. Elle devrait croître, en moyenne, de 2,5 à 3 % par an au cours des dix prochaines années, pour atteindre environ 500 Gm³ en 2010. La production domestique européenne devrait rester stable sur cette période ; c'est donc de nouvelles importations qui couvriront les accroissements prévisionnels de consommation.

Les importations actuelles se font essentiellement sur la base de contrats à long terme (de 20 à 25 ans) de type « take-or-pay ». Ces contrats sont construits de manière à permettre un prix du gaz, rendu dans chaque pays consommateur, compétitif avec celui des énergies alternatives, en particulier les produits pétroliers.

Les prix du gaz départ champs sont donc différents suivant sa destination finale. Ce mécanisme dit de « net-back » est favorable aux acheteurs les plus éloignés et il s'accompagne, en contrepartie, d'une clause dite « de destination », interdisant aux clients finals la revente du gaz sur le parcours intra-européen, ce qui limite considérablement les possibilités de concurrence entre opérateurs.

Cette logique ne devrait pas évoluer sensiblement avec l'ouverture des marchés. En effet, même si la Commission Européenne a déclaré illégales les clauses de destination, il est probable que, dans la pratique, les grands exportateurs seront à même de contourner la difficulté en transportant leur gaz jusqu'aux pays de consommation finale, pour garder leurs parts de marché ; ils n'ont, en outre, aucun intérêt à faciliter une concurrence « gaz-gaz ».

Les disponibilités de court et moyen terme sont réduites

Le gaz disponible à court et moyen terme, qui alimente en particulier le marché « spot », est limité. Il provient, d'une part, des productions domestiques actuelles non engagées dans le cadre de contrats à long terme – soit, aujourd'hui, 15 Gm³/an à destination du continent européen à partir de la Grande-Bretagne – ainsi que de productions domestiques nouvelles, situées essentiellement en Norvège, qui devraient progressivement atteindre 30 Gm³/an à l'horizon 2010. A ces quantités, viennent s'ajouter, d'autre part, les disponibilités en gaz liquéfié en excédent des flux commerciaux dédiés à long terme, qui représentent aujourd'hui 5 Gm³/an et pourraient atteindre 15 Gm³/an en 2010.

Ainsi, c'est seulement 5 à 10 % des besoins européens qui peuvent être alimentés par des ressources plus fluides et parfois moins coûteuses que les ressources de long terme.

La croissance du gaz est portée par la production d'électricité

La croissance de la demande de gaz proviendra, dans les années à venir, pour plus de 50 % des besoins, de la production d'électricité en Europe. En parallèle, les nouvelles capacités de production d'électricité, faisant appel aux turbines à gaz à cycles combinés, devraient représenter environ 50 % de l'accroissement du parc européen.

Les opérateurs électriques manifestent donc un intérêt croissant pour le gaz naturel et l'on voit apparaître, notamment en Allemagne et en Italie, des rapprochements entre électriciens et gaziers.

Les pétro-gaziers, de leur côté, qui contrôlaient une partie des grands opérateurs intégrés européens, ont désormais tendance à se désengager des activités de transport régulées et à se concentrer sur leurs activités de production et de négoce, aux deux extrémités de la chaîne de valeur du gaz.

Le marché français

Offre et demande

La consommation de gaz naturel en France a été de 42 Gm³ en 2001, soit environ 10 % de la consommation totale de l'Union Européenne. La part du gaz naturel dans le bilan énergétique français est de 14 %. Elle est plus grande dans d'autres pays européens, notamment dans ceux qui sont d'importants producteurs de gaz. La moyenne européenne est de 21 %.

Cette consommation est répartie à raison de 47 % pour l'industrie, 36 % pour le résidentiel et 17 % pour le tertiaire. La croissance de la demande a été d'environ 5 % au cours des cinq dernières années et devrait rester forte au cours de la présente décennie.

La production nationale, en provenance du gisement de Lacq, qui est aujourd'hui en fin de vie, ne représente plus que 2 à 3 % des approvisionnements.

Les importations assurent donc la quasi-totalité des besoins français. Elles proviennent essentiellement de quatre pays : Norvège pour 29 %, Algérie et Russie pour 25 % chacun, Pays-Bas pour 13 %.

Gaz de France (GDF), dont le monopole d'importation sera supprimé par la nouvelle loi, a couvert, dans le passé, les besoins français par des contrats à long terme comportant des clauses de « take-or-pay », dont la durée moyenne restant à courir est de l'ordre de 15 ans. Mais GDF a également conclu récemment deux nouveaux engagements contractuels à long terme, avec l'Egypte et les Pays-Bas, pour des volumes significatifs.

Il en résulte une saturation du bilan gazier français, au moins pour les cinq prochaines années, si la totalité des engagements souscrits devait être commercialisée sur le marché national, limitant ainsi fortement les possibilités d'importation en France de ressources nouvelles de gaz à court et moyen terme. Les importations de gaz à court terme n'ont ainsi représenté qu'environ 5 % du bilan national en 2001.

Dans ce contexte, GDF une faculté bien plus grande qu'aux nouveaux entrants d'arbitrer, à tout moment, entre les conditions de prix des contrats à long terme et celles des marchés « spot ».

Un tel comportement des opérateurs historiques est assez général en Europe. Pour remédier à cette situation, certains pays (Grande-Bretagne, Italie, Espagne) ont mis en œuvre, dans le cadre de leur législation nationale, des programmes consistant à imposer à leur opérateur historique la remise temporaire sur le marché, au bénéfice de nouveaux entrants, d'une fraction du portefeuille de contrats à long terme (release gas), voire à limiter normativement sa part de marché.

S'agissant de la France, il semble d'abord nécessaire d'introduire de nouvelles conditions d'accès des tiers aux réseaux, en particulier tarifaires, avec un double objectif : d'une part, rétablir une certaine symétrie entre GDF, capable de minimiser sa facture de transport grâce à un accès à tous les points d'importation, et les nouveaux entrants n'ayant, le plus souvent, accès qu'à un seul point source ; d'autre part, élargir la zone géographique dans laquelle les consommateurs peuvent utilement faire jouer leur éligibilité.

Cette première disposition étant prise, si l'ouverture du marché s'avérait insuffisante, il serait nécessaire d'adopter des dispositions plus contraignantes, du type de celles qui ont été décrites précédemment.

Organisation du marché et des opérateurs

Le réseau français de transport, d'une longueur totale de 36 000 km, appartient pour 88 % à GDF, 10 % à GSO (filiale à 70 % de TFE et à 30 % de GDF) et 2% à SEAR (filiale à 70% de TFE et à 30% de la Caisse des Dépôts et Consignations). Une partie du réseau de GDF, dans le centre de la France est exploitée par la Compagnie Française du Méthane (CFM, filiale à 55 % de GDF et à 45 % de TFE). cf. carte en annexe.

GDF, CFM et GSO sont les opérateurs de l'accès des tiers aux réseaux dans leurs zones respectives. Ils assurent également la commercialisation du gaz auprès de la clientèle industrielle et des distributions publiques. L'ouverture du marché met désormais ces sociétés en concurrence pour l'activité de négoce. Il paraît donc souhaitable, pour une bonne mise en œuvre de cette concurrence, que les participations croisées de GDF et de TFE soient dénouées.

Les trois quarts de la population française, soit 45 millions d'habitants, résident dans des communes alimentées en gaz. Le réseau de distribution, d'une longueur de 170 000 km, appartient aux collectivités locales qui en concèdent l'exploitation à GDF, à l'exception de 17 distributeurs non nationalisés et des nouveaux distributeurs exerçant leurs activités dans les communes qui ne sont pas inscrites dans le plan de desserte de GDF, conformément à la loi du 2 juillet 1998. Le prix du gaz, pour la clientèle résidentielle et tertiaire, est structuré en 6 niveaux tarifaires, en fonction de l'éloignement de la zone de desserte par rapport au réseau de transport.

La France a une capacité de stockage souterrain de 12 Gm³, qui permet de couvrir les besoins de modulation et la sécurité du marché. La capacité de stockage devra être développée avec l'accroissement de la demande. GDF possède 13 stockages souterrains dans l'ensemble de la France et TSGF, filiale à 100 % de TFE, 2 stockages dans le sud-ouest.

Les importations s'effectuent, pour 75 % du total, au travers des points d'entrée du Nord et de l'Est de la France (Dunkerque, Taisnières, Obergailbach) et, pour 25 %, au travers des terminaux de gaz naturel liquéfié situés sur les façades atlantique (Montoir, près de Nantes) et méditerranéenne (Fos).

Les capacités disponibles de ces terminaux, après couverture des contrats à long terme de GDF, sont limitées à 1 Gm³/an pour Fos et 2 Gm³/an pour Montoir. Les conditions tarifaires actuelles rendent, en outre, difficile l'importation, par de nouveaux entrants, de quantités additionnelles de gaz naturel liquéfié dans ces terminaux. Or, elle permettrait un meilleur équilibre du réseau français, actuellement affecté par des congestions, essentiellement dans le sens nord-sud, et donc, une extension de la concurrence dans le sud de la France.

A plus long terme, la disparition de ces congestions ne pourra résulter que de la construction de nouveaux terminaux de gaz naturel liquéfié dans la moitié sud de la France et de l'accroissement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne.

En résumé, la situation des approvisionnements gaziers français au moment de l'ouverture des marchés européens n'est pas favorable à l'apparition d'une concurrence spontanée :

l'offre est structurée sur un petit nombre de contrats de long terme avec les grands producteurs extérieurs ;

sauf à ce que GDF commercialise hors de France une partie significative de ses engagements contractuels, le bilan prévisionnel ressources/consommations du pays restera saturé pendant au moins 5 ans ;

les grands exportateurs de gaz ne sont pas prêts à concurrencer leurs propres clients historiques en vendant à des consommateurs des quantités de gaz plus faibles et à un prix inférieur à ceux de leurs contrats long terme ;

la moitié sud de la France peut difficilement bénéficier de la concurrence.

Pour favoriser la concurrence dans l'offre de gaz et, en particulier, permettre aux consommateurs d'avoir accès aux ressources de gaz de court et moyen terme, il est important de développer les capacités et les points d'entrée sur le réseau français et de faciliter les échanges avec la création d'une ou plusieurs place(s) de marché (hubs), voire d'une bourse comparable à celle de l'électricité.

C'est là un enjeu majeur pour la France, qui occupe une position clé sur le réseau gazier européen et devrait pouvoir jouer un rôle de « plaque tournante » pour les échanges de gaz : elle est, en effet, située au croisement des gazoducs acheminant vers le cœur de l'Europe les ressources de gaz de Mer du Nord et de Russie ainsi que celles en provenance d'Algérie. En outre, elle dispose, à la fois, d'une façade sur l'Atlantique et sur la Méditerranée, ce qui constitue un atout important pour le GNL.

Le bilan de l'ouverture du marché gazier français depuis le 10 août 2000

Depuis le 10 août 2000, la Directive 98/30/CE s'applique directement, pour certaines de ses dispositions, même en l'absence de loi de transposition. Elle rend éligibles à la concurrence les consommateurs industriels de plus de 25 Mm³/an sur un site, ce qui correspond à 20 % du marché français.

A la date de ce rapport, neuf industriels ont changé de fournisseurs pour 16 sites consommant au total 2 Gm³/an. Cela représente environ 25 % du volume éligible, mais seulement 5 % du marché global français.

Hors les reprises par GDF Négocier de sites précédemment alimentés par sa filiale à 55 % CFM, ce taux est de 4% du marché. On notera, toutefois, dans la comparaison avec les autres pays européens, que la France n'offre pas de débouché important pour la production d'électricité.

On constate qu'aucun consommateur éligible n'a bénéficié de l'ouverture à la concurrence dans la moitié sud de la France, ce qui est imputable au poids élevé de la distance dans les barèmes provisoires de l'ATR, dès lors que l'offre de gaz à court et moyen terme est concentrée au nord de l'Europe.

On note enfin que la consommation unitaire moyenne des sites ayant changé de fournisseur est près de six fois supérieure au seuil actuel d'ouverture (25 Mm³/an).

Le rôle du futur régulateur devra donc être de veiller à la transparence et à l'équité des conditions d'accès à la concurrence, même si celle-ci devrait rester, à terme prévisible, d'une intensité assez limitée.

La nécessité d'une harmonisation des modes de régulation en Europe

L'enjeu essentiel, comme cela a été indiqué précédemment, est de permettre l'émergence, à l'échelle européenne, d'une concurrence ouverte et diversifiée dans l'offre de gaz à la clientèle éligible, tout en maintenant un cadre structurel permettant d'assurer le financement des grands projets internationaux du gaz naturel et de GNL.

La mise en place d'un marché paneuropéen, présentant à la fois des garanties au plan de la sécurité des approvisionnements et de l'accès des consommateurs à une offre fluide et concurrentielle, nécessite un cadre de régulation adapté. La mise en œuvre d'un ATR régulé, un accès transparent aux instruments de souplesse (prestations de modulation) et une tarification approuvée par un régulateur indépendant, constituent un préalable.

On constate, en effet, qu'il existe un certain nombre de barrières à l'entrée des nouveaux opérateurs, que des choix de régulation efficace devraient contribuer à aplanir.

Ce constat s'applique à la France mais également à la plupart des autres pays d'Europe continentale, en particulier l'Allemagne où l'ouverture réelle est la moins avancée, d'après la Commission européenne (DG-TREN), alors que l'ouverture affichée y est de 100 %. Une harmonisation des modes de régulation est indispensable si l'on veut tendre vers un marché unique européen du gaz. La France doit jouer un rôle actif dans ce processus afin, d'une part, de ne pas laisser une marge de manœuvre excessive aux pays à travers lesquels transitent ses principaux approvisionnements et, d'autre part, de tirer parti de sa situation géographique particulière au carrefour de l'Europe gazière.

Les grands enjeux de régulation gazière en France

Favoriser, par la tarification de l'accès aux réseaux, la fluidité du marché du gaz en France

La tarification mise en place, en août 2000, par les opérateurs gaziers français facturait le transport à la distance. Elle ne prenait pas en compte la réalité des flux physiques dans les réseaux. Dans la pratique, en effet, les consommateurs sont approvisionnés, dans la limite des capacités disponibles, à partir du point d'importation le plus proche du site de consommation, quelle que soit l'origine contractuelle de leur gaz. En revanche, le transport qui leur était facturé ne prenait en compte que la distance contractuelle.

La tarification provisoire des opérateurs gaziers français était ainsi fortement pénalisante pour l'ouverture à la concurrence, dans la mesure où elle entraînait, d'une part, des coûts de transport dissuasifs au-delà d'une certaine distance et, d'autre part, une discrimination,

dans le coût de transport, entre GDF Négoce qui bénéficie de l'accès à l'ensemble des points d'importation et les nouveaux entrants qui n'ont, en pratique, accès qu'à ceux situés au nord de la France.

Pour mieux prendre en compte les flux physiques, il avait été suggéré dans le rapport d'étape de substituer à la distance contractuelle de transport « une distance pondérée » faisant intervenir non seulement la distance contractuelle mais également la distance entre le site d'enlèvement du gaz et le point le plus proche d'entrée du gaz sur le réseau national.

En cohérence avec les recommandations de ce rapport, une nouvelle tarification est entrée en application le 1^{er} janvier 2002, qui prend en compte « une distance pondérée » dans le rapport 2/3 (distance contractuelle) et 1/3 (distance au point d'entrée le plus proche). Elle constitue un premier pas positif, mais trop limité, car elle ne corrige pas suffisamment la dissymétrie mentionnée précédemment.

Deux voies d'amélioration sont possibles : l'une consiste à augmenter, à hauteur d'au moins 50 %, le poids donné au point d'entrée physique le plus proche, l'autre à adopter une tarification dite « entrée/sortie » qui fait disparaître tout lien entre le point d'entrée contractuel et le point de sortie.

Dans l'application, en France, d'une tarification « entrée/sortie », il faut tenir compte, d'une part, de l'existence de trois opérateurs de transport et, d'autre part, des limites de capacité sur le réseau. Dans un premier temps, la création de plusieurs zones tarifaires paraît nécessaire. A terme, des investissements destinés à éliminer les congestions devraient permettre d'évoluer vers une seule zone tarifaire par opérateur.

L'avantage d'une tarification « entrée/sortie » est de permettre, dans chaque zone, des échanges pour les volumes de gaz ayant acquitté le terme d'entrée. Une tarification de cette nature est déjà en application en Grande-Bretagne et en Italie.

Notre recommandation est d'introduire, dès l'entrée en vigueur de la loi, une telle tarification.

5.2 Harmoniser les niveaux des tarifs d'accès aux réseaux français avec ceux des autres pays européens

S'agissant des niveaux tarifaires, le rapport confirme la nécessité de retenir, pour la valeur des capitaux à rémunérer au titre de chacun des réseaux, les prix de cession des réseaux de transport aux opérateurs gaziers résultant des travaux de la commission spéciale constituée en application de la loi de finances rectificative pour 2001 (commission Hourri). Ces prix de cession sont sensiblement inférieurs aux valeurs des bases d'actifs retenues par les opérateurs pour le calcul des barèmes provisoires d'ATR en vigueur depuis le 10 août 2000.

Le rapport formule également des recommandations en ce qui concerne les autres paramètres de détermination des niveaux tarifaires, c'est-à-dire la durée et le mode de calcul des amortissements, le taux de réévaluation des investissements et le taux de rémunération des capitaux. Pour les amortissements, le rapport recommande le choix d'amortissements linéaires plutôt que celui d'un amortissement progressif, sur des durées correspondant aux durées de vie économique des ouvrages, soit 50 ans pour les canalisations et 30 ans pour les stations de compression.

Il est, par ailleurs, recommandé de conserver une certaine rémunération des actifs, au delà, de leur période d'amortissement économique, de manière à ne pas inciter les opérateurs à renouveler systématiquement les ouvrages amortis mais encore aptes au service.

Le taux de rémunération du capital devrait, logiquement, être relié au coût moyen pondéré du capital (CMPC). Si l'on prend en compte un endettement normatif, pour les opérateurs gaziers, en ligne avec les pratiques européennes, on aboutit à une fourchette de taux réels avant impôts allant de 7 à 8 % ; il appartiendra au régulateur d'en proposer le niveau, le moment venu. Cette fourchette de taux, sensiblement supérieure à celle généralement retenue pour l'électricité, intègre les éléments de risque spécifiques à l'activité gazière.

Il est également suggéré de considérer un taux de rémunération légèrement supérieur pour les investissements nouveaux, pendant une durée limitée, de façon à favoriser le développement des infrastructures nécessaires au bon fonctionnement du marché. Ce taux serait appliqué à tous les nouveaux projets, dans le cadre de l'examen des programmes d'investissements des opérateurs par le régulateur.

Par ailleurs, les charges d'exploitation devraient être déterminées sur la base de la nouvelle comptabilité de l'activité dissociée de transport, mise en œuvre par les opérateurs conformément aux recommandations exprimées dans le rapport du 15 janvier 2002. Ces charges devront être validées par le régulateur, certains éléments présentés par les opérateurs, au titre du seul transport, ne paraissant pas justifiés.

Au plan de la méthode de détermination et de révision périodique de la tarification de l'accès des tiers aux réseaux, le rapport recommande une concertation étroite avec les opérateurs et la mise en place d'incitations à l'investissement et aux gains de productivité, ces derniers étant à partager entre opérateurs et consommateurs.

En affichant une trajectoire de tarifs relativement longue (de l'ordre de 5 ans), le régulateur pourrait ainsi inciter les opérateurs à de réels efforts de gestion. A cet égard, la méthode du « price cap » (affichage à l'avance d'un niveau de tarif) apparaît préférable à celle du « revenue cap » (affichage à l'avance d'un montant, en valeur absolue, de charges à couvrir), dans la mesure où elle intéresse l'opérateur à l'amélioration des paramètres de productivité. Compte tenu du temps nécessaire pour mettre en place avec les opérateurs un tel système d'incitation aux gains de productivité, il paraît souhaitable d'attendre une à deux années pour exprimer cet objectif à travers une formule contractuelle.

La mise en place d'une méthode de régulation efficace suppose que le régulateur dispose d'une information fiable et auditée, qui doit reposer sur l'exercice d'un droit d'accès aux données pertinentes des opérateurs de réseaux sur leurs activités, leurs comptes et leurs programmes d'investissements.

Introduire en France une plus grande souplesse dans les conditions contractuelles de l'ATR et des services auxiliaires (modulation), en ligne avec les meilleures pratiques européennes

La lourdeur des modalités contractuelles d'accès aux réseaux de transport est de nature à décourager les initiatives de la plupart des clients éligibles.

Le rapport met ainsi en évidence les principaux axes de progrès suivants :

l'assouplissement de la durée des engagements de souscription : actuellement fixée à un an ferme, elle pourrait être proposée pour des périodes infra-annuelles et pluri-annuelles, comme c'est déjà le cas au Royaume-Uni, en Allemagne et aux Pays-Bas ;

la mise en place d'un service de modulation/flexibilité transparent et non-discriminatoire. A cet égard, il paraît indispensable, d'une part, que ce service soit localisé hors du périmètre de GDF Négoce et de CFM Négoce, eux-mêmes en concurrence avec les fournisseurs de gaz y faisant appel, et, d'autre part, que son niveau soit réexaminé en vue d'éliminer certaines discriminations constatées, notamment avec les clients éligibles conservés par les opérateurs historiques bénéficiant d'une modulation intégrée à la fourniture de la molécule et au transport (tarif STS).

Fixer les conditions d'accès aux réseaux de distribution

Les paragraphes 5.1, 5.2 et 5.3 concernent l'accès aux réseaux de transport.

L'accès des tiers aux réseaux concerne aussi la distribution.

Or, depuis le précédent rapport, la future loi prévoit l'éligibilité de l'ensemble des sites de cogénération, dont 600 sont raccordés aux réseaux de distribution.

Les conditions d'accès à ces réseaux de distribution devront donc être déterminées simultanément à celles des réseaux de transport.

Faciliter l'accès au marché français des cargaisons de gaz naturel liquéfié (GNL)

Le réexamen des conditions d'accès aux terminaux de GNL paraît également nécessaire. Le rapport met en évidence, sur ce point, que la tarification actuelle de GDF constitue une barrière à l'entrée pour les importations de GNL « spot » ou limitées à quelques cargaisons de GNL⁽¹⁾ par an, alors que de telles importations permettraient de développer la concurrence gazière sur le marché français.

Les seules initiatives prises pour importer en France des cargaisons spot de GNL sont ainsi le fait de GDF Négoce, alors même que ce marché « spot » se développe rapidement et porte aujourd'hui sur près d'une cinquantaine de cargaisons de GNL par an, à destination des différents marchés de l'Europe, des Etats-Unis ou de l'Extrême Orient, en fonction de l'évolution des prix.

Par ailleurs, pour réduire les congestions entre le nord et le sud de la France, il convient de développer de nouveaux terminaux de regazéification de GNL sur les façades méditerranéenne et atlantique, ainsi que les interconnexions avec l'Espagne. C'est la condition nécessaire pour que la concurrence soit effective dans la moitié sud de la France.

La future loi prévoit un accès régulé des tiers aux installations de GNL. La tarification correspondante devra être fondée sur des coûts convenablement identifiés dans les comptes de GDF Transport, ce que seule la séparation comptable permet d'obtenir. La nature des risques de l'activité GNL étant différente de celle du transport, les conditions à retenir pour la tarification, notamment le taux de rémunération du capital, pourront être différentes, comme c'est le cas en Italie et en Espagne.

⁽¹⁾ : Une cargaison de GNL, sur un méthanier de 135 000 m³, représente un volume de gaz regazéifié de 80 Mm³, soit plus de 3 fois le niveau actuel du seuil éligibilité. Le rapport montre, sur ce point, que le tarif de regazéification de GDF ne devient compétitif que pour un flux d'importation supérieur à 8 cargaisons par an.

Améliorer la transparence sur les capacités d'entrée dans les réseaux

Le rapport note la nécessité d'approfondir, avec les opérateurs gaziers, les modalités de détermination des capacités techniques d'entrée et de transport dans les réseaux et de fixer, avec eux, des objectifs précis en vue de la disparition aussi rapide que possible des congestions aux points d'entrée aux frontières ou sur certains axes du réseau. L'ensemble de ces données, vérifiées par le régulateur, devra être accessible à tous les intervenants.

Améliorer la transparence sur la dissociation comptable

Le rapport rend compte, enfin, de l'état d'avancement des travaux des opérateurs gaziers en matière de dissociation comptable. Il relève qu'en conformité avec les recommandations du rapport d'étape du 15 janvier 2002, les opérateurs ont retenu, à partir du 1^{er} janvier 2002, un schéma de dissociation comptable censé refléter les contours économiques des différentes activités dissociées et leurs relations financières, tout en respectant la fluidité des cash flows au sein de l'entreprise. Il conviendra cependant de doter le régulateur des pouvoirs nécessaires en vue d'assurer une dissociation comptable transparente et ne masquant aucune subvention croisée.

Conclusions

Le rapport note que l'absence de transposition en France de la Directive 98/30/CE, si elle n'a pas empêché une certaine ouverture du marché, présente néanmoins des inconvénients sans cesse croissants : au plan interne, en laissant à la seule discrétion des opérateurs les mesures nécessaires à l'ouverture du marché à la concurrence et, au plan externe, en alimentant à l'étranger un ostracisme commercial vis-à-vis des opérateurs français.

Le rapport fait également ressortir que l'ouverture du marché à la concurrence ne bénéficie actuellement qu'aux consommateurs éligibles situés dans la partie nord de la France en raison, à la fois, de la structure de l'offre et du poids de la distance dans la tarification. L'introduction d'une tarification «entrée/sortie» pourrait permettre d'élargir le champ de la concurrence, la réalisation d'un programme de développement de nouvelles capacités d'importation dans le sud et dans l'ouest de la France étant cependant nécessaire pour pouvoir consolider durablement cette possibilité.

L'encadré ci-après reprend les principales recommandations qui font l'objet d'une analyse détaillée dans le rapport.

PRINCIPALES RECOMMANDATIONS

TARIFICATION

Structure du tarif de transport

- mettre en place, dès l'entrée en vigueur de la future loi, une tarification « entrée/sortie » en vue de réduire l'impact de la distance, de faciliter les échanges de gaz et de permettre l'émergence de marchés secondaires en France ;
- si un délai apparaissait nécessaire, procéder, à titre transitoire, à la révision de la structure tarifaire en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2002 en portant le poids de la source la plus proche à au moins 50 %.

Niveau du tarif de transport

- prendre en compte les actifs immobilisés à leur valeur économique telle que déterminée par la commission spéciale, instituée par l'article 81 de la loi de finance rectificative pour 2001 (Commission Hourri) ;
- retenir un amortissement linéaire des investissements et des durées de vie correspondant aux durées économiques des différents équipements, soit 50 ans pour les canalisations et 30 ans pour les stations de compression ; retenir un taux de rémunération du capital en ligne avec les pratiques des autres grands opérateurs européens, toutes choses égales par ailleurs, ce qui devrait conduire à une fourchette de taux allant de 7 à 8 %; un taux de rémunération supérieur serait consenti pour les nouveaux investissements ;
- valider, avec les opérateurs, le niveau des charges d'exploitation à retenir, notamment à la lumière des comptes dissociés, tels qu'approuvés par le régulateur ;
- retenir avec les opérateurs des objectifs de productivité dans l'évolution des tarifs et les intéresser à l'atteinte de ces objectifs.

Conditions d'accès aux réseaux de distribution

- déterminer les conditions d'accès aux réseaux de distribution, en particulier les conditions tarifaires, pour permettre à l'ensemble des sites de cogénération d'exercer leur éligibilité.

Niveau du tarif des services de modulation

- s'assurer de la compétitivité des tarifs des services de modulation offerts en France par rapport à ceux pratiqués dans les autres pays européens ;
- supprimer la discrimination tarifaire constatée entre le coût du service de modulation et celui incorporé dans les tarifs des opérateurs historiques dans le cas d'une fourniture intégrée de gaz (barèmes STS).

Conditions d'accès aux installations de GNL

- réviser, dès l'entrée en vigueur de la future loi, les conditions d'accès des tiers aux terminaux de regazéification de GNL, en particulier pour permettre un accès plus facile au marché français, de cargaisons spot de GNL.

MODALITES DE MISE EN ŒUVRE DE L'ATR

Contrat de transport

- mettre en place un code de réseau pour chacun des opérateurs, contenant l'ensemble des dispositions communes relatives aux conditions d'accès aux réseaux de transport (hors tarification) ;
- assouplir les conditions de réservation de capacités de transport, à la fois dans le sens de durées plus courtes (contrats infra-annuels) et plus longues (contrats pluri-annuels).

Modulation/Equilibrage

- autoriser les échanges de gaz, de modulation et de capacités de transport entre les expéditeurs, de manière à permettre la création de marchés secondaires comparables aux *hubs* en voie de généralisation en Europe ;
- instaurer un service de modulation/équilibrage transparent et non discriminatoire pour l'ensemble de la clientèle éligible, qu'elle soit ou non conservée par les opérateurs historiques.

Congestions et refus d'ATR

- donner au régulateur les moyens d'inciter à la réalisation des investissements nécessaires sur les réseaux de transport et les terminaux de GNL afin d'éliminer les congestions existantes ou potentielles ;
- assurer la transparence des capacités disponibles en ces points (publication) ;
- assurer l'égalité de traitement entre les clients éligibles, qu'ils aient ou non changé de fournisseur, pour l'attribution des capacités.

DISSOCIATION DES ACTIVITES

- s'assurer que GDF, CFM et GSO seront en mesure de présenter, pour 2002, des bilans et comptes d'exploitation correspondant bien intrinsèquement à chacune des activités dissociées ;
- dissocier comptablement les activités relatives aux installations de GNL, de façon à permettre d'établir une tarification de l'accès à ces infrastructures ;
- faire apparaître le coût du transport sur la facture de gaz de l'ensemble des consommateurs éligibles ;
- dans l'attente de la future directive, mettre en œuvre immédiatement la séparation fonctionnelle entre l'activité de négoce et les activités auxiliaires de flexibilité/modulation et de conversion de gaz naturel.

2. Introduction

La méthode de travail retenue a consisté, d'une part, à recueillir autant d'informations que possible sur l'ouverture du marché français et les conditions de son fonctionnement depuis le 10 août 2000 et, d'autre part, à approfondir l'ensemble des questions spécifiques constituant les domaines essentiels de préfiguration de la régulation gazière, en consultation avec les Pouvoirs Publics (DGEMP, DGCCRF, Direction de la Prévision et Conseil de la Concurrence) et l'ensemble des parties prenantes (opérateurs gaziers, industriels, associations professionnelles, principaux clients éligibles, nouveaux entrants potentiels, régulateurs européens) - cf. liste en annexe 3.

En cohérence avec ce fil directeur, le présent rapport est structuré en deux parties essentielles :

- les chapitres 3 et 4 présentent, d'une part, la problématique de la concurrence dans l'offre de gaz en Europe et ses conséquences sur l'ouverture du marché et, d'autre part, un premier retour d'expérience sur le fonctionnement du marché gazier français depuis le 10 août 2000 ;
- les chapitres 5 à 8 présentent des synthèses partielles sur chacun des sujets énoncés par la lettre de mission :
 - une réflexion prospective et consolidée sur l'évolution de la tarification de l'accès des tiers aux réseaux de transport de gaz et aux installations de gaz naturel liquéfié (chapitre 5), ainsi qu'aux services auxiliaires de modulation et de conversion (chapitre 6) ;
 - une analyse critique des documents contractuels directement liés à la mise en œuvre de l'ATR : transport et raccordement du gaz (chapitre 7.1), services auxiliaires de modulation et de conversion (chapitre 7.2) ;
 - une réflexion sur le traitement des congestions et des refus d'ATR, même si ces contraintes n'ont pas à ce jour véritablement affecté le marché français (chapitre 7.3.) ;
 - une analyse pour chacun des opérateurs gaziers de la problématique et de l'état de la dissociation comptable de leurs activités intégrées (chapitre 8).

3. Situation et perspectives de la concurrence dans l'offre de gaz en Europe

3.1 Spécificités du marché du gaz

Les directives de 1996 et 1998 organisent l'ouverture respective des marchés électriques et gaziers au sein de l'Union Européenne suivant les mêmes principes généraux (ouverture des réseaux au bénéfice de clients éligibles atteignant un seuil de consommation, lui-même progressivement abaissé), mais il apparaît que les facteurs pouvant conduire à la création d'un véritable marché sont bien différents pour l'une et l'autre des énergies.

La concentration de l'offre de gaz, le coût unitaire des projets d'approvisionnement et la problématique de leur financement ont conduit à l'organisation de flux commerciaux de long terme :

- l'Union Européenne est de plus en plus dépendante d'une offre extérieure lointaine (de 40 % aujourd'hui, la dépendance de ressources en provenance de Russie, d'Algérie, du Nigéria, d'Egypte, du Moyen-Orient... pourrait atteindre près de 70 % en 2020) et fortement concentrée (les trois quarts des volumes importés sont fournis par les monopoles nationaux que sont Gazprom en Russie et Sonatrach en Algérie...). L'approvisionnement à partir de ces sources de gaz implique le montage de grands projets – dont l'importance unitaire est de l'ordre de plusieurs milliards d'Euros – tant pour le développement des gisements que pour les infrastructures de transport (canalisations et/ou chaînes de GNL) ;
- l'économie de ces projets, dont dépendent la sécurité et la diversification des approvisionnements européens, commande leur dimensionnement à l'échelle de plusieurs pays consommateurs et soulève ainsi la question des transits paneuropéens de gaz, en particulier celle de la compatibilité de ces transits avec la juxtaposition des ATR nationaux des pays traversés ;
- le financement de ces projets nécessite la mise en œuvre d'une couverture convenable des risques liés à l'utilisation des capacités de production et de transport, par le recours à des contrats de long terme (contrats dits « take-or-pay » pour la production et « ship-or-pay » pour le transport) matérialisant des engagements durables sur les flux ;
- ces contrats constituent la clé de voûte du financement des projets et il ne semble pas possible de s'en affranchir à brève échéance, contrairement à ce que l'on observe pour l'électricité. En effet, la substitution par le marché de la garantie de volume qu'offrent les contrats à long terme ne deviendra possible que lorsque les marchés « spot » du gaz en Europe auront acquis une importance et une crédibilité suffisantes. Or, deux ans après l'entrée en vigueur de la Directive 98/30/CE, ceux-ci ne représentent encore qu'une très faible part du volume des transactions physiques de gaz sur le continent ;
- l'impératif économique conduit à dimensionner les grands projets à hauteur des quantités contractuelles, ce qui laisse, pour l'instant, peu de place pour des fournitures de type « spot » en complément des flux dédiés ;
- les contrats de vente à long terme sont également des instruments de la politique commerciale des producteurs visant à pénétrer des marchés de plus en plus lointains,

avec alignement des prix rendus du gaz sur ceux des produits pétroliers. Ces derniers étant largement péréqués en Europe, en raison du faible poids du coût du transport du pétrole, les producteurs de gaz sont ainsi conduits à consentir des prix du gaz, départ gisements, différents pour compenser les coûts de transport du gaz fortement croissants avec la distance. C'est ce que l'on qualifie de politique du « netback ». En contrepartie, les acheteurs ont accepté dans le passé des clauses dites de « territorialité » ou de « non-revente » par lesquelles ils s'engageaient à ne pas commercialiser le gaz en amont de leur propre marché ;

- l'ouverture des marchés ne rend donc pas automatiquement possible le décloisonnement des marchés et l'apparition d'une concurrence « gaz-gaz ». En effet, compte tenu de ce qui précède, les grandes canalisations internationales de transit acheminant les flux dédiés de gaz hollandais, russe, norvégien et algérien vers les différents marchés européens ne peuvent pas aujourd'hui servir de vecteur de concurrence entre les opérateurs historiques qu'elles desservent. Ainsi, par exemple, GDF ne pouvait-il commercialiser en Allemagne – en concurrence avec Ruhrgas ou Wingas – du gaz russe, acheté dans le cadre de ses contrats long terme avec Gazprom, en effectuant des prélèvements le long du tracé de la canalisation MEGAL, dont il est pourtant actionnaire à 43 %. De même, Enagas ne pouvait-il faire concurrence à GDF ou GSO avec le gaz norvégien transitant par la France, via la canalisation Lacal ;
- la nature anti-concurrentielle des clauses de « territorialité » a bien été relevée par la Commission Européenne qui les a déclarées illégales et en demande l'abrogation, sans toutefois s'opposer au principe des contrats à long terme. Cette abrogation pourrait se révéler insuffisante pour permettre le décloisonnement des marchés. En effet, le gaz étant substituable dans tous ses usages (y compris la synthèse chimique), en premier lieu par les produits pétroliers, l'optimum économique pour les producteurs reste celui d'un alignement de son prix rendu sur ceux du pétrole. On peut d'ailleurs noter que l'alignement du prix rendu du gaz sur ceux du pétrole s'observe, sur moyenne et longue périodes, même sur les marchés autosuffisants des Etats-Unis et de la Grande-Bretagne avec cependant une forte volatilité sur le court terme. Cette constatation devrait conduire les producteurs à opter pour des ventes, non plus aux frontières de l'Union Européenne, mais sur les marchés finals, ce que l'ATR leur rend, au demeurant, possible ;
- d'une manière générale, l'Europe gazière est loin de constituer aujourd'hui un marché unique, chacun des 15 marchés nationaux ayant organisé ses propres approvisionnements à long terme, quelquefois en partenariat (consortium d'achat du gaz d'Ekofisk, par exemple) mais sans considération particulière pour une intégration ultérieure dans un grand marché intérieur du gaz ;
- les interconnexions actuelles entre réseaux apparaissent, en tout état de cause, comme insuffisamment développées. Un maillage complémentaire, orienté davantage vers l'équilibrage à court et moyen termes des réseaux (cf. la canalisation Interconnector UK mise en service en 1998) reste à mettre en place.

Il n'en est pas de même pour l'électricité, l'Europe étant auto-suffisante, et les moyens de production bien répartis géographiquement.

La production de l'électricité, entièrement réalisée dans les pays européens au niveau des besoins propres de chacun d'entre eux, entre dans le champ des règles européennes en matière de concurrence. Les conditions d'un développement de la concurrence au bénéfice des consommateurs ? Devenus libres de choisir leur fournisseur, semblent remplies dans la mesure où, en principe :

- l'ouverture des marchés rend possible des flux commerciaux d'électricité de réseau à réseau, que le cloisonnement historique cantonnait, pour l'essentiel, à la fourniture d'énergie de secours et à des échanges limités entre grands opérateurs, eux-mêmes organisés en monopoles intégrés ;
- la dispersion des coûts de production, résultant de filières techniquement diversifiées, la multiplication des centres de production ainsi que la présence de surcapacités, rendent possibles des arbitrages dans le temps et l'espace européen, matérialisant un vrai marché intérieur ;
- l'économie du transport de l'électricité conduit à généraliser des structures tarifaires indépendantes de la distance, elles-mêmes favorables à la fluidité de l'offre concurrentielle ;
- en matière commerciale, les contrats à long terme sont peu nombreux et les décisions d'investissements (production, transport) sont liées aux perspectives de croissance intrinsèque du marché et non à la conclusion de ce type de contrats.

3.2 Situation et perspective de l'offre de gaz

Pour évaluer les possibilités et les perspectives d'un développement de la concurrence, il convient d'examiner, en premier lieu la stratégie des principales catégories d'acteurs en présence : les pétro-gaziers occidentaux, les grands fournisseurs des opérateurs historiques (Gazprom, Sonatrach, Statoil), les opérateurs gaziers européens intégrés (transport, distribution, commercialisation) et, plus récemment, les producteurs d'électricité européens intégrés.

C'est à partir du jeu de ces différents acteurs que seront examinées en second lieu, les perspectives de l'établissement d'une concurrence « gaz-gaz » en Europe (cf. chapitre 3.3 ci-dessous).

Les pétro-gaziers occidentaux

De 1950 à 2000, la filière gazière européenne s'était intégrée verticalement de l'amont (production) à l'aval (transport/distribution). Ainsi, plus des deux tiers du marché global du gaz de l'Union Européenne (360 Gm³/an) étaient-ils alimentés par des filiales des pétro-gaziers, GDF constituant une exception notable de ce point de vue (cf. tableau I).

Tableau I
**Part des compagnies pétro-gazières dans les principales sociétés de transport-
commercialisation en Europe en 2001**

Pays	Société	Actionnaires pétro-gaziers	Ventes (Gm³/an)
Pays-Bas	GASUNIE *	25 % Shell 25 % ExxonMobil	63
Allemagne	RUHRGAS *	25,6 % BP 14,9 % Shell 21,3 % ExxonMobil	54
	THYSSENGAS	25 % Shell	13,5
	BEB	50 % ExxonMobil	9
Italie	SNAM	100 % ENI	63
Espagne	ENAGAS	47 % Repsol	13,5
Belgique	DISTRIGAZ	17 % Shell	15
France	GSO	70 % TotalFinaElf	3,6
	CFM	45 % TotalFinaElf	9

* Situation avant les évolutions intervenues en 2002 dans l'actionnariat des sociétés.

Ces participations avaient initialement pour objet de permettre aux producteurs d'assurer le placement de leurs ressources (Groningue, Mer du Nord, Italie, Allemagne du Nord ...) dans les meilleures conditions possibles, tant en termes de débouché que de valorisation.

Si cet objectif d'accès au débouché continue de prévaloir aujourd'hui - il est même renforcé en raison du poids croissant des productions de gaz dans l'activité des sociétés pétrolières -, la stratégie des sociétés a cependant très sensiblement évolué avec l'ouverture des marchés :

- l'accès direct au marché est recherché par la création, au sein des sociétés, d'entités de négoce responsables de la commercialisation, du trading et des approvisionnements. Ces nouvelles entités entrent ainsi en concurrence avec les anciens opérateurs intégrés, ce qui incite les pétro-gaziers à dénouer leurs positions patrimoniales antérieures (cas des Pays-Bas et de l'Allemagne notamment) ;
- la diversification dans le domaine de la production d'électricité est parfois recherchée, en particulier pour permettre des arbitrages sur les marchés énergétiques (Shell, BP, TotalFinaElf, Repsol...)

- un repli des pétro-gaziers du secteur régulé de la chaîne gazière (transport, distribution) est constaté, soit que la rentabilité de ces activités – désormais encadrée par les régulateurs – soit jugée insuffisante, soit encore que les lois gazières imposent une indépendance juridique ou patrimoniale des opérateurs d’ATR (Grande-Bretagne, Italie, Espagne).

Cette évolution peut être illustrée par les exemples suivants, intervenus récemment, concernant des modifications dans l’actionnariat de grandes sociétés gazières européennes :

- Allemagne : cession en 2001 par BP à E.ON de sa participation de 25,6 % dans Ruhrgas, puis en 2002, projet de rachat de la totalité du capital de Ruhrgas par E.ON, cette deuxième étape étant soumise à une procédure judiciaire en cours ;
- Grande-Bretagne : scission en 2000 de BG et de Transco (devenu Lattice) puis fusion de Lattice avec National Grid (opérateur du réseau de l’électricité) en 2002 ;
- Pays-Bas : restructuration en 2002 de Gasunie, Shell et ExxonMobil acquérant chacun 50 % de l’activité négoce et l’Etat néerlandais reprenant seul l’activité de transport dans la perspective d’une possible privatisation ultérieure ;
- Italie : part d’ENI dans l’activité réseau de sa filiale de transport SNAM Rete Gas, ramenée de 100 % à 60 % en 2001 et décision du régulateur de réduire cette participation à 38 % en 2003;
- Espagne : ouverture du capital d’Enagas (opérateur du réseau de transport), la participation combinée de Repsol, Gas Natural et de la Caixa étant ramenée à 35 % en 2002.

La concentration des activités des grandes sociétés pétro-gazières occidentales sur les segments production et négoce ne signifie pas pour autant un renforcement de la concurrence en Europe. Trois considérations confortent cette analyse :

- le nombre de ces sociétés est en réduction, du fait des très importantes fusions intervenues depuis quelques années : BP⁽²⁾, ExxonMobil, TotalFinaElf, Chevron-Texaco, Conoco/Phillips...
- dans les projets internationaux, ces sociétés interviennent souvent en association et ce sont ces associations qui commercialisent ensuite le gaz, en particulier le gaz naturel liquéfié :
 - Shell est, en association avec TotalFinaElf et Agip, l’opérateur des projets NLNG au Nigéria (14 Gm³ en 2002 vers l’Europe) et, en association avec TFE, l’opérateur du projet Oman LNG (7 Gm³ vers le Japon) ;
 - BP-Amoco et Repsol sont, avec BG et Tractebel, les principaux actionnaires de l’usine Atlantic LNG à Trinidad (15 Gm³ en 2002 dont 7 vers l’Espagne) ;
 - TotalFinaElf et ExxonMobil sont actionnaires de Qatargas ; TotalFinaElf et BP d’ADGAS LNG en Abu-Dhabi et de Bontang LNG en Indonésie ;

⁽²⁾ : Après fusion de BP et Amoco puis ARCO

- à plus long terme, ces compagnies qui, dans la décennie 90, ont acquis des domaines miniers au Moyen Orient et dans le secteur de la mer Caspienne, pourraient jouer un rôle essentiel dans le montage des nouveaux projets d'exportation vers l'Europe, à partir d'Iran (TotalFinaElf et Agip sur South Pars), d'Azerbaïdjan (TotalFinaElf, BP et Agip sur Shah Deniz)... Une logique appuyée sur une longue pratique impose, encore aujourd'hui, à ce type de projet de rester adossé à des contrats « take-or-pay » de long terme. En effet, d'une part, l'obtention du financement de la participation généralement détenue par les Etats producteurs ou leur société nationale, dans le cadre des concessions ou des contrats de partage de production, n'est possible qu'en regard de la signature de grands acheteurs institutionnels ; d'autre part, l'importance des infrastructures à construire pour chacun des nouveaux contrats, en particulier les terminaux de GNL, implique également une garantie de fourniture à long terme.

Même si, sur d'autres marchés mondiaux, à commencer par celui du pétrole, les garanties qu'offrent les contrats de très long terme ont été abandonnées, on peut s'attendre à ce que les conditions de marché imposent le maintien de contrats à long terme au bénéfice, en premier lieu, des anciens opérateurs intégrés ainsi que des filiales de négoce des pétro-gaziers (BP, Shell, TFE, ENI, Repsol...). Les producteurs existants n'ont pas intérêt à déstructurer le marché à partir de leurs propres ressources.

Cette attitude est, en outre, conforme à la logique du monde des affaires : à quel titre justifier le risque de fournir du gaz à des clients potentiels nouveaux, et pour des quantités relativement faibles, à des conditions plus favorables qu'aux clients historiques, au risque de fragiliser les contrats existants ?

Quant aux productions européennes des compagnies pétro-gazières non intégrées dans l'aval gaz, elles sont modestes et, à l'évidence, insuffisantes pour engendrer une concurrence significative. Ainsi, les principales compagnies non intégrées productrices en Europe (ConocoPhillips, Enterprise, Amerada et ChevronTexaco) ne représentent-elles que moins de 10 % de la production gazière européenne.

Les grands fournisseurs des opérateurs historiques

Ces fournisseurs (Gazprom, Sonatrach, Statoil) ont, à travers les contrats « take-or-pay » et une politique d'alignement des prix rendus (« net-back »), tissé des liens bilatéraux durables avec chacun des opérateurs de transport et de distribution. Cette stratégie leur a permis d'assurer le financement des infrastructures de production et de transport de gaz dans leurs propres pays, tout en gardant la maîtrise de la commercialisation aussi loin que possible en aval.

Pour des raisons compréhensibles, on constate que la réponse des trois grands producteurs à l'ouverture du marché gazier européen est plutôt de renforcer le lien qui les unit à leurs acheteurs historiques, en mettant en œuvre des politiques de partenariat. Coopération donc, plutôt que concurrence, avec leurs acheteurs historiques sur leurs marchés respectifs.

Gazprom, tout d'abord, avec 33 Tm³ de réserves, soit 23 % des réserves mondiales, ambitionne de quasiment doubler son potentiel d'exportation vers l'Europe occidentale (200 Gm³ /an à l'objectif 2020). Les besoins de financement pour couvrir un tel programme sont hors de ses moyens (6 à 8 milliards d'Euros/an), tant pour le développement des champs que pour les canalisations (dont le Yamal-Europe).

Aussi, Gazprom s'est-elle engagée dans un ensemble de partenariats stratégiques avec :

- Shell pour une série de projets d'exploration, de production et de transport de gaz et de production d'électricité (1997) ;
- ENI, pour le développement des gisements de la région d'Astrakan (1998) ainsi que pour la construction de la conduite « Blue Stream » à travers la Mer Noire pour approvisionner la Turquie (16 Gm³/an) ;
- GDF, Ruhrgas, Wintershall et SNAM pour la construction du tronçon du Yamal-Europe devant contourner l'Ukraine (2000). Dans sa phase initiale, ce gazoduc aurait une capacité de 20 Gm³/an, devant être portée à 60 Gm³/an en phase ultime ;
- TFE et Conoco/Phillips pour l'étude du développement et du transport du gaz de Sthokmanovskoye, en Russie.

La portée réelle de ces accords semble aujourd'hui limitée et il est vraisemblable que Gazprom restera enclin à commercialiser directement ses ressources de gaz auprès de ses grands acheteurs historiques (Ruhrgas, GDF, SNAM) plutôt qu'à rechercher des canaux concurrents. Aussi, et bien que son engagement dans Wingas (65 % Wintershall, 35 % Gazprom) en Allemagne et Promgas en Italie (association ENI-Gazprom pour vendre 2 Gm³/an à Edison) traduise un certain intérêt pour un accès plus direct au marché, il paraît difficile de tirer des conclusions de portée générale de ces deux cas particuliers.

Sonatrach, en second lieu, avec 3,8 Tm³ de réserves, exporte aujourd'hui environ 65 Gm³/an vers la France, l'Italie et l'Espagne, à la fois sous forme de GNL (31 Gm³/an) et par canalisation (33 Gm³/an). Elle semble également avoir choisi de poursuivre le développement de ses exportations, avec un objectif de 100 Gm³/an en 2020, par le canal de partenariats avec les pétro-gaziers et avec ses acheteurs historiques, en vue de conserver un certain accès à la rente aval nonobstant l'ouverture du marché européen du gaz. La stratégie de Sonatrach est ainsi de prendre des participations dans des projets industriels consommateurs de gaz :

- en 1995, Sonatrach et BP ont créé une association pour développer les réserves de la zone d'In Salah – dont le potentiel est d'environ 10 Gm³/an – qui devaient être commercialisées en association. BP a dû se retirer en 2001 de l'activité de commercialisation à la demande de la Commission Européenne, fermement opposée aux schémas de commercialisation conjointe de la part des producteurs ;
- en 2000, Sonatrach et Cepsa (TotalFinaElf 45 %) ont constitué une société pour promouvoir la construction d'une nouvelle canalisation d'exportation via l'Espagne (tracé Oran-Almeria, évitant le Maroc). D'autres partenaires (ENI, TotalFinaElf, GDF...) se sont récemment joints au projet ;
- en juin 2000, GDF et Sonatrach ont conclu un accord de coopération prévoyant, notamment, la création d'une entité commune pour commercialiser 1 Gm³/an de GNL supplémentaire en Europe ;
- début 2001, GDF s'est associé avec Sonatrach et Petronas pour l'exploration et le développement du bassin gazier d'Ahnet, au sud d'In Salah. Le potentiel de la zone est estimé à 140 Gm³ de réserves – soit environ 7 Gm³/an sur 20 ans – et la participation de GDF est de 25 % ;

- en 2002, Sonatrach et Cepsa ont conclu un accord prévoyant la commercialisation via Cepsa de gaz naturel algérien en Espagne et une entrée de Sonatrach, avec une participation minoritaire, dans le capital de la filiale de négoce commune à Cepsa et TFE, ainsi que dans le capital d'une autre filiale de Cepsa produisant de l'électricité en cogénération.

Statoil, enfin, principal opérateur national en Norvège (les réserves gazières de ce pays sont d'environ 3,8 Tm³), semble désireux de poursuivre la montée en régime des exportations norvégiennes (44 Gm³ en 1999, devant passer à 70 Gm³ en 2020), en recherchant une coopération avec ses grands partenaires historiques européens :

- Statoil avait exprimé en 2001 un intérêt pour une prise de participation dans le capital de GDF ; cette stratégie n'a pas été confirmée depuis lors ;
- en 2000, GDF a acquis de Statoil une participation de 12 % dans le gisement de Njord et de 20 % dans le champ gazier de Snohvit (plus de 200 Gm³ de réserves).

Les opérateurs gaziers européens intégrés (transport, distribution, commercialisation)

Jusqu'à un passé récent, les opérateurs intégrés européens relevaient de deux catégories :

- les filiales des pétro-gaziers (Gasunie, Ruhrgas, SNAM, Enagas...). Comme indiqué précédemment, leurs actionnaires pourraient se résoudre à une scission de leurs activités :
 - fortement régulée et soumise à une rentabilité normée, l'activité logistique pourrait être à terme séparée patrimoniallement avec, dans certains cas une participation majoritaire des Etats (cas des Pays-Bas), dans d'autres cas un contrôle par des tiers, voire une introduction en Bourse (cas de Transco, SNAM Rete Gas et Enagas). L'introduction en Bourse représente, pour l'actionnaire historique, une certaine protection au regard des pressions économiques exercées par les régulateurs ;
 - plus stratégique et proche de leurs intérêts dans l'amont, l'activité approvisionnement et fourniture pourrait être progressivement transférée aux actionnaires pétro-gaziers et consolidée avec l'activité de négoce ;
- les opérateurs gaziers intégrés non adossés à des pétro-gaziers ou à des producteurs d'électricité intégrés (GDF, ÖMV), apparaissant comme relativement isolés et vulnérables, se sont engagés dans deux voies distinctes: acquérir directement des réserves (cas de GDF, notamment en Mer du Nord), ouvrir leur capital à un ou plusieurs partenaires industriels en vue de conforter leur position stratégique et financière.

Les producteurs électriques intégrés

Depuis quelques années, on voit apparaître une nouvelle catégorie d'acteurs. Il s'agit d'opérateurs électriques désireux d'intervenir également sur le marché gazier, soit par croissance interne (développement des filières à cycle combiné à gaz et des cogénérations), soit par croissance externe (acquisition de participations dans les sociétés de transport-distribution en Europe, notamment EDF en Italie via Edison, E.ON en Allemagne via Ruhrgas). Un partenariat industriel du groupe Suez - Electrabel/Distrigaz - avec GDF s'inscrirait dans cette logique. On note également l'apparition d'opérateurs mixtes gaz-électricité filiales de pétro-gaziers européens. C'est le cas notamment de Shell, BP, TFE, ENI... Ces nouveaux acteurs sont intéressés par la possibilité qu'ils ont de mettre en œuvre les stratégies suivantes :

- arbitrage gaz-électricité débouchant sur le trading de ces deux énergies. Cette première possibilité n'est, pour l'instant, mise en œuvre que par des opérateurs britanniques (gaz de la Mer du Nord) : elle est également envisagée pour certains opérateurs hollandais, italiens et espagnols (notamment grâce à un accès aux ressources de long terme des opérateurs historiques dans le cadre de programmes de rétrocession de gaz) ;
- optimisation du fonctionnement du parc de centrales électriques pouvant conduire certains opérateurs à devoir remettre sur le marché des volumes significatifs de gaz destinés initialement à la production d'électricité ;
- capacité à proposer des engagements de moyen-long terme, à la fois massifs et réguliers, pour l'achat du gaz et à conclure de tels engagements directement avec les producteurs sans passer par les opérateurs historiques. Ils peuvent, de la sorte, en offrant aux producteurs la couverture du risque volume qui était précédemment offerte par les contrats « take-or-pay », négocier des contrats d'achat de gaz et de GNL dans de bonnes conditions. C'est notamment le cas en Italie avec l'achat par Edison de 2 Gm³/an de gaz russe et d'Enel avec l'achat de 3,5 Gm³/an de gaz nigérian et, en Espagne, avec l'achat par Iberdrola et Union Fenosa de gaz algérien et égyptien ;
- recherche de l'effet de taille et des gains de productivité dans la commercialisation, au travers d'une activité multi-énergies.

S'agissant de cette nouvelle catégorie d'acteurs, il est encore trop tôt pour estimer quelle pourrait être leur contribution à la diversification des approvisionnements et au fonctionnement des marchés de court terme. Cependant, les perspectives ambitieuses de croissance de la production d'électricité à partir du gaz en Europe permettent de penser qu'ils joueront un rôle positif dans l'ouverture des marchés en Europe, à un moindre niveau dans le cas de la France où la structure du parc de production d'électricité ne laisse pas, à terme prévisible, de grande place au gaz pour cette production.

3.3 Les voies d'une possible concurrence

La structure de l'offre de gaz en Europe n'est pas favorable à l'apparition d'une concurrence spontanée, avec l'ouverture des marchés. En effet :

- les contrats de long terme, tarifés selon le principe de « net-back » et comportant des clauses de destination n'ont pas permis aux opérateurs historiques de commercialiser le gaz en dehors de leurs propres marchés ;
- l'interdiction, par la Commission Européenne, des clauses de destination ne devrait pas changer fondamentalement cette situation, les grands exportateurs de gaz étant en mesure de contourner l'obstacle, en commercialisant désormais le gaz rendu aux frontières des différents pays ;
- d'une manière générale, les producteurs semblent peu enclin à vendre le gaz directement auprès des clients éligibles – aux dépens du canal habituel des opérateurs historiques – afin de ne pas trop faire baisser les prix.

Compte tenu de ce qui précède, on peut penser que la concurrence « gaz-gaz » ne pourra guère s'établir qu'à la marge, à travers trois principaux canaux :

- la mise sur le marché des « liquidités » de gaz et leur circulation entre les « hubs gaziers », à l'image de ce que l'on observe aujourd'hui entre Bacton et Zeebrugge. Les disponibilités correspondantes représentent aujourd'hui 15 Gm³/an, acheminées par la canalisation Interconnector UK. A terme, s'y ajouteront les productions domestiques nouvelles, situées essentiellement en Norvège, qui devraient progressivement atteindre 30 Gm³/an à l'horizon 2010 ;
- l'importation, via les terminaux méthaniers, de cargaisons « spot » de GNL, des volumes significatifs étant apparus depuis quelques années, en provenance des usines de liquéfaction existantes et en développement, au-delà des engagements de long terme. Ces disponibilités proviennent, d'une part, de l'amélioration constatée dans le rendement des usines de liquéfaction et, d'autre part, de l'existence d'excédents temporaires de production au cours de la montée en régime des contrats à long terme. Elles représentent aujourd'hui 5 Gm³/an et pourraient atteindre 15 Gm³/an en 2010. Cet objectif suppose toutefois la construction de nouveaux terminaux de regazéification. Or, on constate que, si de nombreux projets sont en cours de réalisation ou sont envisagés dans certains pays (Italie, Espagne, Portugal, Grande-Bretagne), la France n'a, à ce jour, qu'un seul projet décidé de terminal (Fos II en 2005) ; un nouveau terminal sur la façade atlantique sera probablement nécessaire, ultérieurement (Verdon, ou autre).
- une diversification des importateurs de gaz. Les opérateurs historiques européens avaient traditionnellement la responsabilité de couvrir les consommations prévisionnelles de leurs pays respectifs par des importations à long terme. Ce comportement n'a pas été sensiblement modifié depuis l'ouverture du marché gazier européen et il en résulte une saturation quasi générale des bilans gaziers nationaux. Pour remédier à cette situation, certains pays (Grande-Bretagne, Italie, Espagne) ont mis en œuvre, dans le cadre de leur législation nationale, des programmes consistant à imposer à leur opérateur historique la remise temporaire sur le marché, au bénéfice de nouveaux entrants, d'une fraction du portefeuille de contrats à long terme (gas release), voire à limiter normativement sa part de marché.

La mise en œuvre des deux premiers canaux découle directement de l'ATR prévu par la directive 98/30/CE et pourrait permettre de couvrir 5 à 10 % des besoins européens par des

ressources plus fluides. La diversification des importateurs de gaz, pour sa part, ne participe pas directement à la fluidité du marché, dans la mesure où elle correspond à une redistribution de certains contrats à long terme. Cependant, en introduisant de nouveaux acteurs sur le marché, elle peut, pendant les premières années, aider à l'établissement d'une concurrence « gaz-gaz » dont nous avons vu qu'elle était, sur le continent, affectée par des éléments restrictifs de caractère structurel.

Les « liquidités » gazières européennes

Des disponibilités non programmées de gaz peuvent apparaître, d'une manière plus ou moins aléatoire, du fait :

- de la plus ou moins grande volonté des opérateurs de susciter une dynamique de la concurrence, qu'il s'agisse des producteurs, en mettant en œuvre les flexibilités dont ils disposent dans l'exploitation des installations de production de Mer du Nord ou des opérateurs gaziers intégrés, en jouant sur les souplesses dont ils bénéficient en matière d'enlèvements dans les contrats « take-or-pay ». A cet égard, la disparition en 2001 du GFU⁽³⁾ norvégien contribue à diversifier l'offre nouvelle de gaz de Mer du Nord en Europe, notamment aux terminaux de Dunkerque et Emden ;
- des arbitrages gaz/électricité exercés par les opérateurs des centrales à cycle combiné et des cogénérations ;
- de la remise sur le marché d'engagements contractuels pris par des opérateurs ou des négociants (par exemple, reprise par EDF Trading du contrat de BG avec Wingas).

Mises en évidence initialement sur le marché britannique, ces disponibilités sont échangées au NBP (National Balancing Point) et alimentent les flux à travers l'Interconnector vers le continent. Une trentaine de compagnies ont adhéré au « Zeebrugge Hub Gas Agreement » qui leur permet d'intervenir sur ce marché spot : des producteurs (BP, BG, TotalFinaElf Gas & Power, ConocoPhillips...), des transporteurs/distributeurs (Distrigas, GDF, Ruhrgas, Wingas), des électriciens (Electrabel, Powergen, TXU Europe, EDF ...) et des négociants (Dynergy...). Avec l'augmentation des volumes échangés au droit des « hubs » britanniques (NBP et Bacton), belge (Zeebrugge) et allemand (Bunde), les références de prix des marchés spot correspondants gagnent en crédibilité et pourraient théoriquement contribuer progressivement à l'émergence d'un référentiel de prix gaziers non directement indexés sur les prix des produits pétroliers.

La faillite d'Enron et le retrait d'Europe constaté des principaux traders américains (Dynergy, Williams...) ne compromettent pas le bon fonctionnement ni le développement de ces « hubs » et marchés « spots » ; ils confirment toutefois la difficulté et le risque d'exercer ces activités sans une base d'actifs solide.

Pour que ces flux d'échange puissent se développer, il convient de prévoir une tarification du transport bien adaptée, tant en structure qu'en niveau :

- l'impératif de fluidité de la circulation de ces disponibilités de court terme dans les réseaux commande le développement des capacités d'échange entre les réseaux,

⁽³⁾ : Le GFU était un comité chargé de négocier et de conclure les contrats d'exportation de gaz norvégien. Les contrats étaient ensuite alloués à des opérateurs de production dans le cadre d'une programmation à long terme du développement des ressources. Le GFU était piloté par Statoil et Norsk Hydro/Saga. La dissolution de cet organisme a été décidée par le gouvernement norvégien en 2001.

notamment par de nouvelles interconnexions et de veiller à ce que les transits dédiés à long terme ne saturent pas les capacités des grandes infrastructures de transport. L'introduction d'une certaine souplesse dans les réservations de capacité (durée des engagements inférieure à un an, interruptibilité) est donc nécessaire, un marché secondaire des capacités ne pouvant apparaître qu'après plusieurs années d'ouverture du marché ;

- l'impératif de compétitivité avec les fournitures contractées à long terme par les opérateurs historiques impose que les charges tarifaires de transport de ces liquidités de court terme n'excèdent pas sensiblement les coûts réels entraînés par des prestations de cette nature, afin de ne pas constituer une barrière à l'entrée (la séparation juridique du transport, prévue dans la nouvelle Directive, vise à faciliter la réalisation de cet objectif).

Les livraisons « spot » de GNL

Les grandes usines de GNL (20 % environ du commerce mondial de gaz naturel en 2001) disposent, en plus de leurs productions dédiées aux acheteurs de long terme, de capacités excédentaires, plus aléatoires, qui peuvent être mises sur le marché. Si l'on considère les usines susceptibles d'approvisionner l'Europe (deux en Algérie, une au Nigeria, une à Trinidad, deux au Qatar, une en Oman et une en Abu Dhabi), elles représentent une capacité totale de production de 70 Gm³/an et une capacité potentielle supérieure à 100 Gm³/an compte tenu des développements de capacités décidées. Au minimum, 20 à 30 cargaisons « spot » de GNL sont ainsi susceptibles d'être mises sur le marché chaque année (2 à 3 Gm³/an), sous réserve de la disponibilité en navires méthaniers. En 2001, le volume des cargaisons « spot » de GNL livrées en Europe s'est élevé à plus de 3,3 Gm³ (en hausse de plus de 60 % sur 2000) et on notera qu'en 2002, GDF a acquis 9 cargaisons de GNL d'Oman.

Divers acteurs (BP, GDF, SNAM, TFE, El Paso, CMS, Duke Energy...) sont déjà actifs sur ce créneau et tentent, par ailleurs, d'organiser cette activité de manière plus efficace (livraisons de cargaisons fractionnées).

Ainsi, l'enjeu d'un accès transparent aux terminaux méthaniers européens : Italie (1), Espagne (3 + 1 en construction), Portugal (1 en construction), France (2), Belgique (1), Grèce (1), Turquie (1) apparaît-il comme d'une réelle importance pour le développement d'une offre plus concurrentielle. Le développement de nouveaux terminaux (projet Fos II de GDF, projet TotalFinaElf au Verdon, projet Edison/Mobil en Italie, projets Lattice et ExxonMobil en Grande-Bretagne) et le renforcement des capacités existantes pourraient contribuer à libérer des capacités d'accès au marché « spot » du GNL. Les tableaux II et III ci-après rassemblent les données relatives aux capacités d'importation et de regazéification des terminaux de GNL existants et en projet, en Europe.

Tableau II
Terminaux méthaniers en Europe

Pays	Terminal	Capacité (Gm3/an)	Opérateur
FRANCE	Fos sur Mer	4,5	Gaz de France
	Montoir de Bretagne	10	”
ESPAGNE	Barcelone	9,4	Gas Natural
	Huelva	3,5	”
	Cartagène	2,4	”
ITALIE	Panigaglia	3,5	SNAM
BELGIQUE	Zeebrugge	5	Distrigaz
TURQUIE	Marmara Ereğlisi	1,65	Botas
GRECE	Revithoussa	2,1	Depa

Source : GIIGNL

Tableau III
Principaux projets de terminaux de regazéification en Europe

Terminaux de regazéification	Actionnaires	Date prévue	Capacité prévue (MT/an)	Opérateur
Espagne				
Bahia de Bizkaia Gas (Bilbao)	BP/Repsol/Iberdrola/EVE	mi-2003	2	Idem actionnaires
Puerto Sagunto (Valencia)	Union Fenosa/Iberdrola/Endesa	2004	3.6	Idem actionnaires
France				
Fos-sur-Mer 2	GDF	2006	6	GDF
Le Verdon	TFE	?	2 à 3	Idem actionnaires
Italie				
Marina di Rovigo	Edison Gas/Mobil	2004 (?)	3	
Portugal				
Sines	Transgas/GDP	Fin 2003	1.8	Transgas
Royaume-Uni				
Isle of Grain	Lattice/ExxonMobil	Fin 2004	3	Lattice
Turquie				
Izmir	Ege-Gaz	2002	4.4	

Source: Cédigaz

Toutefois, le GNL étant un marché mondial, les importateurs européens susceptibles d'acquérir des disponibilités « spot » sont en concurrence avec ceux des Etats-Unis. La crise des approvisionnements gaziers, révélée en 2001, incite les opérateurs américains à rouvrir d'anciens terminaux de GNL et à en construire de nouveaux. Cette concurrence se traduit désormais par un arbitrage permanent de la part des exportateurs de GNL entre les marchés des Etats-Unis et de l'Europe de l'ouest, un écart de prix entre ces deux marchés de l'ordre de 10 à 15 % pouvant conduire à des arbitrages commerciaux transatlantiques.

La diversification des importateurs

Les mesures de diversification des importateurs répondent au souci de certains gouvernements d'accélérer l'ouverture de leur marché national en effectuant une certaine redistribution des contrats de long terme conclus par l'opérateur historique.

Force est, en effet, de constater que les contrats à long terme restent le mode dominant d'approvisionnement du marché européen et qu'ils restent – à quelques exceptions près – conclus par les opérateurs historiques.

Les contrats récemment signés continuent de comporter des clauses de « take-or-pay » contraignantes (jusqu'à 100 % des engagements annuels), des assouplissements étant toutefois apportés aux mécanismes de révision et d'indexation des prix.

On notera que la plupart de ces contrats ont été signés par les opérateurs historiques, ce qui contribue à renforcer encore leur position dominante en élargissant le champ de leurs arbitrages entre, d'une part, leurs différents contrats et, d'autre part, avec le marché « spot », afin d'optimiser leurs conditions d'offre de gaz, ce que ne peuvent pas faire les nouveaux entrants.

Ainsi, en 2002 ont été conclus les contrats à long terme suivants :

- Royaume-Uni :
- . achat par Centrica de 5 Gm³/an pendant 10 ans à Statoil, avec prise en compte des prix « spot » britanniques du gaz dans la formule d'indexation ;
 - . achat par Centrica de 8 Gm³/an pendant 10 ans à Gasunie, à partir de 2005.
- France :
- . achat par GDF de 5,2 Gm³/an de GNL à l'Egypte, sur 20 ans, à destination du futur terminal de Fos II (entrée de GDF dans l'usine de liquéfaction en Egypte, à hauteur de 5 %) à partir de 2005 ;
 - . achat par GDF à Gasunie de 2,5 Gm³/an sur 10 ans à compter de 2003.
- Espagne :
- . achat par Union Fenosa de 4,4 Gm³/an de GNL à l'Egypte à partir de 2005 ;
 - . achat par Iberdrola de 1 Gm³/an de GNL algérien, sur 15 ans, à partir de 2003.

S'agissant de la France, cette politique d'approvisionnement conduirait à une saturation du bilan gazier français, pendant au moins les cinq prochaines années, si la totalité des engagements souscrits devraient être commercialisés sur le marché national.

Des mesures de limitation des parts de marché des opérateurs historiques ont été mises en œuvre en Grande-Bretagne au cours de la décennie 90, British Gas s'étant vu imposer

successivement, en 1988 l'obligation de limiter à 90 % du potentiel offert ses achats de gaz de Mer du Nord; puis de 1992 à 1995, des programmes de rétrocessions de tous les volumes achetés dans le cadre des contrats « take-or-pay » (gas release) en vue de ramener sa part de marché en deçà de 40 %.

Plus récemment, l'Italie et l'Espagne ont introduit des dispositions comparables dans leurs décrets-lois de transposition de la directive, bien que celle-ci ne les exige pas :

- rétrocession de 25 % (2002) à 39 % (2010) des volumes contractés à l'importation par SNAM et limitation de la part de marché de la part de l'opérateur historique italien à 50 % en 2010 ;
- rétrocession, de 2001 à 2004, par Enagas de 25 % des importations de gaz algérien par le Maghreb-Europe et limitation de la part de marché de l'opérateur historique espagnol à moins de 70 % en 2004.

Plus récemment, le gouvernement allemand a, parmi les conditions liées à l'approbation de l'acquisition par E.ON d'une participation majoritaire dans Ruhrgas, imposé à ce dernier une rétrocession sur le marché équivalente au tiers de ses approvisionnements annuels sur une durée de trois ans, soit 1/6 des volumes correspondants sur chacune des trois années au cours desquelles s'effectuera la rétrocession.

Ces dispositions vont permettre à d'autres opérateurs gaziers d'intervenir commercialement beaucoup plus rapidement qu'ils n'auraient pu le faire s'ils avaient dû attendre qu'apparaisse une ouverture dans le bilan des approvisionnements de ces marchés. On peut en attendre une concurrence entre fournisseurs, bien que limitée au niveau des marges de négoce.

Toutefois, l'exemple des conditions dans lesquelles s'effectuent les opérations de rétrocession de gaz en Italie et en Espagne montre bien les limites d'un tel dispositif, qui présente le caractère d'une répartition, le volume global des ressources long terme et leur prix étant inchangés. Ainsi, en Espagne, au terme du premier appel d'offres pour la rétrocession de gaz algérien, 73 % des volumes ont été affectés aux producteurs historiques d'électricité (Iberdrola, Endesa, Union Fenosa⁽⁴⁾, Hidrocanabrico) en substitution aux anciens contrats liant ces entreprises à Enagas. Les autres bénéficiaires de la rétrocession, BP et Shell n'ont, de ce fait, eu accès qu'à 27 % des ressources transférées par Enagas pour le marché ouvert. Dans le cas de l'Italie, il est probable que les opérateurs électriques (Enel et Edison) seront les principaux bénéficiaires de ces transferts, en substitution à des fournitures précédemment assurées par SNAM.

Comme indiqué précédemment, le projet de loi ne prévoit pas d'opérations de rétrocession de gaz de la part de GDF. Dans l'immédiat, des échanges de gaz entre GDF et d'autres grands opérateurs historiques européens (Eni, Gas Natural, Ruhrgas...) seraient possibles. Ils permettraient à la fois de diversifier les fournisseurs de gaz en France et de faciliter, dans un esprit de réciprocité, l'introduction de GDF comme fournisseur sur d'autres marchés européens.

⁽⁴⁾ : Union Fenosa utilise également le gaz pour la synthèse chimique.

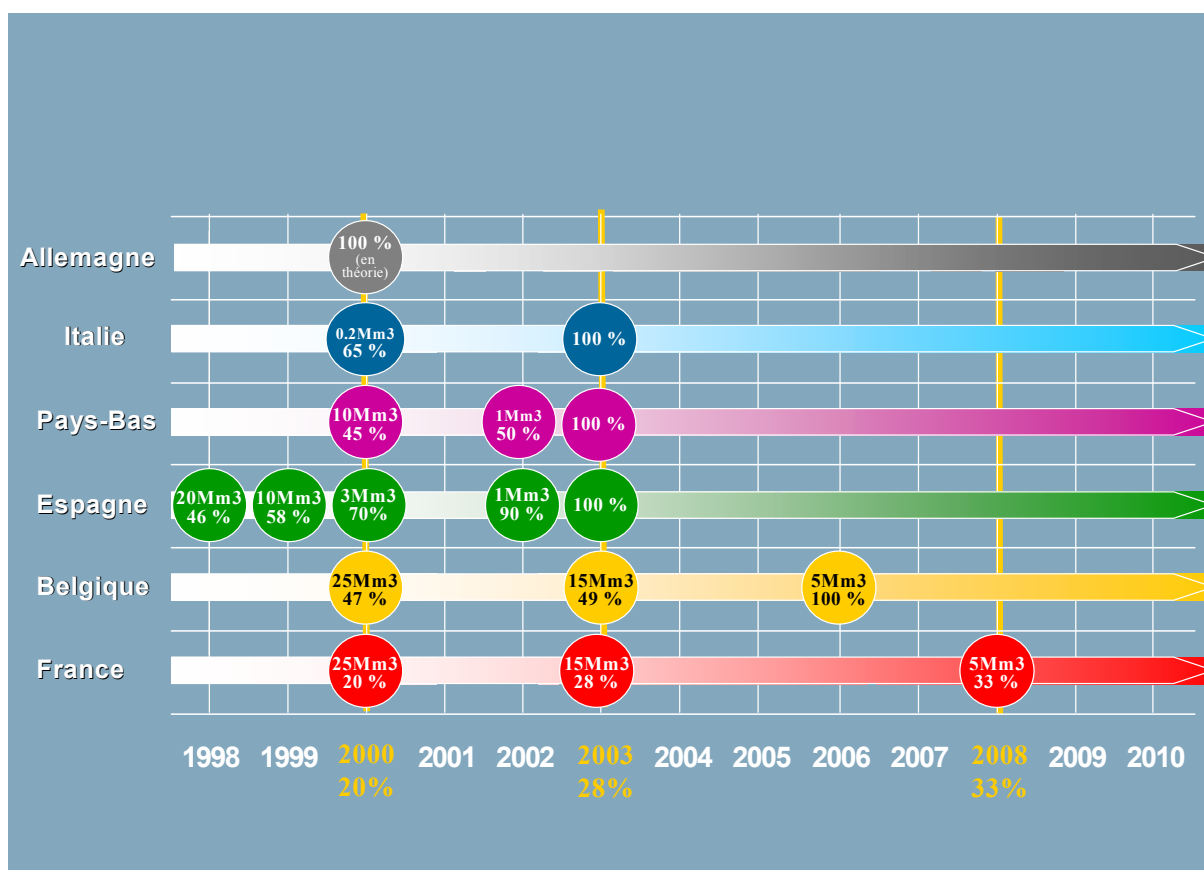
3.4. Etat de l'ouverture du marché gazier européen

En Europe, tous les pays, à l'exception de la France et de l'Allemagne, ont transposé la Directive 98/30/CE⁽⁵⁾ dans leur législation nationale en allant parfois au-delà des obligations de la directive, notamment en ce qui concerne le taux d'ouverture légal du marché et l'éligibilité automatique de certaines catégories d'utilisateurs (distributeurs et cogénérateurs), avec ou sans maintien d'un seuil en niveau pour ces derniers.

Taux d'ouverture légale

La figure 1 ci-dessous résume les dispositions prises dans les principaux pays de l'Union Européenne en matière de taux d'ouverture légale du marché gazier.

Figure 1
Taux d'ouverture légale dans les principaux pays Européens



Source : DG-TREN, TFE

Cette figure appelle les commentaires suivants :

- à l'exception de la France, l'ensemble des pays de l'Union Européenne ont des taux d'ouverture légaux supérieurs à ceux fixés par la Directive 98/30/CE. Ces pays ont, soit abaissé les seuils d'éligibilité des consommateurs industriels par

⁽⁵⁾ : Cette transposition n'est encore que partielle en Allemagne et un projet de loi, déjà soumis au Parlement reste en cours.

rapport aux niveaux fixés par la Directive, soit rendu éligibles les autres catégories de consommateurs (Allemagne, Autriche, Grande-Bretagne, Italie....) ;

- les pays produisant de l'électricité à partir du gaz peuvent atteindre les taux d'ouverture légaux avec une ouverture plus réduite dans le secteur industriel. A cet égard, avec un taux d'ouverture déclaré de 20 % la France doit ouvrir son marché industriel concurrentiel à 50 % pour atteindre le taux légal (le marché industriel global représente en effet environ 40% des consommations françaises globales).

Taux d'ouverture réelle

Il existe un grand décalage entre les taux d'ouverture légaux et les taux d'ouverture réels, même si ces derniers sont parfois difficiles à appréhender. Par ailleurs, les changements de fournisseurs, qui sont généralement retenus pour mesurer l'ouverture réelle d'un marché ne sont pas forcément représentatifs. Ainsi, dans certains pays (Italie, Espagne) des fournitures de gaz, précédemment assurées par l'intermédiaire des opérateurs gaziers historiques, ont été transférées directement aux clients industriels (principalement des producteurs d'électricité), sans véritable impact au niveau de la concurrence.

Le tableau IV ci-après, établi par la Commission Européenne, fournit quelques indications sur les taux d'ouverture réels au sein de la catégorie des grands consommateurs industriels et des centrales électriques, consommant plus de 25 Mm³/an. Les données de ce tableau sont à considérer avec une certaine prudence, la Commission ayant elle-même souligné les difficultés rencontrées pour procéder à une inter-comparaison des données fournies pour les différents pays, sur une base homogène.

Il se dégage cependant de l'examen de ce tableau quelques tendances essentielles :

- les deux principaux producteurs de gaz de l'Union Européenne, la Grande-Bretagne et les Pays-Bas se distinguent par une ouverture réelle importante (à titre d'exemple, en Grande-Bretagne, plus de 80 % des consommateurs industriels et des producteurs d'électricité ont changé au moins une fois de fournisseur) ;
- certains pays apparaissent comme particulièrement fermés à la concurrence nonobstant des taux légaux élevés ; c'est le cas en particulier de l'Allemagne, de l'Autriche, de la Belgique et du Danemark ;
- dans l'ensemble des autres pays, y compris en France, l'ouverture reste modeste et dépasse rarement 20 à 30 % des consommations de la grande industrie et des centrales électriques. Ces taux ne traduisent pas nécessairement une vraie concurrence ; en Espagne et en Italie, ils résultent largement du transfert aux producteurs d'électricité de contrats précédemment portés par les opérateurs gaziers historiques.

Tableau IV
Taux d'ouverture légaux et estimations de la part des grands consommateurs industriels ayant changé de fournisseurs, en 2001 *

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

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

Source : DG TREN/CE, octobre 2002

Il conviendrait également de procéder à un examen de l'évolution des prix du gaz pour la clientèle éligible dans les différents pays d'Europe, pour mieux évaluer les effets de l'ouverture du marché. Les premières indications découlant des enquêtes de la Commission Européenne font état d'une baisse sensible des prix au bénéfice de la clientèle éligible, sans qu'il soit toutefois possible de corréliser le niveau de la baisse et le taux d'ouverture réelle des différents marchés.

Modalités de mise en oeuvre

Le choix des modalités de mise en oeuvre de la Directive par chacun des pays, dans les limites particulièrement larges que laisse ce texte à l'initiative des Etats Membres et des Régulateurs nationaux, constitue un paramètre essentiel dans l'inter-comparaison des conditions pratiques de mise en oeuvre de la concurrence « gaz-gaz », comme le montre le tableau V ci-après.

Tableau V
Modalités de mise en œuvre de l'ouverture des marchés gaziers en Europe :
principaux éléments, en 2002

	Allemagne	Autriche	Belgique	Espagne	France	Italie	Pays-Bas	UK
Appros.	pays producteur présence de Hub	contrats long terme	contrats long terme Présence de Hub	contrats long terme Gas release	contrats long terme	pays producteur Gas release	Producteur exportateur	Producteur exportateur présence de Hub
ATR	négocié	régulé	régulé	Régulé	proposé	régulé	négocié*	régulé
Tarif	distance	distance	Distance*	Timbre poste	distance	Entrée/sortie	Distance*	Entrée/sortie
Capacités disponibles	non publiées	non publiées	non publiées	Publiées	publiées	publiées	publiées	publiées
Modulation	oui	oui ATS**	oui	oui ATS**	oui	oui ATS**	oui ATS**	oui ATS**
Equilibrage	horaire	horaire	horaire	Journalier	journalier	journalier	Horaire et journalier	journalier
régulateur	non	oui, récent	oui	oui	non	oui	oui	oui
Séparation du transport	comptable	comptable	légale	Légale patrimoniale	Comptable	Légale patrimoniale	Légale patrimoniale*	patrimoniale

* : en cours de changement

** : ATS : accès des tiers aux stockages

Source : DG-TREN, divers

Ces modalités portent sur tous les termes de l'offre de gaz : approvisionnement et fourniture, tarification de l'ATR de transport, conditions de l'offre de modulation, séparation des activités des anciens opérateurs intégrés...

On constate, à cet égard, une grande dispersion dans les options retenues dans chaque pays, qui peuvent être résumées de la manière suivante :

- pour faciliter l'émergence de nouveaux fournisseurs de gaz, certains pays (Grande-Bretagne, Italie, Espagne) ont introduit des programmes de «gas release» couplés à des limitations de part de marché pour les anciens opérateurs intégrés. Ces dispositions, ne figurant pas dans la directive et affectant des contrats commerciaux en vigueur, ont été incorporées dans les législations de ces pays ;
- les structures tarifaires de l'ATR diffèrent considérablement de pays à pays. On note cependant une évolution générale vers l'adoption de tarifications de type entrée/sortie qui offrent un double avantage pour les utilisateurs (tarification sur la base des flux physiques pénalisant beaucoup moins la distance, facilité de création de «hub» nationaux et de marchés secondaires). Ce type de tarification est actuellement utilisé en Grande-Bretagne et en Italie, il est en cours de mise en place aux Pays-Bas, en Belgique et en Irlande ;
- les modèles de détermination des niveaux tarifaires, dans le cas de l'ATR régulé, sont assez sensiblement différents de pays à pays. Les différences constatées portent sur la détermination de la base d'actifs régulés et sur un traitement, différencié ou non, du taux de rentabilité des capitaux, selon qu'il s'agisse des investissements existants ou futurs....
- l'offre de modulation varie également de pays à pays : dans les pays riverains de la Mer du Nord, elle est principalement assurée par les champs gaziers et les marchés «spot» ; dans les autres pays non producteurs, il s'agit soit d'un accès des tiers au stockage, soit d'un service de modulation offert aux utilisateurs de l'ATR ;

- la séparation des activités des anciens opérateurs intégrés, en particulier du transport, constitue un enjeu important pour un fonctionnement transparent et non discriminatoire de l'ATR et l'on constate également un large spectre de solutions allant d'une simple séparation comptable (France/Allemagne/Autriche) à une séparation juridique ou patrimoniale (Grande-Bretagne, Pays-Bas, Italie, Espagne...).

En conclusion, il apparaît une grande dispersion des modalités de mise en œuvre de la Directive 98/30/CE, ce qui n'est pas particulièrement favorable à l'émergence d'un marché intérieur unique. La recherche d'un cadre réglementaire et de fonctionnement plus homogène et, en premier lieu, la mise en place d'autorités indépendantes de régulation dotées de pouvoirs réels sur l'ensemble des conditions d'accès aux réseaux et aux instruments de souplesse, constituent donc des objectifs essentiels pour l'ensemble des parties prenantes. La création, en 2000, du Conseil Européen des Régulateurs d'Energie répond à cet objectif. La nouvelle directive gaz en cours de préparation doit, par ailleurs, fixer un cadre commun plus précis sur certaines questions essentielles, telles que l'existence et les pouvoirs du Régulateur gazier, l'obligation d'ATR régulé et la séparation juridique du transport.

4. Retour d'expérience sur le marché français depuis août 2000

Les éléments qui suivent reposent sur un examen attentif de l'état actuel d'ouverture *de facto* du marché français et sur l'ensemble des commentaires recueillis auprès des parties prenantes (entités de négoce des opérateurs historiques, clients éligibles, associations et syndicats professionnels, nouveaux fournisseurs et négociants).

Ils permettent ainsi de formuler aujourd'hui des recommandations, validées par l'expérience, sur le fonctionnement du système gazier français.

Comme indiqué au chapitre précédent, ce retour d'expérience porte sur l'ensemble des éléments et conditions intervenant dans la mise en œuvre d'une concurrence équitable et économiquement efficace au bénéfice des consommateurs éligibles français :

- après deux ans d'ouverture du marché, 16 sites éligibles appartenant à 9 groupes industriels ont changé de fournisseur. Ils représentent une consommation d'environ 24 TWh/an, soit 25 % du potentiel total éligible. Le marché français n'étant ouvert qu'à hauteur de 20 %, la substitution porte donc sur 5 % du marché gazier global ;
- l'ouverture constatée doit cependant être relativisée, dans la mesure où, sur les 24 TWh de consommation ayant fait l'objet d'un changement de fournisseur, 5 TWh ont été captés par GDF Négoce à sa filiale à 55 %, CFM. Le changement de fournisseur ne porte donc que sur 14 TWh, soit moins de 20 % du potentiel éligible et 4 % du marché gazier global. On notera, toutefois, que contrairement à la plupart des autres pays européens, la France n'offre pas de débouché important pour la production d'électricité à partir du gaz ;
- l'ouverture du marché, telle que mise en œuvre depuis le 10 août 2000, a eu, cependant, des effets positifs pour les gros consommateurs industriels, par le double effet d'une certaine concurrence « gaz-gaz » dans la moitié Nord de la France et d'un effort tarifaire consenti par les opérateurs historiques à leur propre clientèle industrielle dans le but de conserver leurs fonds de commerce. Dans le sud de la France, on ne constate aucun changement de fournisseur, à l'exception de la substitution de GDF négoce à sa filiale CFM pour l'approvisionnement de plusieurs sites de deux grands groupes industriels dans la région lyonnaise ;
- la consommation unitaire moyenne des sites ayant changé de fournisseurs est près de six fois supérieure au seuil minimum d'ouverture en vigueur, soit 25 Mm³/an, ce qui semble indiquer que, en l'absence d'amélioration dans les conditions d'accès aux réseaux, le seul abaissement du seuil d'éligibilité à 15 Mm³/an en 2003 aura peu d'effet sur l'ouverture réelle.

Le tableau VI résume les observations recueillies auprès des consommateurs sur l'ensemble des composantes de l'offre gazière en France :

Tableau VI
Principales observations formulées par les clients industriels éligibles et leurs organisations professionnelles sur les conditions d'ouverture du marché gazier français

Régulation	<ul style="list-style-type: none"> – Absence de régulateur
Approvisionnement et fourniture	<ul style="list-style-type: none"> – Constatation de l'absence d'offre concurrentielle diversifiée – Absence de « gas release »
Accès aux capacités d'entrée et de transport	<ul style="list-style-type: none"> – Absence de transparence dans les capacités disponibles publiées par les opérateurs
Tarification de l'ATR	<ul style="list-style-type: none"> – Pénalisation excessive de la distance dans les barèmes provisoires – Captation excessive par les opérateurs historiques du bénéfice des foisonnements de flux de gaz et de l'approvisionnement multi-sources du réseau – Structure tarifaire ne permettant pas la création facile et rapide de « hubs » et de marchés « spot »
Accès aux terminaux méthaniers	<ul style="list-style-type: none"> – Conditions tarifaires ne permettant pas l'importation de cargaisons « spot » de GNL
Modalités contractuelles de l'ATR	<ul style="list-style-type: none"> – Complexité et lourdeur excessive des contrats d'acheminement – Interdiction d'échanger des volumes de gaz entre intervenants en dehors des points d'importation – Absence de flexibilité dans les durées contractuelles (1 an)
Services de modulation	<ul style="list-style-type: none"> – Interdiction d'échanger des volumes de gaz aux points de modulation – Service de modulation géré par le négociant chez GDF et CFM – Coût du service de modulation supérieur à celui contenu dans celui de la tarification intégrée STS pour les consommateurs conservés par l'opérateur historique – Inadaptation du service de modulation à la couverture des besoins de flexibilité autres que saisonniers

4.1. Approvisionnement et fourniture

Ainsi qu'il a été indiqué au chapitre 3 ci-dessus, le poids des contrats d'approvisionnement à long terme des opérateurs historiques et le caractère encore marginal des fournitures susceptibles de participer à la concurrence (ressource des marchés « spot » du Nord de l'Europe et cargaisons « spot » de GNL) expliquent la difficulté d'établissement d'une concurrence spontanée de l'offre.

Il importe donc de faciliter, dans le respect de la directive, l'accès des consommateurs français à ces ressources marginales, d'autant plus qu'en l'absence d'un programme de « gas release » en France, certains points d'entrée sur le réseau ne sont pas directement accessibles aux nouveaux opérateurs de négoce.

GDF, dont le monopole d'importation sera supprimé par la nouvelle loi, a couvert, dans le passé, les besoins français par des contrats à long terme comportant des clauses de « take-or-pay », dont la durée moyenne restant à courir est de l'ordre de 15 ans. Mais GDF a également conclu récemment deux nouveaux engagements contractuels à long terme, avec l'Égypte et les Pays-Bas, pour des volumes significatifs.

Il en résulte une saturation du bilan gazier français, au moins pour les cinq prochaines années, si la totalité des engagements souscrits devait être commercialisée sur le marché national, limitant ainsi fortement les possibilités d'importation en France de ressources nouvelles de gaz à court et moyen terme. Les importations de gaz à court terme n'ont ainsi représenté qu'environ 5 % du bilan national en 2001 ; elles correspondent aux besoins des clients industriels ayant exercé leur éligibilité.

Cette situation confère à GDF une faculté bien plus grande qu'aux nouveaux entrants d'arbitrer, à tout moment, entre les conditions de prix des contrats à long terme et celles des marchés « spot ».

Aussi, s'il devait s'avérer que les recommandations de ce rapport en vue d'améliorer la fluidité du marché ne sont pas suffisamment suivies d'effet, des mesures de « gas release » ou de limitations de parts de marchés de GDF pourraient être ultérieurement nécessaires.

Il convient de s'assurer, en tout état de cause, dans la mise en œuvre de l'ATR, que les modalités qui seront retenues mettent à la disposition de l'ensemble des acteurs gaziers – et non seulement des opérateurs historiques – les avantages, en termes de coûts et de souplesse, découlant d'un réseau de transport français à la fois maillé et approvisionné par de multiples sources. A cet égard, il apparaît que le régulateur devra veiller particulièrement à ce que l'accès au réseau français se fasse dans des conditions équitables pour tous les acteurs, c'est-à-dire sans ajouter de biais structurel au handicap de taille affectant les nouveaux entrants pendant les premières années.

Il est également essentiel de faire prévaloir cet impératif dans l'ensemble de l'Union Européenne afin, d'une part, de permettre aux nouveaux entrants d'acheminer leurs ressources dans les meilleures conditions jusqu'à nos frontières et, d'autre part, d'assurer aux opérateurs français des conditions comparables dans l'accès aux autres marchés.

4.2. Tarification du transport

Il convient de remarquer qu'avec les seuils actuels d'éligibilité (consommateurs industriels de plus de 25 Mm³/an), les clients éligibles sont, en totalité, raccordés directement aux réseaux de transport. C'est donc la tarification du transport qui constitue l'élément économique déterminant pour ces consommateurs. Or, depuis le précédent rapport, la future loi prévoit l'éligibilité de l'ensemble des sites de cogénération, dont 600 sont raccordés aux réseaux de distribution.

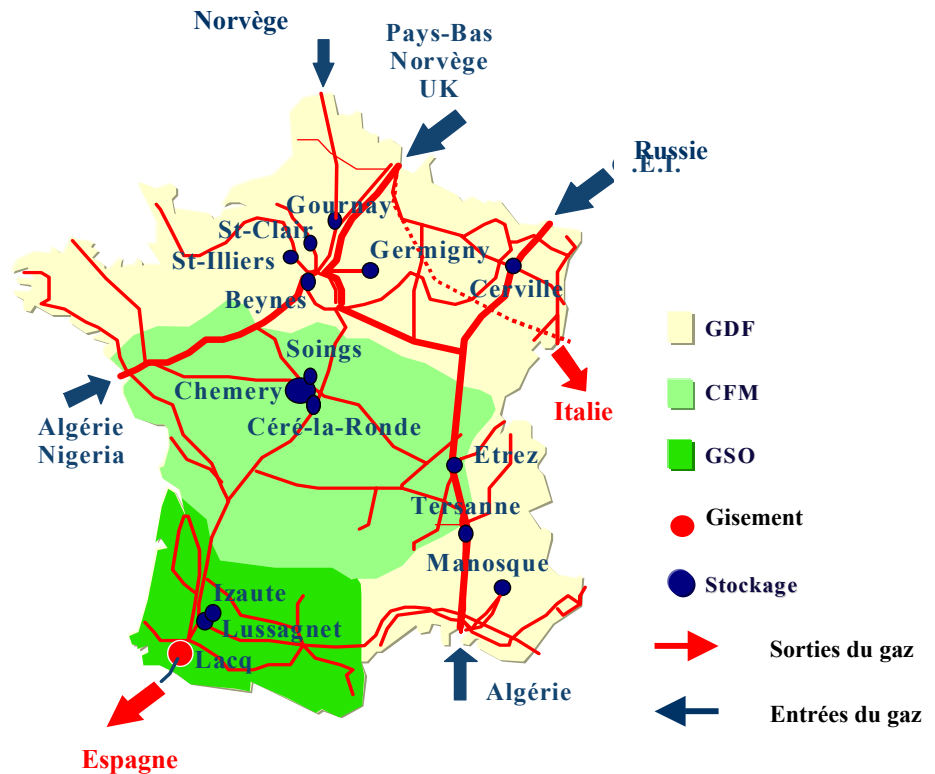
Les conditions d'accès à ces réseaux de distribution devront donc être déterminées simultanément à celles des réseaux de transport. A ce stade, les analyses portent uniquement sur les conditions de l'ATR pour le transport.

La structure tarifaire des barèmes provisoires actuels de type « point à point, à la distance » fait l'objet de critiques unanimes de la part des consommateurs éligibles et des nouveaux entrants potentiels.

Ils constatent en effet que, compte tenu de la localisation des ressources accessibles aux nouveaux entrants - elles ne peuvent en pratique entrer que *via* Taisnières ou Dunkerque - la tarification actuelle ferme l'accès à la clientèle éligible, en dehors de la moitié nord de la France, alors que d'autres tarifications, tout aussi justifiables économiquement pourraient éviter cet inconvénient. Ils constatent, par ailleurs, que les modalités proposées par GDF pour l'importation de cargaisons « spot » de GNL ou d'un nombre limité de cargaisons par an, aux terminaux méthaniers de Montoir et de Fos sont d'un coût prohibitif, comme indiqué au 5.2 du présent rapport. En outre, les capacités disponibles de ces terminaux, après couverture des contrats à long terme de GDF, sont limités à 1 Gm³/an pour Fos et 2 Gm³/an pour Montoir.

Les nouveaux entrants font valoir qu'en tarifant sur la base des flux contractuels, les opérateurs gaziers introduisent une distorsion tarifaire par rapport à la réalité des coûts de transport, qui résulte des flux physiques du gaz dans le réseau. A titre d'exemple, un consommateur éligible situé à Nantes et approvisionné par un nouvel entrant avec du gaz provenant du nord de l'Europe supportera une charge de transport entre Taisnières et Nantes, alors qu'il est en réalité physiquement alimenté par le terminal méthanier de GDF à Montoir, beaucoup plus proche (cf. figure 2 ci-après).

Figure 2
Réseau de transport GDF/CFM/GSO



Source : TFE

Les opérateurs historiques ont tenté de justifier la structure tarifaire des barèmes provisoires actuels par les deux considérations suivantes :

- la tarification « point à point, à la distance » reflète les coûts de transport du gaz fortement croissants avec la distance ;
- tout assouplissement du lien tarifaire rigide entre le point d'injection à la frontière et le site d'enlèvement pourrait conduire les nouveaux entrants à injecter le gaz exclusivement dans le nord de la France, ce qui aggraverait la congestion du réseau dans le sens nord-sud.

Les nouveaux entrants vivent, en réalité, la situation actuelle comme constituant une discrimination entre les « entités négoce » des opérateurs historiques qui, ayant accès à la ressource en tous les points d'entrée, peuvent minimiser leur facture globale d'ATR et eux-mêmes qui n'ont pour l'instant accès qu'à Taisnières ou Dunkerque. On peut rappeler que l'ampleur de cette discrimination était, en terme de coûts de transport, de l'ordre du simple au double pour l'acheminement du gaz vers un même portefeuille de clients éligibles dans l'hexagone⁽⁶⁾. La révision tarifaire introduite dans le barème provisoire 2002, si elle réduit

⁽⁶⁾ : Cette discrimination est mise en évidence en mesurant l'écart de prix d'acheminement exprimé, en centimes d'euro par kWh, pour l'approvisionnement d'un même échantillon de clients éligibles sur le territoire français selon que le fournisseur est GDF Négoce (disposant de l'ensemble des sources de gaz aux frontières) ou un nouvel entrant n'ayant accès qu'à une seule source (Taisnières ou Dunkerque).

significativement cette discrimination, laisse toutefois subsister un écart encore trop important entre GDF et ses concurrents.

Cette situation ne devrait pas évoluer spontanément vers une amélioration, par le biais d'un accès naturel à un plus grand nombre de points d'entrée, pour les raisons suivantes :

- la disparition du GFU, qui devrait théoriquement apporter une concurrence à Dunkerque entre un nombre important de producteurs norvégiens de gaz, n'a pas eu d'effet sensible. En effet, préalablement à la dissolution de GFU, les anciens contrats à long terme de fourniture de gaz aux clients européens ont été prorogés jusqu'en 2020 et l'essentiel des disponibilités potentielles supplémentaires (devant faire passer les exportations norvégiennes de 60 à 70 Gm³/an) ont été engagées, également suivant des contrats « take-or-pay » à long terme. La contribution de la source Dunkerque se limite ainsi aux disponibilités entrant dans les marges de fonctionnement des installations de production (à ce jour, seul TotalFinaElf et Norsk Hydro ont proposé du gaz *via* ce point d'entrée, pour un total d'environ 10 TWh par an) ;
- les difficultés pratiques rencontrées dans l'accès aux réseaux des opérateurs traditionnels allemands n'a pas permis de créer une offre concurrente de gaz à Obergailbach ;
- les conditions d'accès aux terminaux méthaniers (Fos et Montoir) sont, pour les cargaisons « spots » de GNL, d'un coût prohibitif.

Cette réduction devra être mise en œuvre, en s'efforçant de prendre davantage en compte, dans la tarification, les flux physiques réels dans les réseaux et non les flux contractuels théoriques. Elle pourrait être mise en œuvre, soit en franchissant une nouvelle étape dans l'évolution suivie depuis début 2002 consistant à prendre en compte dans le calcul de la distance tarifaire, non seulement le point d'injection contractuel, mais aussi le point le plus proche du site de consommation, soit en adoptant une nouvelle structure tarifaire de type « entrée/sortie » beaucoup moins sensible au facteur distance.

Le tableau VII ci-dessous résume les principales modifications des barèmes provisoires de GDF/CFM depuis le 10 août 2000 :

Tableau VII
Principales modifications des barèmes provisoires d'ATR de GDF

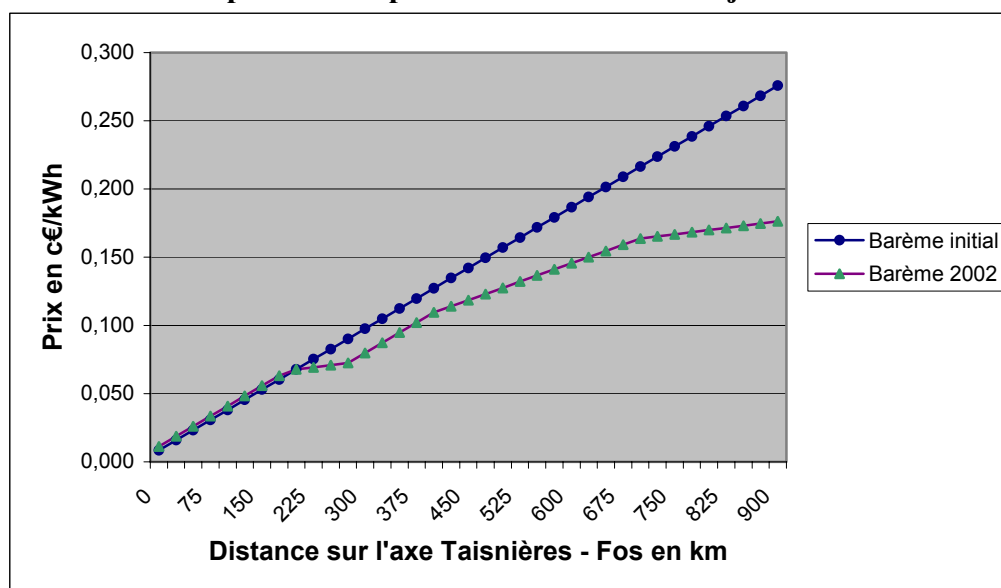
	Barème provisoire 2000	Barème provisoire 2002
Principe tarifaire	« Point à point » à la distance au point d'injection (NUT ⁽⁷⁾)	Tarif binaire comportant un terme à la distance au point d'injection (NUT) et un terme à la distance au point source le plus proche (NZT ⁽⁸⁾) point source le plus proche
Prix fixe d'entrée	18 euros/(MWh/j)	18 euros/(MWh/j)
Prix fixe de transport	18 euros/NUT par (MWh/j)	14,4 euros/NUT par (MWh/j)
Prix fixe de sortie	Néant	3,6 euros/NZT par (MWh/j)
Prix proportionnel de sortie	0,018 euro/NUT par MWh	0,018 euro/NZT par MWh
Prix proportionnel De livraison	9 euros par MWh/j	18 euros par MWh/j

Les effets bénéfiques de cette évolution tarifaire qui avait fait l'objet des recommandations des précédents rapports aux Ministres peuvent être illustrés par la figure 3 mettant en évidence la réduction du coût unitaire de transport sur l'axe Taisnières-Région Parisienne-Fos pour consommation industrielle importante et bien modulée.

⁽⁷⁾ : Le NUT - Nombre d'Unités Tarifaires - exprime la distance entre deux nœuds du schéma tarifaire de GDF – cf. schéma en annexe 4 -.

⁽⁸⁾ : Le NZT – Niveau de Zone Tarifaire – exprime la distance entre une zone de tarif et le point d'injection le plus proche plafonnée à 9 unités de tarif, soit à peu près 250 km.

Figure 3
Prix unitaire de transport sur un axe Taisnières – Fos
pour une expédition modulée en 320 jours



Cependant, les nouveaux barèmes provisoires en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2002 sont encore loin de permettre un accès non discriminatoire au réseau français, car ils laissent persister une distorsion de 0,036 c€/kWh, soit 55 %, par rapport aux conditions dont bénéficie GDF Négoce, ce qui demeure excessif. La distorsion n'est ramenée à un niveau raisonnable que si l'on prend en considération un nouvel entrant ayant simultanément accès aux trois sources du Nord (Taisnières, Obergailbach et Dunkerque), ce que l'on ne constate malheureusement pas en pratique. En effet, aujourd'hui, seul TFE a été en mesure d'importer du gaz directement via Dunkerque et aucun nouvel entrant ne s'est positionné à Obergailbach. Cette distorsion est mise en évidence dans le tableau VIII.

Tableau VIII
Charge tarifaire moyenne de GDF et d'un nouvel entrant⁽⁹⁾

Prix moyen en c€/kWh	Tarif provisoire 2001	Tarif provisoire 2002
Nouvel entrant à Taisnières	0,125	0,102
Nouvel entrant avec trois points d'entrée (Taisnières, Obergailbach, Dunkerque)	n.d.	0,091
GDF (ensemble des sources)	0,064	0,066

En résumé, si les nouveaux barèmes provisoires constituent un progrès vers une tarification moins discriminatoire, il subsiste une distorsion résiduelle importante, qui doit être réduite le plus rapidement possible.

Les recommandations correspondantes (nouvelles structures tarifaires « entrée/sortie » ou poursuite d'une réduction de la distance contractuelle de transport) font l'objet du paragraphe 5.1, du présent rapport.

⁽⁹⁾ : Ces charges tarifaires moyennes sont déterminées, pour l'approvisionnement d'un même échantillon de clients éligibles sur le réseau gazier français, en prenant en compte pour GDF un accès à l'ensemble des points sources aux frontières et pour le nouvel entrant, un accès à une source (Taisnières) ou trois sources situées au nord de la France (Taisnières, Obergailbach, Dunkerque).

La mise en œuvre du nouveau tarif de transport régulé devra, non seulement intégrer les changements structurels souhaités, mais aussi prendre en compte des recommandations portant sur les niveaux tarifaires.

Il apparaît, à cet égard, que des changements devront être apportés, tant sur la méthode que sur les données de base, aux modalités de calcul des niveaux tarifaires jusqu'ici retenues par les opérateurs gaziers. Il est suggéré en particulier de déterminer les niveaux des recettes tarifaires d'ATR sur les bases ci-dessous :

- prise en compte, dans la base d'actifs régulée, des prix de cession des réseaux gaziers aux opérateurs, tels que fixés par la commission d'évaluation (commission Hourri) intervenant conformément aux dispositions de la loi de Finances rectificative pour 2001 et inférieurs aux bases d'actifs ayant servi d'assiette au calcul des barèmes d'ATR provisoires ;
- rémunération du capital liée au coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour l'activité de transport du gaz, en prenant en compte un endettement normatif en ligne avec les pratiques européennes. Sur cette base, il appartiendra au régulateur de proposer le taux de rémunération du capital, étant rappelé que la valeur prise en compte dans les barèmes provisoires est de 8 % en termes réels avant impôts ;
- amortissements linéaires des actifs immobilisés sur la base des durées de vie économiques des ouvrages ;
- les charges d'exploitation devraient être déterminées sur la base de la nouvelle comptabilité dissociée demandée aux opérateurs, conformément aux recommandations exprimées dans le rapport d'étape du 15 janvier 2002 et explicitées au chapitre 8.

4.3. Conditions contractuelles de mise en œuvre de l'ATR (transport et livraison)

Les principaux enseignements que l'on peut tirer de deux ans de fonctionnement des contrats d'ATR peuvent être résumés de la manière suivante :

- la flexibilité de l'offre de transport - aujourd'hui limitée à des contrats d'un an – serait considérablement améliorée par l'introduction de contrats de plus courte durée, mais aussi, pour certains gros consommateurs industriels, de plus longue durée, ainsi que de contrats interruptibles sur le réseau principal (aujourd'hui, cette faculté, assortie d'un rabais de 50 % du tarif, n'est consentie que sur le réseau régional). Cette demande des parties prenantes s'appuie, notamment, sur des exemples étrangers, seules la France, l'Espagne et le Luxembourg ayant adopté des contrats ATR d'une durée minimale d'un an ;
- les parties prenantes ont critiqué la rigidité des cycles de nomination et de renomination prévus dans les contrats d'acheminement, en soulignant que, dans la plupart des pays européens, les procédures sont plus simples et donnent la faculté à l'expéditeur de modifier sa programmation avec un court préavis (deux heures). GDF et CFM envisagent une évolution semblable qui viendra, en fait, entériner une application déjà plus souple des clauses contractuelles ;
- les clients éligibles et leurs fournisseurs critiquent également la complexité du mécanisme d'équilibrage des volumes injectés et enlevés, ainsi que le coût élevé des pénalités en cas de déséquilibre. Il apparaît, cependant, sur l'exemple des autres pays européens, que les conditions offertes des opérateurs français ne s'écartent pas significativement de la moyenne.

4.4. Conditions d'accès aux terminaux méthaniers

Les clients éligibles ne sont pas, aujourd'hui, en mesure de faire appel directement à l'accès aux terminaux méthaniers. En effet, avec la structure tarifaire des barèmes de regazéification de GNL proposée par GDF, l'économie de ce moyen d'accès paraît réservée à de très gros utilisateurs (à titre d'illustration, une cargaison de GNL, telle qu'habituellement déchargée à Montoir, représente 90 Mm³ gazeux, soit près de quatre fois le seuil actuel d'éligibilité). Cet accès intéresse davantage les fournisseurs et les négociants traditionnels (TotalFinaElf, BP, Shell...) qui sont en mesure de fédérer les besoins d'un ensemble de clientèle. Tous constatent néanmoins que les barèmes proposés par GDF, s'ils sont compétitifs pour des approvisionnements massifs et réguliers (2 Gm³/an), deviennent dirimants pour des livraisons « spot » (cf. annexe 6).

4.5. Prestations auxiliaires de l'ATR (*modulation/équilibre – conversion*)

GDF, CFM et GSO ont publié des offres de services auxiliaires à l'ATR, réservées aux titulaires des contrats d'acheminement, couvrant, d'une part, un service de modulation/équilibre, et d'autre part, pour les clients éligibles de la zone de desserte du gaz de Groningue (Nord de la France), un service de conversion gaz H – gaz B⁽¹⁰⁾.

Il est apparu rapidement que le service de modulation constituait, même pour les gros consommateurs industriels utilisant le gaz d'une manière régulière, un complément indispensable de l'ATR. En effet, le contrat de modulation apporte au client éligible des souplesses dans l'usage du gaz, comparables à celles dont il bénéficiait dans le cadre des anciens contrats, tout en faisant appel à des fournitures de gaz en ruban à la frontière. La France n'ayant pas choisi, contrairement à d'autres pays, de retenir un accès régulé au stockage, il paraît *a minima* nécessaire de confier au régulateur la mission de veiller à la transparence et au caractère non discriminatoire du service de modulation offert par les opérateurs.

En dehors des questions de coût, les critiques des clients éligibles et des nouveaux entrants portent sur les modalités non financières de la prestation de modulation :

- il est indispensable que le service de modulation soit offert par des entités distinctes de « l'entité négoce » des opérateurs historiques, comme c'est déjà le cas pour GSO, afin de garantir l'absolue confidentialité du montage commercial de leurs offres de gaz vis-à-vis de leur principal concurrent, cette absence d'indépendance fonctionnelle étant incompatible avec la mise en œuvre d'une concurrence équitable ;
- il est souhaitable que les possibilités d'échange de gaz actuellement limitées aux points d'importation à la frontière soient étendues aux six points de modulation situés à l'intérieur du réseau français, afin d'amorcer la création de « hubs » gaziers en France. La légitimité de cette demande apparaît forte, dans la mesure où, en complément des « hubs » gaziers déjà mis en place à Bacton et Zeebrugge, se développent aujourd'hui de nouveaux marchés secondaires, notamment à Bunde, Emden, Zelzate, Baumgarten...

⁽¹⁰⁾ : Il s'agit de permettre aux clients éligibles alimentés en gaz de qualité Groningue (gaz B) de s'approvisionner sur le marché concurrentiel (gaz H) correspondant à l'essentiel des fournitures européennes, notamment celles négociées aux « hubs » d'Europe du Nord.

- il conviendrait également que les dates de prise d'effet des contrats d'acheminement et de modulation puissent coïncider. En effet, dans le dispositif actuel, les contrats de modulation de GDF sont conclus pour une période annuelle comprise entre le 1^{er} avril d'une année et le 31 mars de l'année suivante. Les clients éligibles souhaiteraient que, sous réserve d'une rémunération adaptée, la date de démarrage des contrats de modulation soit flexible.

En ce qui concerne les contrats de conversion gaz H - gaz B, GDF avait fait une proposition tarifaire initiale pour ce service de 0,12 c€/kWh, valeur jugée excessive par le marché. GDF a accepté de ramener son offre à 0,06 c€/kWh, ce qui la situe désormais à un niveau comparable à celui des offres de Gasunie et Distrigaz.

5. Tarification de l'accès aux réseaux de transport de gaz et aux installations de gaz naturel liquéfié

5.1. Tarification de l'accès aux réseaux de transport

Comme indiqué dans le rapport d'étape du 15 janvier 2002, les travaux effectués depuis août 2000 ont porté sur trois principaux sujets :

- établir, par une analyse économique du transport du gaz, les fondements théoriques d'une tarification de l'ATR représentative des coûts, transparente et non discriminatoire ;
- corriger, à court terme, les inconvénients présentés par les tarifications provisoires mises en place par les opérateurs GDF, CFM et GSO ;
- proposer les fondements d'une nouvelle tarification de l'ATR, devant entrer en vigueur dès le vote de la loi gazière et traduisant mieux l'adéquation des coûts de transport et des flux physiques dans le réseau.

Au plan théorique, les travaux conduits avec l'assistance d'un groupe d'experts⁽¹¹⁾ ont mis en évidence les principales conclusions suivantes :

- pour être représentative des coûts, la tarification du transport doit être fondée sur les flux physiques dimensionnants, circulant dans le réseau et non sur les flux contractuels souscrits par les utilisateurs ;
- le modèle théorique fondant la tarification « point à point, à la distance » des barèmes provisoires est celui d'un réseau linéaire approvisionné par une seule source ; il est donc inadapté au cas d'un réseau maillé et alimenté à partir de plusieurs sources de gaz, comme c'est le cas du réseau français ;
- les conséquences de l'application des barèmes provisoires sont fortement pénalisantes pour l'ouverture du marché à la concurrence, dans la mesure où elles se traduisent par une discrimination, dans le coût de transport, entre les opérateurs historiques qui bénéficient à la fois de l'accès à l'ensemble des sources et du foisonnement de leurs souscriptions, et les nouveaux entrants n'ayant, en pratique, accès qu'à un seul point source ;
- le modèle de structure tarifaire permettant d'assurer une meilleure équité des conditions d'accès au réseau est celui de la tarification « entrée/sortie », d'une élaboration assez complexe, mais utilisée dans d'autres pays (Grande-Bretagne, Italie).

⁽¹¹⁾ : Un groupe d'experts de haut niveau, présidé par Jean Bergougnoux, Président honoraire de la SNCF et ancien Directeur Général d'EDF, a examiné les fondements théoriques de la tarification du transport du gaz en France. Un résumé de ces travaux et les principales conclusions se trouvent dans le rapport du groupe d'experts sur la tarification de l'accès au réseau de transport et de distribution du 30 avril 2001.

En réponse à ces premières constatations et conformément aux recommandations exprimées dans le rapport d'étape, un aménagement des barèmes provisoires de GDF et CFM est intervenu au 1^{er} janvier 2002. Ainsi qu'il a été indiqué au chapitre 4, cet aménagement, consistant à tarifer sur la base d'une distance pondérée faisant intervenir, non seulement le point d'injection contractuel, mais également le point source le plus proche du point d'enlèvement, a permis de réduire significativement, mais de manière encore insuffisante, la distorsion tarifaire entre GDF Négoce et les nouveaux entrants.

Il apparaît donc aujourd'hui nécessaire de franchir une nouvelle étape dans l'établissement d'une tarification de l'ATR en France dès début 2003, sans attendre la sortie de la loi et de ses décrets d'application.

Les nouvelles tarifications devront, en particulier, prendre en compte :

- dans la structure tarifaire, les objectifs de réduction des distorsions et de développement des possibilités d'échanges de gaz, reconnus comme essentiels par les parties prenantes ;
- dans la détermination des niveaux tarifaires, l'analyse des charges de capital et frais d'exploitation, sur la base de la nouvelle comptabilité de l'activité dissociée du transport des opérateurs et, en particulier, des valorisations des réseaux de transport déterminées, en 2002, par la commission d'évaluation.

5.1.1. Structures tarifaires

La structure tarifaire actuelle de type « point à point, à la distance » présente le double inconvénient, d'une part de conduire à des charges de transport élevées dans la moitié sud de la France (les ressources marginales ne sont aujourd'hui accessibles que par Taisnières et Dunkerque) et de constituer une discrimination entre les nouveaux intervenants et les opérateurs historiques, dans la mesure où ces derniers peuvent optimiser leurs réservations de capacité, en cohérence avec les flux physiques de gaz. A titre d'exemple, un client éligible situé dans l'ouest de la France est physiquement alimenté à partir du gaz regazéifié par GDF à Montoir, mais il doit supporter une charge de transport depuis Taisnières, s'il est contractuellement approvisionné par un nouvel entrant.

Pour améliorer cet état de choses, deux options peuvent être aujourd'hui considérées :

- mettre en place, à court terme, une tarification de type « entrée/sortie » applicable soit sur l'ensemble du réseau français, soit au niveau de plusieurs zones distinctes de tarification ;
- poursuivre, dans la structure tarifaire « point à point, à distance » l'évolution entreprise depuis le 1^{er} janvier 2002 visant à réduire la discrimination tarifaire et l'impact de la distance, en augmentant le poids de la source la plus proche dans le calcul de la distance tarifaire pondérée.

5.1.1.1. Tarification « entrée/sortie »

Dans une tarification « entrée/sortie », les réservations de capacité sont effectuées au point d'entrée et de sortie du gaz, indépendamment du trajet physique ou contractuel du gaz, ce qui fait ainsi disparaître dans la tarification tout lien entre ces deux points.

L'introduction d'une telle tarification présenterait le double avantage suivant :

- une meilleure représentativité des coûts réels de transport du gaz – c'est-à-dire des flux physiques dimensionnants dans les réseaux – conduisant ainsi à la disparition de la discrimination tarifaire constatée avec les barèmes provisoires ;
- la possibilité d'obtenir un marché beaucoup plus fluide permettant l'émergence d'un « hub » d'échange de gaz et d'un marché secondaire.

Dans cette structure tarifaire, en effet, les souscriptions de capacité et les termes de facturation sont répartis entre l'entrée et la sortie, indépendamment les uns des autres.

D'une manière simplifiée, le terme d'entrée est censé couvrir le coût d'accès à l'un des points source à la frontière ainsi que les coûts d'acheminement du gaz jusqu'à un point notionnel où peuvent s'opérer des échanges de gaz ; le terme de sortie est censé couvrir le coût d'acheminement du gaz en tout point d'enlèvement sur le réseau, depuis le point notionnel précité.

Dans une telle tarification, il existe une certaine part d'arbitraire dans le choix de la répartition entre les recettes d'entrée et de sortie, dans le cadre du nécessaire équilibre des recettes et des charges.

Outre qu'elle atténue considérablement l'effet distance, la tarification « entrée/sortie » permet de fluidifier le marché.

En effet, elle rend possible d'acheminer du gaz à un point d'échange en acquittant simplement un terme d'entrée puis, soit de le transporter en temps réel ou différé vers un site de livraison, soit encore de le mettre à la disposition d'un tiers au point d'échange. En outre, il est généralement possible d'offrir un service de modulation/stockage au point d'échange, ce qui augmente considérablement la souplesse de fonctionnement de l'ATR.

Ce mode de tarification est donc particulièrement adapté à l'objectif de création d'un marché ouvert comportant différentes catégories d'acteurs intervenant aux différents stades d'acheminement du gaz – entrée, point d'équilibre/stockage, sortie – et concourant à la création de marchés secondaires.

C'est sur cette base que fonctionnent aujourd'hui les marchés de Grande-Bretagne et d'Italie, un code d'accès au réseau constituant le cadre contractuel commun à tous les intervenants. Ce système tarifaire est, par ailleurs, d'une utilisation relativement facile et permet de généraliser les transactions sur écran.

Une présentation plus complète des avantages présentés par la tarification « entrée/sortie » figure en annexe 4 du présent rapport.

Contraintes d'application de la tarification « entrée/sortie »

Depuis cinquante ans, le dimensionnement du réseau français a été effectué en fonction du volume et de la répartition géographique des besoins en gaz naturel, mais également en fonction des approvisionnements, connus puisque fondés sur des contrats de long terme, ainsi que de la localisation et des capacités des stockages ; à ces données, s'ajoutaient des combinatoires de situations aléatoires portant sur les approvisionnements et la disponibilité de certains ouvrages de transport, notamment les stations de recompression. Cette problématique était bien maîtrisée par une entreprise intégrée dans laquelle le réseau était simplement au service de l'activité de fourniture.

On notera, d'autre part, que l'échange de gaz à long terme conclu par GDF avec l'ENEL en 1999, et qui conduit à majorer de 3,5 Gm³/an les flux d'importation à Montoir, aux dépens, respectivement, de Fos (- 1 Gm³/an) et d'Obergailbach (- 2,5 Gm³/an) participe aux principales contraintes de transit de gaz en France, dans le sens nord-sud.

L'ouverture du marché gazier rend l'exercice plus complexe, dans la mesure où l'incertitude sur les flux de gaz est significativement accrue, notamment en ce qui concerne les points d'entrée du gaz naturel.

Or, au regard de l'adéquation nécessaire entre besoins de transport et capacités physiques disponibles sur le réseau, le système tarifaire adopté n'est pas neutre. En effet, une tarification point à point à la distance implique, théoriquement, que les expéditeurs souscrivent des capacités de transport bien identifiées sur chacun des tronçons utilisés pour leur acheminement ; le transporteur peut donc vérifier la compatibilité des souscriptions avec les capacités techniques du réseau.

Il faut toutefois remarquer que, si l'opérateur se contentait de cette seule opération, il serait, certes, assuré qu'un schéma d'exploitation est possible pour assurer les transports souscrits, mais il ne valoriserait pas les gains procurés dans l'optimisation des flux à laquelle il procède dans la conduite opérationnelle du réseau, c'est-à-dire les écarts entre les capacités contractuelles et les flux réels.

A contrario, une tarification entrée/sortie n'offre pas cette garantie de compatibilité dans la mesure où l'expéditeur souscrit uniquement des capacités d'entrée en un ou plusieurs points d'entrée du réseau et des capacités de sortie en un ou plusieurs points de sortie du réseau. Dans ces conditions, il est difficile, pour l'opérateur de transport, d'avoir une visibilité sur les flux de gaz générés, d'autant plus que les expéditeurs peuvent se réserver des possibilités d'arbitrage entre points d'entrée. Il est possible d'aboutir à des flux très différents de ceux pour lesquels le réseau a été configuré et, par conséquent, à des difficultés d'acheminement, y compris dans l'exécution des obligations de desserte au profit des distributions publiques.

Dans ces conditions, certains opérateurs font valoir qu'il n'est pas possible de recourir à une tarification « entrée/sortie » au-delà d'une zone géographique suffisamment homogène pour que les incertitudes sur les flux de gaz restent compatibles avec les possibilités techniques du réseau. Ainsi, la présence de congestions – permanentes ou saisonnières – peut-elle limiter l'extension géographique à l'intérieur de laquelle une tarification « entrée/sortie » est représentative des coûts réels de transport. GDF estime, à cet égard, que son réseau est trop vaste pour mettre en œuvre une tarification « entrée/sortie » nationale et que la constitution de plusieurs zones tarifaires, avec des points de contact entre chacune d'elles, où des limitations de capacités de transport dans un sens et/ou dans l'autre s'appliqueraient et où un droit de transfert serait perçu. Naturellement, ces zones pourraient évoluer dans le temps, en fonction des renforcements du réseau, voire disparaître à terme.

GDF privilégie cette solution au détriment d'autres également envisageables, comme par exemple la limitation des souscriptions de capacités d'entrée afin de garantir les acheminements ou la mise en place de capacités interruptibles. Il est clair que la solution des zones tarifaires offre plus de transparence et plus de flexibilité aux expéditeurs.

GDF justifie sa position par des contraintes internes structurelles du réseau de transport à l'horizon 2004/2005, évaluées à l'aune de deux situations : une journée moyenne d'hiver froid et une journée d'août avec injection maximale dans les stockages. Il en résulte quatre contraintes principales :

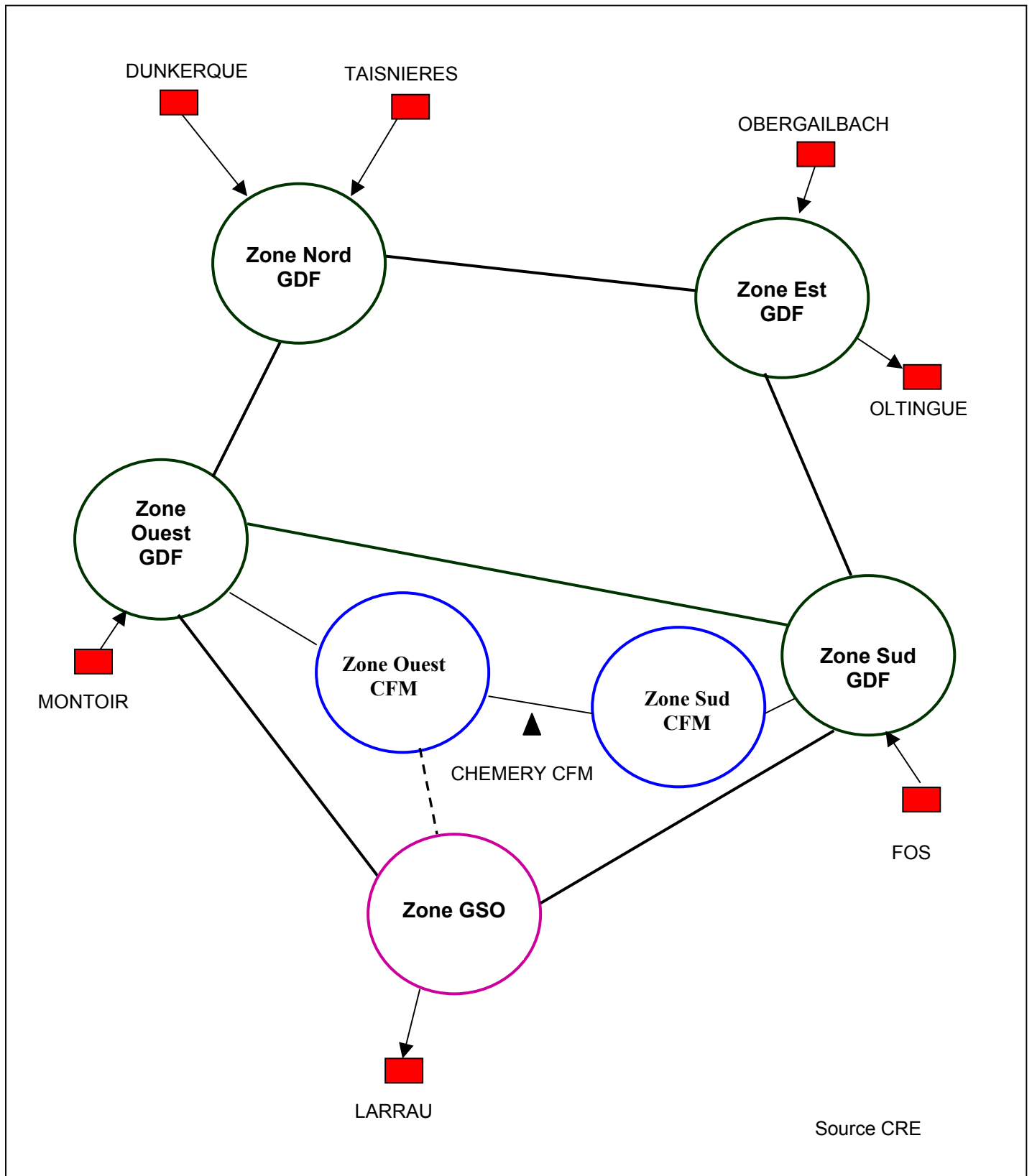
- en hiver :
 - une contrainte Nord Sud si les expéditeurs injectent une quantité de gaz à Fos inférieure à 150 GWh/jour ;
 - une contrainte Nord/Est lorsque les injections cumulées de Fos et d'Obergailbach n'atteignent pas 350 GWh/jour.
- en été :
 - une contrainte Nord Sud si les injections à Fos sont inférieures à 100 GWh/jour ;
 - une contrainte Nord Ouest si les injections cumulées de Montoir et Fos sont inférieures à 300 GWh/jour.

Ceci conduit GDF à proposer la création de 4 zones tarifaires dans la zone de desserte. De la même manière, et pour des raisons de même nature, CFM propose deux zones tarifaires dans sa zone de desserte (cf. figures 4 et 5 ci-après).

Globalement, la représentation du réseau serait la suivante :

Figure 4

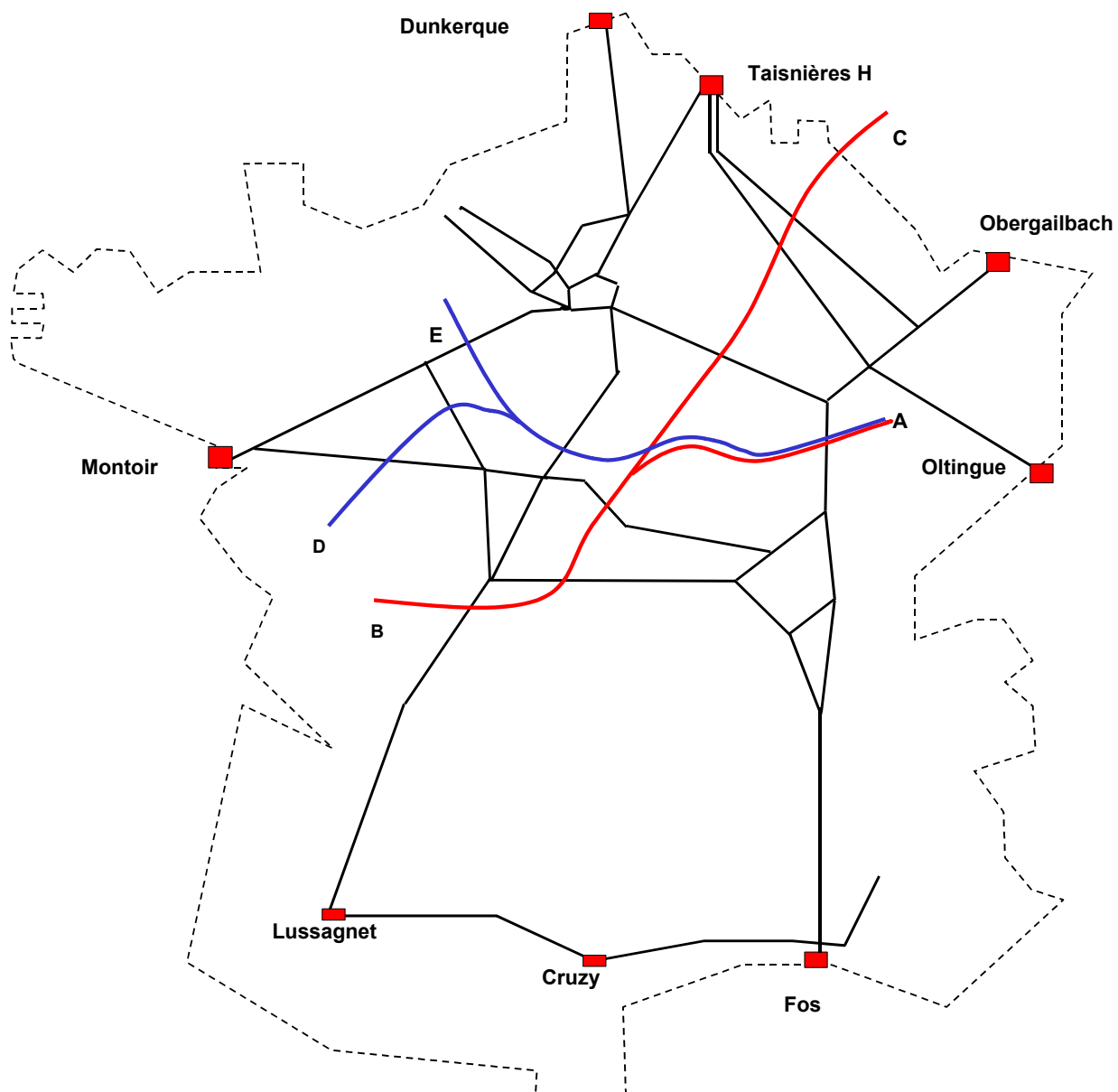
Exemple de représentation schématique d'une tarification zonale France entière



----- liaison Sud-Nord uniquement

Figure 5
Représentation géographique des lignes de contraintes délimitant les zones tarifaires

AB : contrainte nord-sud d'hiver
BC : contrainte nord-est d'hiver
AD : contrainte nord-sud d'été
AE : contrainte nord-ouest d'été



Source : GDF

L'objectif de GDF est de refléter dans la structure géographique du système tarifaire « entrée/sortie » qu'il compte mettre en place les limitations effectives des capacités de transport du système physique. Le réseau tarifaire serait donc divisé en quatre zones : une zone Ouest comprenant le point d'importation Montoir, une zone Nord avec Taisnières et Dunkerque, une zone Est comprenant Obergailbach et une zone Sud Est avec Fos. Une zone comprenant l'ensemble des stockages du Centre de la France a été isolée car elle présente la particularité d'être rattachée à la zone Ouest en été et à la zone Sud en hiver.

Le système tarifaire serait fondé sur trois termes de souscription et de facturation : des capacités d'entrée, des capacités de sortie et des capacités de transfert inter-zones dont les volumes commercialisés seraient conformes aux capacités physiques disponibles dans les situations les plus contraignantes.

Ce découpage en zones, traduisant directement les contraintes de réseau, a un caractère provisoire puisque les renforcements de réseau conduisant à supprimer les congestions existantes élimineront en même temps le besoin de découpage en ces points.

Il a été suggéré à GDF d'étudier deux options :

- l'étude de faisabilité d'une réduction du nombre des zones tarifaires, ce qui permettrait d'atténuer la complexité du système ;
- la mise en place d'incitations, contractuelles ou tarifaires, à l'injection permettant de garantir des volumes suffisants à Fos et Montoir, dont bénéficierait tout expéditeur capable d'assurer ces injections. Ces volumes réduiraient la probabilité de situations critiques et donc la nécessité de la partition du système tarifaire.

CFM présente logiquement les mêmes caractéristiques que GDF, les deux réseaux fonctionnant de façon intégrée et devrait être scindé en deux zones, une zone Ouest et une zone Est, sans possibilité de transfert d'une zone à l'autre.

Pour ces deux réseaux, la question de l'équilibrage des injections et des soutirages devra être traitée : les expéditeurs seront-ils obligés d'équilibrer leurs injections et leurs soutirages zone par zone ou des compensations pourront-elles intervenir entre zones ? Cette question demeure sans réponse au stade actuel.

En mettant en évidence les contraintes de transport, la tarification « entrée/sortie » met l'accent sur la nécessité de leur disparition dans les meilleurs délais possibles, notamment par la réalisation de nouveaux terminaux méthaniers sur les façades atlantique et méditerranéenne (Fos II) et la mise en place de nouvelles interconnexions avec l'Espagne.

La problématique est moindre sur le réseau de GSO dans la mesure où il a été configuré pour faire face à l'ensemble des situations d'approvisionnements et de consommation envisageable. Ce réseau peut être considéré comme une zone unique au sein de laquelle peut s'appliquer une tarification « entrée/sortie ». En revanche, le fonctionnement du réseau GSO est très différent entre l'hiver et l'été, compte tenu des mouvements des stockages de Lussagnet et d'Yzaute, ce qui devrait conduire à introduire une tarification saisonnalisée.

Le document présenté en annexe 5 résume la méthodologie proposée par GSO en vue de la mise en œuvre d'une tarification « entrée/sortie » sur son réseau principal de transport.

Il n'en reste pas moins que l'articulation des tarifications appliquées à ces différents réseaux reste en suspens tant que les opérateurs n'ont pas élaboré leurs propositions de barèmes tarifaires. On peut cependant penser que la mise au point d'un système tarifaire « entrée/sortie » applicable sur l'ensemble des réseaux ne devrait pas soulever de difficultés insurmontables.

5.1.1.2. Tarification « à la distance pondérée »

Le rapport d'étape suggérait d'introduire, dans le calcul de la distance tarifaire, une moyenne pondérée des distances respectives mesurées entre le point de soutirage, et, d'une part, le point d'injection physique le plus proche et, d'autre part, le point d'injection contractuel, dans une proportion, par exemple, de $2/3 - 1/3$.

Cette suggestion s'appuyait sur les constats suivants :

- la tarification du transport de gaz doit refléter, autant que faire se peut, les flux physiques plutôt que les réservations de chacun des expéditeurs ;
- l'opérateur de transport gère son réseau au quotidien en optimisant les flux de gaz entre les sources et les points de prélèvement ; chacun des points de prélèvement sera alors alimenté, dans le cadre de cette optimisation, par la source la plus proche indépendamment du point d'injection contractuel ;
- toute modélisation tarifaire des flux physiques de gaz dans un réseau comportant une part inévitable d'arbitraire, il paraît préférable de rechercher une solution simple et transparente.

L'introduction début 2002 dans la structure du tarif de transport de GDF et de CFM d'une référence à la distance entre le point de livraison et le point d'entrée du gaz sur le réseau le plus proche a constitué une évolution favorable pour que les tarifs reflètent mieux les coûts réels de transport. Les nouveaux barèmes tarifaires provisoires de GDF et de CFM constituent donc un progrès, mais encore insuffisant, car les coûts de transport demeurent excessifs pour les clients du sud de la France, comme le montre le tableau IX ci-après. En effet, la pondération retenue pour la distance au point d'injection physique le plus proche est d'un tiers seulement.

En vue de remédier à cette situation, des travaux complémentaires ont été entrepris en 2002 avec les hypothèses de calcul suivantes :

- l'écart de prix d'acheminement entre l'opérateur dominant et le nouvel entrant a été ramené à 0,030 c€/kWh ;
- pour un acheminement à partir d'un point d'entrée du nord de la France, la variation du tarif d'acheminement entre le point de sortie Lyonnais et le point de sortie Sud Est doit être positive ou nulle ;
- le niveau de revenu est supposé inchangé.

Ces hypothèses correspondent à une pondération proche de 50% pour la distance au point d'injection physique le plus proche.

Ces travaux ont ainsi permis de déterminer un nouveau barème possible de transport (barème CRE 2003), dont les principales composantes figurent dans le tableau IX ci-dessous.

Tableau IX
Composantes du prix de transport dans le barème 2002
et des barèmes issus des études

	Barème 2002	Barème corrigé 2003
Prix fixe d'entrée En €/an par (MWh/j)	18,0	18,0
Prix fixe de transport En €/an par (MWh/j)	$14,4 \times \text{NUT}^{(12)}$ où NUT est le Nombre d'Unités de Tarif	$11,7 \times \text{NUT}$
Prix fixe de sortie En €/an par (MWh/j)	$3,6 \times \text{NZT}^{(13)}$ où NZT est le Niveau de la Zone de Tarif, <u>NZT plafonné à 9</u>	$4,5 \times \text{NZT}$ <u>NZT plafonné à 11</u>
Prix variable de sortie En €/MWh	$0,018 \times \text{NZT}$ <u>NZT plafonné à 9</u>	$0,021 \times \text{NZT}$ <u>NZT plafonné à 11</u>
Prix fixe de livraison En €/an par (MWh/j)	18,0	27,0

⁽¹²⁾ : NUT: nombre d'unités de tarif traduisant la distance tarifaire sur le trajet souscrit par l'expéditeur, c'est à dire entre le point d'injection contractuel du gaz naturel et le point de soutirage.

⁽¹³⁾ : NZT : niveau de zone tarifaire qu'exprime la distance entre le point source le plus proche et le point de soutirage.

Les principales conséquences pour les utilisateurs d'ATR de ce possible changement de tarification en 2003 sont indiquées dans le tableau X ci-dessous :

Tableau X
Critères d'évaluation des barèmes tarifaires

Critères	Barème 2002	Barème corrigé 2003
Ecart de prix d'acheminement entre opérateur dominant et nouvel entrant à Taisnières ⁽¹⁴⁾ En €/MWh	0,37	0,30
Ecart de prix d'acheminement entre opérateur dominant et nouvel entrant – hors Vallée du Rhône - En €/MWh	0,18	0,15
Prix marginal sur Lyonnais – Sud Est (modulation 330 jours) En €/an par MWh/j par UT	4,9	0,3
Prix moyen sur une distance de 100 km (modulation 330 jours) En €/MWh	0,42	0,43
Ecart de prix d'acheminement à partir des points d'entrée Nord et Lussagnet, d'une part, et Cruzy, d'autre part	- 7 %	- 3 %
Prix d'acheminement entre Taisnières et Normandie (modulation 330 jours) En €/MWh	1,00	1,03
Prix d'acheminement entre Taisnières et Lyonnais (modulation 330 jours) En €/MWh	1,52	1,46

⁽¹⁴⁾ : Il s'agit de l'écart de prix d'acheminement pour l'approvisionnement d'un même échantillon de clients éligibles, selon que le fournisseur est GDF Négoco (disposant de l'ensemble des sources de gaz aux frontières) ou un nouvel entrant n'ayant accès qu'à une seule source (Taisnières).

Les figures 6 et 7 permettent d'effectuer une comparaison de prix d'acheminement sur l'axe Taisnières H – Région Paris – Langres – Lyonnais – Sud Est pour deux sites, l'un en modulation 330 jours et l'autre, en 250 jours.

Figure 6
Comparaison de prix unitaires de transport
en modulation 330 jours

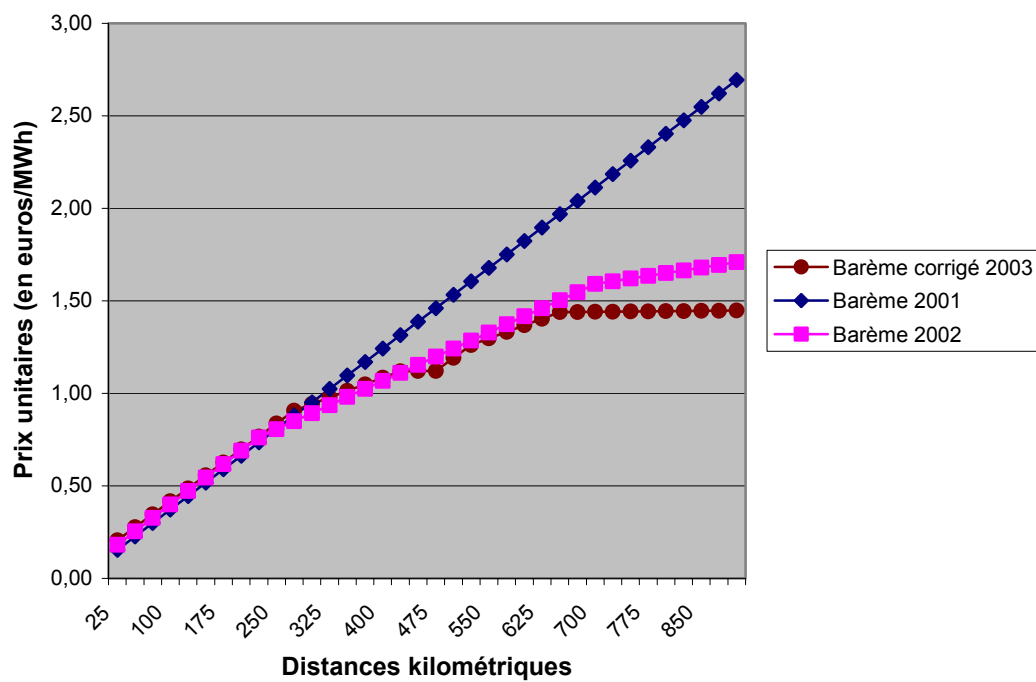
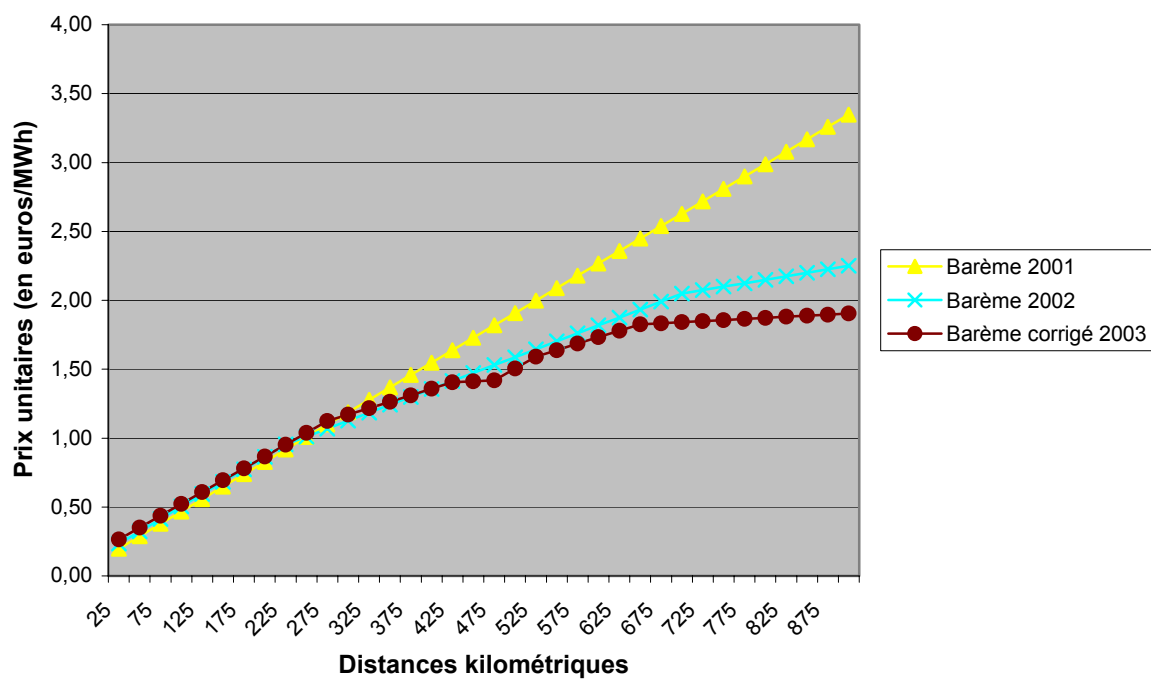


Figure 7
Comparaison de prix unitaires de transport
en modulation 250 jours



Ce tarif conduit à des réductions significatives de prix d'acheminement par rapport au barème actuel au-delà de certaines distances, les sites situés près des points d'entrée voyant leur facture inchangée. La zone géographique potentiellement concurrentielle s'en trouve donc accrue en direction du sud de la France.

Il n'en demeure pas moins que, fondamentalement, les tarifications reposant sur des distances tarifaires ne favorisent pas la constitution de marchés secondaires de capacités, ni celle de hubs gaziers. En outre, elles ne permettent pas de gommer totalement l'avantage concurrentiel dont bénéficient les opérateurs historiques, du fait de leur capacité d'approvisionnement à partir de l'ensemble des sources. Enfin, elles peuvent conduire à des investissements sous-optimaux, en l'absence de signal tarifaire clair.

Quoiqu'il en soit, s'il s'avérait difficile de mettre en place, début 2003, une tarification – nationale ou zonale – de type « entrée/sortie », il serait préconisé de franchir une nouvelle étape en retenant, à titre transitoire, ce nouveau barème d'ATR.

5.1.2. Niveaux tarifaires

La problématique de détermination des niveaux tarifaires a fait l'objet de travaux importants avec les opérateurs gaziers français et d'une inter-comparaison avec les méthodes et niveaux des tarifs régulés retenus dans les autres pays de l'Union Européenne.

Le travail entrepris a porté, à la fois, sur l'approche et la méthode de détermination des tarifs et sur les données de base de nature comptable et économique à prendre en compte, comprenant, d'une part, les charges de capital et, d'autre part, l'ensemble des charges d'exploitation des réseaux de transport.

Les développements qui suivent ne s'appliquent qu'aux réseaux de transport stricto sensu. Les terminaux de regazéification du GNL, qui sont des actifs régulés, devront faire l'objet d'un traitement spécifique.

5.1.2.1. Charges de capital

En raison du caractère fortement intensif en capital des activités de réseaux gaziers, la charge de capital à couvrir est un paramètre clé pour le régulateur dans la fixation du niveau tarifaire. La détermination de la partie de revenu correspondant à cette charge de capital dépend de plusieurs facteurs :

- la valeur initiale des réseaux de transport qui constituent la base d'actifs régulés ;
- la durée de vie et les modalités d'amortissement des infrastructures ;
- les conditions de réévaluation des actifs et le taux de rémunération du capital.

L'appréciation de ces différents éléments intègre, naturellement, les comparaisons avec les autres pays européens et le secteur électrique.

Pour ce qui concerne l'électricité, des différences d'approches sensibles sont néanmoins à relever.

En premier lieu, le caractère monopolistique, donc moins risqué, est plus accentué en électricité qu'en gaz. Ainsi les taux de rémunération retenus par les régulateurs européens sont systématiquement supérieurs pour le gaz que pour l'électricité, de l'ordre, en général, de quelques points.

En second lieu, les rentabilités de départ des entreprises intégrées, qui révèlent l'exigence du propriétaire, sont très différentes. L'activité de transport gazier est, ainsi, actuellement gérée selon des critères financiers reflétant les attentes du marché. Les actifs sont valorisés sur des fondements économiques et les taux de rémunération attendus sont dans la fourchette de ce qu'un actionnaire privé est en droit d'attendre. Il en va différemment en électricité, où, en France, une approche comptable a été préférée à une approche « cash ». Le régulateur doit tenir compte, au moins pour l'établissement du premier niveau tarifaire, de ces contraintes qui peuvent aboutir à des écarts de rémunération *in fine* non négligeables.

Valeur initiale des réseaux de transport

Le changement de régime juridique des réseaux de transport gaziers introduit par la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001, qui met fin au régime de la concession, s'est accompagné du rachat des réseaux par les opérateurs qui les exploitaient. Une commission indépendante, présidée par un magistrat de la Cour des Comptes, Monsieur Daniel Hourri, a été chargée de déterminer les valeurs de l'indemnité de résiliation des concessions ainsi que du prix de cession des infrastructures des réseaux de transport. Cette valeur, inscrite désormais dans les comptes des opérateurs, constitue une évaluation incontournable de la valeur initiale, que le régulateur peut retenir pour déterminer la charge de capital des actifs de réseaux. Il convient, à cet égard, de noter que la méthode d'évaluation retenue par la commission d'évaluation repose sur des fondements économiques et non purement comptables, comme celle de la quasi-totalité des régulateurs européens (notamment en Espagne, Italie, Belgique et Grande-Bretagne).

Il est donc recommandé que la valeur initiale de la base d'actifs régulés soit égale au prix de cession des réseaux acquitté par les opérateurs, majoré, le cas échéant, de la valeur des biens hors concession (immeubles, salles de contrôle, équipement informatique, ...) qui n'ont d'ailleurs qu'une importance marginale.

Nous avons constaté que, pour ce qui concerne les actifs de réseaux de transport, les valeurs de rachat sont sensiblement inférieures à celles retenues par les opérateurs pour le calcul de leurs barèmes provisoires. Cet écart se traduira, en tout état de cause, par une diminution du niveau des charges de capital à retenir dans la future tarification régulée, partiellement compensée par un traitement différent des amortissements (linéaire plutôt que progressif).

Si la valeur initiale de la base d'actifs régulés est incontournable pour le régulateur, son évolution dépendra des hypothèses que celui-ci peut légitimement fixer. Les principaux paramètres sont la durée de vie des biens, leur modalité d'amortissement, les conditions de leur réévaluation et le taux de rémunération à leur appliquer.

Durée de vie des ouvrages

La majeure partie des actifs de réseaux gaziers est caractérisée par des durées de vie techniques longues, même si, compte tenu du caractère relativement récent de la construction des réseaux gaziers actuels, on ne connaît pas précisément les limites de ces durées de vie qui n'ont pas encore été atteintes. Toutefois, pour des motifs d'optimisation fiscale, les opérateurs gaziers pratiquent des amortissements comptables des immobilisations sur des durées sensiblement plus courtes (20 ans pour les canalisations dans le cas de GDF) que la durée de vie économique escomptée. Ce hiatus entre durée de vie réelle et amortissement comptable conduit précisément, pour la détermination de l'évolution de la valeur de la base d'actifs, à ne pas se caler sur les pratiques comptables des opérateurs.

Une rapide comparaison avec les pratiques en vigueur en Europe montre que les régulateurs des différents pays ont retenu des durées de vie économique comprises entre 30 et 50 ans pour valoriser les actifs de réseau gazier.

Les pays dans lesquels les réseaux sont les plus anciens ont adopté les durées de vies les plus longues (40 ans en Italie, 50 ans en Grande-Bretagne). Par ailleurs, les éléments techniques dont nous disposons montrent que la durée de vie technique des canalisations peut largement atteindre 50 ans : c'est le cas de nombreuses canalisations de GDF, de GSO et de SEAR exploitées au-delà de cet horizon. De même, peu de canalisations sont retirées avant d'atteindre cette maturité.

Choisir des durées de vie plus courtes conduirait à se retrouver rapidement avec une large partie du réseau totalement amortie mais encore en fonctionnement. Se pose alors la question de la rémunération de ces actifs. Cette rémunération supplémentaire serait incitative pour les opérateurs et permettrait l'économie d'investissements prématurés et coûteux en terme tarifaire. Cette question mérite d'être approfondie, bien qu'elle ne se posera, de façon concrète, que dans plusieurs années.

Sous cette réserve, les durées de vie qui ont été utilisées par les opérateurs pour calculer leur barème provisoire d'ATR et qui ont été reprises par la Commission d'évaluation paraissent donc raisonnables par rapport à la durée de vie économique effective des actifs. Il est donc proposé de ne pas s'en écarter.

Les durées de vie qu'il est donc proposé de retenir sont :

- canalisations : 50 ans
- compression : 30 ans
- détente/comptage : 30 ans
- autres installations techniques : 10 ans
- constructions : 30 ans

Modalités d'amortissement des infrastructures

Les opérateurs français ont retenu, pour le calcul de leurs tarifs transitoires, un amortissement progressif calculé en vue d'obtenir une annuité financière constante.

La caractéristique de la méthode de l'annuité financière constante est de conduire à une charge totale de capital (amortissement et rémunération du capital) constante tout au long de la durée de vie économique de l'actif. Pour un actif qui rend un service constant au long de sa vie économique, cette méthode présente des avantages :

- elle fait payer un montant identique au cours du temps aux utilisateurs de l'actif et évite donc les subventions croisées intergénérationnelles ;
- en lissant la charge relative à un nouvel investissement dans le temps, elle évite que le cycle des investissements conduise à des à-coups trop élevés dans les niveaux tarifaires.

Cependant, cette méthode doit être écartée car elle repose sur des principes contestables, en ne prenant pas en compte les considérations qui suivent :

- les progrès de productivité dans la construction des réseaux diminuent la valeur économique du service rendu ;
- l'évolution des flux rend certaines parties du réseau inadaptées : en particulier, la croissance des volumes conduit souvent au doublement de certaines artères, ce qui diminue considérablement la valeur des canalisations concernées.

L'amortissement linéaire, d'ailleurs largement le plus utilisé par les régulateurs, présente, pour sa part, les avantages suivants :

- il est le plus facile à mettre en œuvre et, avec l'amortissement progressif, il est le plus généralement utilisé ;
- il permet une diminution progressive dans le temps de la charge financière totale liée à un actif ;
- compte tenu de sa simplicité, le régulateur n'aura pas de difficulté pour communiquer sur les règles d'évolution de la base d'actif régulée.

C'est donc le mode d'amortissement linéaire qu'il est proposé de retenir.

Conditions de réévaluation des actifs

Compte tenu de la très longue durée de vie des actifs de transport, il semble logique, dans le cadre d'une vision économique, de les réévaluer chaque année pour tenir compte de la dépréciation monétaire et de leur appliquer un taux de rémunération réel (taux hors l'inflation).

Dans la mesure où la réévaluation de la base d'actif est compensée par une diminution correspondante du taux de rémunération du capital, le choix de l'indice de réévaluation est normalement neutre en terme actuariel pour l'opérateur et le consommateur. L'absence de réévaluation conduirait simplement à avoir un tarif plus élevé dans l'immédiat et plus faible dans le futur. Du point de vue de l'opérateur, le mode de réévaluation est donc neutre en terme patrimonial.

Différents indices de réévaluation, représentatifs de l'évolution des prix, ont été utilisés par les régulateurs pour procéder à une réévaluation des bases d'actifs. Schématiquement, ces indices se divisent en deux catégories, dont l'évolution est assez parallèle :

- les indices représentatifs de l'évolution des prix à la consommation ;
- les indices représentatifs de l'évolution des prix du PIB. Toutefois, en France, l'INSEE n'en publie plus depuis 1998.

GDF a proposé à la commission d'évaluation, qui a retenu cette option, de réévaluer les réseaux sous concession sur la base de l'évolution des prix du PIB marchand.

Il serait probablement plus simple de retenir un autre indice, publié de manière officielle. L'indice de l'évolution des prix à la consommation (hors tabac) pourrait être retenu. Ce taux sert pour la réévaluation du capital des obligations du Trésor indexées sur l'inflation (OATi). Dans la mesure où le taux des OATi pourrait être utilisé comme référence en ce qui concerne le niveau du taux réel sans risque qui entrera dans le calcul du coût moyen pondéré du capital de GDF, cette solution serait non seulement la plus simple, mais aussi la plus cohérente.

Le réseau français connaîtra une période d'assez forts investissements au cours des prochaines années, ce qui aura pour effet d'augmenter la charge de capital, celle-ci pouvant être compensée par la croissance des volumes transportés.

Taux de rémunération du capital

Le coût du capital représente le rendement exigé par les investisseurs pour financer une entreprise compte tenu du niveau de risque relatif présenté par l'entreprise par rapport à d'autres investissements possibles.

La détermination de ce taux est un enjeu important de régulation financière. Un taux trop élevé, outre son effet sur les niveaux de tarif, pourrait provoquer des comportements non souhaitables chez les opérateurs (tendance au surinvestissement). Inversement, un taux trop faible pourrait décourager des investissements pourtant nécessaires.

A cet égard, il peut être envisagé d'introduire, pour une durée limitée, une différenciation entre les taux applicables aux investissements existants et aux investissements nouveaux. Cette problématique est développée ci-dessous.

Fondamentalement, le taux de rémunération approprié dépend de la vision du risque de l'activité.

Du point de vue de l'investisseur, l'activité régulée de transport de gaz présente deux types de risque :

- le premier dépend des caractéristiques intrinsèques de l'activité : on peut imaginer des scénarios dans lesquels des problèmes d'approvisionnement et/ou une forte augmentation du prix de la molécule rendraient obsolètes une grande partie des investissements réalisés dans les réseaux. Ces risques apparaissent aujourd'hui peu probables mais, compte tenu de la longue durée de vie des actifs, ils ne peuvent être complètement écartés ;
- le second type de risque est probablement le plus fortement perçu à court et moyen terme par les investisseurs. Il s'agit des incertitudes relatives au choix de régulation qui sera retenu par le prochain régulateur. Afin de minimiser la perception de ce risque et, *in fine*, d'abaisser le coût du financement des activités concernées, il convient que le régulateur garantisse visibilité et prévisibilité de la méthodologie tarifaire.

Le coût du capital est calculé comme une moyenne pondérée du coût des financements par la dette et les fonds propres. Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) est, par ailleurs, ajusté de façon à prendre en compte le coût de la fiscalité pour les investisseurs.

Le groupe GDF présente aujourd'hui un ratio de financement par fonds propres qui est très élevé (83 %). L'entreprise pourrait diminuer le coût de son financement en augmentant la part de dette (les charges d'intérêt sont fiscalement déductibles).

L'activité à faible risque du transport de gaz justifie un ratio dette/fonds propres plus élevé que celui du groupe GDF. S'agissant de la régulation de l'activité de transport, il paraît ainsi justifié de retenir, pour le calcul de la rémunération du capital, un endettement normatif de 70 %, comparable à celui observé dans les bilans des autres opérateurs gaziers européens.

Selon leur appréciation du niveau du risque conditionnant une juste rémunération des investisseurs, les régulateurs étrangers ont estimé le coût du capital à des niveaux *a priori* très hétérogènes. Ofgem a ainsi octroyé en 2002 6,3 % à Transco alors que le régulateur italien a estimé le coût du capital de SNAM Rete Italia à 7,94 %.

Cet écart s'explique principalement par la différence des taux d'imposition sur les sociétés et le levier financier. L'alignement du levier financier et du taux d'impôt sur les sociétés de l'opérateur italien (respectivement 32,4 % et 40 %) sur ceux de Transco (respectivement 62,5 % et 30 %) permettrait ainsi de rapprocher le coût du capital du premier (6,6 %) et du second (6,3 %).

Le tableau XI présente les principaux éléments intervenant dans le calcul du coût du capital en Italie et au Royaume-Uni.

Tableau XI
Calcul du coût du capital en Italie et au Royaume-Uni

	Royaume-Uni	Italie
Coût du financement par la dette	4,7 %	3,70%
Dont :		
Taux réel sans risque de la dette	2,8 %	3,0 %
Prime de risque sur la dette	1,9 %	0,7 %
Coût de financement des fonds propres	6,30%	5,90%
Dont :		
Taux sans risque des fonds propres	2,8 %	3,0 %
Prime de risque sur les fonds propres	3,5 %	2,9 %
Part du financement sur fonds propres	37,5 %	67,6 %
Impôt sur les sociétés	30,0 %	40,0 %
Exigence de rentabilité de l'actionnaire après IS	6,3 %	5,9 %
Exigence de rentabilité de l'actionnaire avant IS	8,9 %	9,9 %
Coût Moyen Pondéré du Capital	6,3 %	7,9 %

Le taux de 7,94 % a généralement été présenté comme assez favorable par les analystes du secteur. Le principal transporteur italien, Rete Gas, filiale du groupe pétrolier ENI, a, tout récemment, fait l'objet d'une introduction en bourse à une valeur légèrement supérieure à la valeur des actifs régulés reconnue par le régulateur. L'opérateur lui-même a indiqué qu'il considérait que son CMPC était de 7,4 %, soit un niveau un peu inférieur à celui qui lui a été accordé par le régulateur. Par ailleurs, le régulateur italien a mis en place un régime d'incitation permettant à l'opérateur de réaliser des retours sur investissement sensiblement plus importants pendant une période de six ans pour ses nouveaux investissements.

A l'inverse, le taux de 6,2 % accordé par le régulateur britannique est généralement considéré comme faible par les analystes financiers. Ce constat semble corroboré par le fait que Lattice Group, la société propriétaire du réseau de transport, est valorisée en bourse avec une décote significative par rapport à la valeur de ses actifs régulés.

Ce niveau de rémunération des capitaux, consenti par le régulateur, est corrélé avec l'état de développement du réseau. Sur un marché du gaz italien en fort développement, le régulateur italien a estimé nécessaire de fournir des incitations fortes à l'investissement. Ces incitations n'ont pas paru nécessaires à l'OFGEM.

Les opérateurs français ont, jusqu'à présent, fondé le niveau des barèmes provisoires d'ATR sur une rémunération réelle de 8 % avant impôt des capitaux investis.

Outre que ce niveau apparaît comme plus élevé que les taux retenus dans d'autres pays d'Europe, la revue des différents facteurs de risque affectant l'activité de transport de gaz permet de conclure, en première approche, qu'elle est, en raison de son caractère monopolistique, faiblement risquée et ne saurait justifier une prime importante par rapport aux taux d'intérêt sans risque du marché. Enfin, la structure financière de GDF ne peut être acceptée comme telle par le régulateur qui devra apprécier le CMPC via un levier financier normatif.

La prise en compte d'un endettement normatif en ligne avec les pratiques européennes nous semble nécessaire pour déterminer le coût moyen pondéré du capital de l'activité transport des opérateurs. Sur cette base, le taux de rémunération devrait ressortir à un niveau compris entre 7 et 8 %, en valeur réelle avant impôts.

Dualité de taux de rémunération des investissements gaziers

GSO a indiqué son intérêt pour une différenciation de la rémunération des investissements passés et des investissements futurs. Un des arguments avancés est que la rémunération des investissements passés correspond à un cash flow régulier pour l'entreprise, tandis que le retour sur nouveaux investissements devrait correspondre au risque pris pour ces investissements. Accorder une incitation particulière aux nouveaux investissements pourrait, en favorisant la fluidité du marché et la concurrence, être bénéfique pour le consommateur final, la baisse du prix de la fourniture de gaz pouvant être supérieure à l'accroissement de la charge de transport.

En première analyse, des taux différenciés évitent de sur-rémunérer les investissements passés, alors que les risques ont déjà été supportés par les opérateurs et le coût de leur amortissement par les utilisateurs. A cet égard, il convient de relever que la réévaluation de la base d'actifs revient à faire payer une seconde fois aux consommateurs une charge d'amortissement déjà incluse dans les anciens tarifs de vente du gaz.

La limitation des revenus de l'opérateur historique et des perspectives améliorées pour les nouveaux entrants permettrait de dynamiser l'activité de transport de gaz et de créer une incitation à la réalisation des investissements nécessaires.

Des taux différenciés devraient permettre, en outre, une baisse globale des charges de capital, en fonction des deux taux retenus. Il est à noter que, si cette baisse est sensible pour les premières années suivant l'adoption du tarif, elle tend à disparaître à mesure que le stock d'investissement sur-rémunéré s'accroît, étant entendu que la base d'actifs évolue aussi en fonction des sorties d'actifs au terme de leur durée de vie économique.

Il existe donc, pour le régulateur, un avantage en terme d'affichage à offrir aux opérateurs une rémunération attractive des investissements futurs.

Pour autant, cette différenciation comporte des inconvénients qui ne suffisent pas à écarter son principe.

Elle se traduirait d'abord par une augmentation à terme des charges de capital via le remplacement d'actifs anciens, donc totalement amortis et peu rémunérés, par des actifs non encore amortis et rémunérés au taux majoré. De plus, l'adoption de taux différenciés tend à réduire la visibilité sur la rémunération des actifs des opérateurs gaziers en complexifiant les bases de calculs. Enfin, pour le régulateur, la fixation de la « prime » de rémunération sur les nouveaux investissements est délicate.

C'est pourquoi, la reconnaissance par le régulateur d'un taux de rémunération supérieur pour les investissements nouveaux, si elle apparaît favorable à un développement des réseaux, et donc de l'activité et de la concurrence, doit se faire dans une grande transparence et en considérant les degrés de priorité des différents investissements. La méthode implique donc que le régulateur ait une bonne connaissance des schémas de développement de réseaux, de l'existence des contraintes et des éventuelles congestions afin que l'attribution de la prime consentie aux nouveaux investissements soit pleinement fondée. Le projet de loi gazière ainsi que l'évolution des textes communautaires semblent aller dans ce sens.

5.1.2.2. Charges d'exploitation

Partant des comptes dissociés 2001 de l'activité de Transport, les travaux menés avec les opérateurs ont eu pour objet de déterminer le niveau de charge d'exploitation qu'il serait pertinent de retenir pour le régulateur.

En première analyse, et sous réserve des conclusions auxquelles un audit approfondi pourrait mener, il ressort de l'examen des comptes dissociés, en cours de modification pour se conformer aux prescriptions du rapport d'étape du 15 janvier 2002, et des protocoles, que des affectations de charges centrales ou des facturations internes doivent être revues afin de mieux refléter la réalité des coûts du Transport. Les ajustements qui ont été suggérés aux opérateurs devraient conduire à une baisse supplémentaire du niveau de charges que devrait couvrir le tarif.

Les différences de situation entre les opérateurs nécessitent par ailleurs de prendre en compte la diversité des situations, qu'il s'agisse du niveau initial des charges ou de leur évolution ultérieure.

Le cas de CFM

CFM se trouve dans une situation particulière, par rapport à GDF et GSO, pour le calcul de ses tarifs, dans la mesure où elle n'est pas propriétaire de son réseau mais simplement fermière des infrastructures. Par ailleurs, l'exploitation et l'entretien de son réseau est assuré par GDF, dans le cadre d'une convention de prestations de service.

Il nous semble cependant que le calcul de sa tarification doit découler des mêmes principes, tant en ce qui concerne les charges de capital que les charges d'exploitation qui doivent représenter des charges réelles déterminées sur les mêmes bases que pour GDF et GSO.

5.1.2.3. Traitement des contrats de transit à long terme

Une fois déterminé le montant des charges à couvrir, les opérateurs ont élaboré, à partir de la matrice des flux, le niveau de barème qui, appliqué dans les mêmes conditions à l'ensemble des utilisateurs du réseau de transport (clients directs et distributions publiques) permettrait de dégager une recette globale égale au montant à couvrir. Dans cette démarche, une distinction est apparue, entre GDF et GSO, dans le traitement des flux de transit.

GDF a inclus, dans son approche, les contrats à long terme de transit de gaz en France. Dans le schéma de dissociation comptable présenté par l'opérateur, ces contrats de transit sont d'ailleurs localisés dans l'activité de négoce qui perçoit les recettes de transit et reverse le tarif d'ATR correspondant aux flux issus des transits à l'activité transport. La rémunération obtenue par GDF pour ces contrats de transit est donc, *a priori*, sans influence sur le niveau de tarif d'ATR de transport, les contrats étant valorisés dans les comptes de l'activité Transport aux conditions de l'ATR.

GSO a, pour sa part, choisi une autre méthode, qui consiste à créer un compte transit séparé où sont affectées les recettes provenant de cette activité de même que les coûts propres identifiés en comptabilité analytique. Celle-ci permettrait de déterminer, pour chaque canalisation la proportion d'utilisation à des fins de transit et de transport. Cette proportion sert de fondement à une clé de répartition des charges de capital mais également des charges d'exploitation. Pour GSO, l'activité de transit, qui supporte un niveau de risque différent de celui du transport, ne saurait être convenablement traitée par une application du tarif d'ATR aux flux concernés.

Les deux méthodes ont leur justification qui tient, notamment, aux différences de structures de réseaux et des systèmes de gestion. Ainsi, GSO semble pouvoir identifier pour chacune de ses artères, sous réserve des performances de sa comptabilité analytique, qu'il faudrait auditer, la part des flux de transit. A l'inverse, GDF, ne peut identifier le cheminement physique des molécules de transit, notamment en raison du recours à des « swaps » avec l'ENEL.

Pour des raisons évidentes de commodité et de continuité, les opérateurs ont fait part de leur souhait de voir, dans l'immédiat, l'existence des deux approches se perpétuer.

Le futur régulateur, qui aura la charge de proposer les tarifs de transport de gaz, devra définir sur ce point des modalités d'application non discriminatoires. Il conviendra donc de déterminer si les opérateurs sont dans des situations suffisamment différentes pour justifier une différence de traitement. En tout état de cause, les modalités retenues devront tenir compte de la difficulté à dissocier les coûts relatifs aux transits au sein de l'ensemble des coûts de transport et de la nécessité d'éviter les subventions croisées entre les transits et le reste de l'activité de transport.

5.1.2.4. Evolution des tarifs

Le futur régulateur en charge de la proposition des tarifs d'ATR gaziers devrait disposer de leviers importants pour faire diminuer les niveaux des tarifs par rapport aux tarifs actuellement publiés par les opérateurs.

A cet égard, il convient d'envisager un régime de régulation dans lequel les charges tarifaires sont régulièrement révisées, tout en incitant l'opérateur à une bonne gestion.

Il est recommandé, par ailleurs, qu'une révision périodique des tarifs soit effectuée afin de prendre en compte, d'une part, l'effet de la croissance des volumes sur les coûts unitaires de transport et, d'autre part, des objectifs de gains de productivité que fixerait le futur régulateur.

Compte tenu du temps nécessaire pour mettre en place, avec les opérateurs, un système équitable d'incitation aux gains de productivité, il paraît souhaitable d'attendre une ou deux années pour exprimer cet objectif à travers une formule contractuelle.

En affichant une trajectoire de tarif relativement longue (de 3 à 5 ans), le futur régulateur pourrait intéresser les transporteurs à de réels efforts de gestion.

A cet égard, la méthode du price-cap (affichage à l'avance d'un niveau de tarif) apparaît préférable à un revenue-cap (affichage à l'avance d'un montant de charges à couvrir indépendamment des volumes transportés), car elle intéresse l'opérateur à la croissance des volumes transportés et donc à l'investissement.

Il faudra également que le futur régulateur tienne compte des différences de situation de départ des opérateurs.

5.2. Conditions d'accès aux réseaux de distribution

Le paragraphe 5.1 ci-dessus concerne l'accès aux réseaux de transport.

La future loi prévoit également un accès régulé aux réseaux de distribution du gaz.

Les conditions d'accès à ces réseaux devront être déterminées rapidement car la loi prévoit que l'ensemble des sites de cogénération sont éligibles, y compris les 600 sites aujourd'hui raccordés aux réseaux de distribution.

5.3. Conditions d'accès aux terminaux méthaniers

GDF a publié sur son site Internet, début 2001, les tarifs d'accès aux installations de GNL de Montoir et de Fos.

Ces barèmes ont fait l'objet de critiques déjà présentées dans les rapports du 30 avril 2001 et du 15 janvier 2002 et leur analyse fait l'objet de l'annexe 5 du présent rapport.

La problématique soulevée par ces tarifs a été approfondie et peut être résumée de la manière suivante :

- la tarification proposée pour la regazéification n'est adaptée, tant en structure qu'en niveau, que pour les flux contractuels importants et réguliers (plus de 2 Gm³ par an). De tels volumes excluent, en pratique, la plupart des nouveaux fournisseurs, cette tarification ne paraissant adaptée que pour des contrats d'approvisionnement à long terme de GNL ;

- la tarification est prohibitive pour des importations faisant appel au marché *spot* mondial du GNL, ce qui est préjudiciable aux consommateurs français, dans la mesure où ce marché est en expansion rapide. En effet, les barèmes de regazéification deviennent très élevés pour un nombre annuel de cargaisons inférieur à huit (soit 600 Mm³/an environ), même si elles sont régulièrement réparties sur l'année.

En concertation avec les nouveaux fournisseurs et les négociants, il a été demandé à GDF de proposer un service de « lissage » en aval de la regazéification, de manière à donner la possibilité aux importateurs de cargaisons isolées de fournir la clientèle éligible, en « modulation 1 » sur l'année (livraison en ruban).

GDF a exprimé l'intention d'offrir prochainement un tel service, qui aurait pour effet de plafonner à environ 0,30 c€/kWh le coût global de regazéification et de lissage, même pour une cargaison « spot » isolée. Cette évolution paraît de nature à permettre une contribution effective de la fourniture de GNL « spot » à la concurrence « gaz/gaz » en France. Il apparaît, à cet égard, nécessaire de veiller à ce que le service de lissage soit offert aux acteurs intéressés en coordination avec la mise en place de la nouvelle tarification de l'ATR.

Outre son intérêt commercial, ce service contribuerait à la réduction des congestions affectant les axes nord-sud et est-ouest du réseau de transport français, grâce à l'apport de flux supplémentaires de gaz importés à Fos et à Montoir, les capacités de regazéification disponibles, au-delà des importations à long terme de GDF, étant respectivement de 1 Gm³ et 2 Gm³/an.

D'une manière générale, la future loi prévoit un accès régulé des tiers aux installations de GNL. La tarification correspondante devra être fondée sur des coûts convenablement identifiés dans les comptes de GDF Transport. La nature des risques de l'activité GNL étant différente de celle du transport, les conditions à retenir pour la tarification, notamment le taux de rémunération du capital, pourront être différentes, comme c'est le cas en Italie et en Espagne.

5.4 Recommandations et conclusions

TARIFICATION

Structure du tarif de transport

- mettre en place, dès l'entrée en vigueur de la future loi, une tarification « entrée/sortie » en vue de réduire l'impact de la distance, de faciliter les échanges de gaz et de permettre l'émergence de marchés secondaires en France ;
- si un délai apparaissait nécessaire, procéder, à titre transitoire, à la révision de la structure tarifaire en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2002 en portant le poids de la source la plus proche à au moins 50%.

Niveau du tarif de transport

- prendre en compte les actifs immobilisés à leur valeur économique, telle que déterminée par la commission spéciale, instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative pour 2001 (commission Hourri) ;
- retenir un amortissement linéaire des investissements et des durées de vie correspondant aux durées économiques des différents équipements, soit 50 ans pour les canalisations et 30 ans pour les stations de compression ;
- retenir un taux de rémunération du capital en ligne avec les pratiques des autres grands opérateurs européens, toutes choses égales par ailleurs, ce qui devrait conduire à une fourchette de taux allant de 7 à 8 % ; un taux de rémunération supérieur serait consenti pour les nouveaux investissements ;
- valider, avec les opérateurs, le niveau des charges d'exploitation à retenir; notamment à la lumière des comptes dissociés, tels qu'approuvés par le régulateur ;
- retenir avec les opérateurs des objectifs de productivité dans l'évolution des tarifs et les intéresser à l'atteinte de ces objectifs.

Conditions d'accès aux réseaux de distribution

- déterminer les conditions d'accès aux réseaux de distribution, en particulier les conditions tarifaires, pour permettre à l'ensemble des sites de cogénération d'exercer leur éligibilité.

Conditions d'accès aux installations de GNL

- réviser, dès l'entrée en vigueur de la future loi, les conditions d'accès des tiers aux terminaux de regazéification de GNL, en particulier pour permettre un accès plus facile au marché français, de cargaisons spot de GNL.

6. Tarification de l'accès aux services auxiliaires (modulation et conversion)

6.1. Tarification du service de modulation

Contrairement aux produits pétroliers qui peuvent être stockés au niveau de chaque utilisateur - industriel ou domestique – le gaz nécessite un dispositif de stockage centralisé.

L'activité de stockage est essentielle au bon fonctionnement du système gazier, pour :

- assurer les couvertures des risques de rupture des approvisionnements ;
- équilibrer l'offre et la demande en hiver, le poids de la clientèle résidentielle et tertiaire – fortement saisonnalisée – étant prépondérant en France ;
- fournir aux gros consommateurs industriels un moyen d'équilibrage de leurs variations de consommations hebdomadaires et saisonnières.

La problématique de la modulation est bien différente, selon que l'on se réfère au cas d'un pays producteur (Grande-Bretagne ou Pays-Bas) où une part importante des fluctuations de la demande peut être absorbée par les champs gaziers ou à celui d'un pays importateur (tel que la France) pour lequel l'éloignement des champs et le coût prohibitif auquel conduirait une modulation assurée depuis l'amont rendent nécessaires le recours à des stockages souterrains situés au cœur du système gazier de transport/distribution.

Ainsi, et bien que certaines souplesses commerciales (achat de gaz « spot ») contractuelles (marges d'enlèvement des contrats d'approvisionnement « take-or-pay » ; clauses d'interruptibilité de certains industriels...) permettent de compléter l'offre de modulation, il apparaît que, dans le cas français, la mise à disposition d'un service de modulation constitue une condition essentielle de l'ATR pour la clientèle éligible.

L'abaissement progressif des seuils d'éligibilité – voire l'extension aux distributeurs non nationalisés de l'éligibilité – rendront ce service encore plus indispensables pour les nouveaux clients éligibles.

A cet égard, et même si le projet de loi gazière ne prévoit pas, comme c'est le cas en pratique en Autriche, en Espagne, en Italie, en Grande-Bretagne et aux Pays-Bas, un accès des tiers aux stockages, il importe que le régulateur dispose du pouvoir de faire en sorte que ce service réponde strictement aux critères de transparence et de non discrimination de l'ATR.

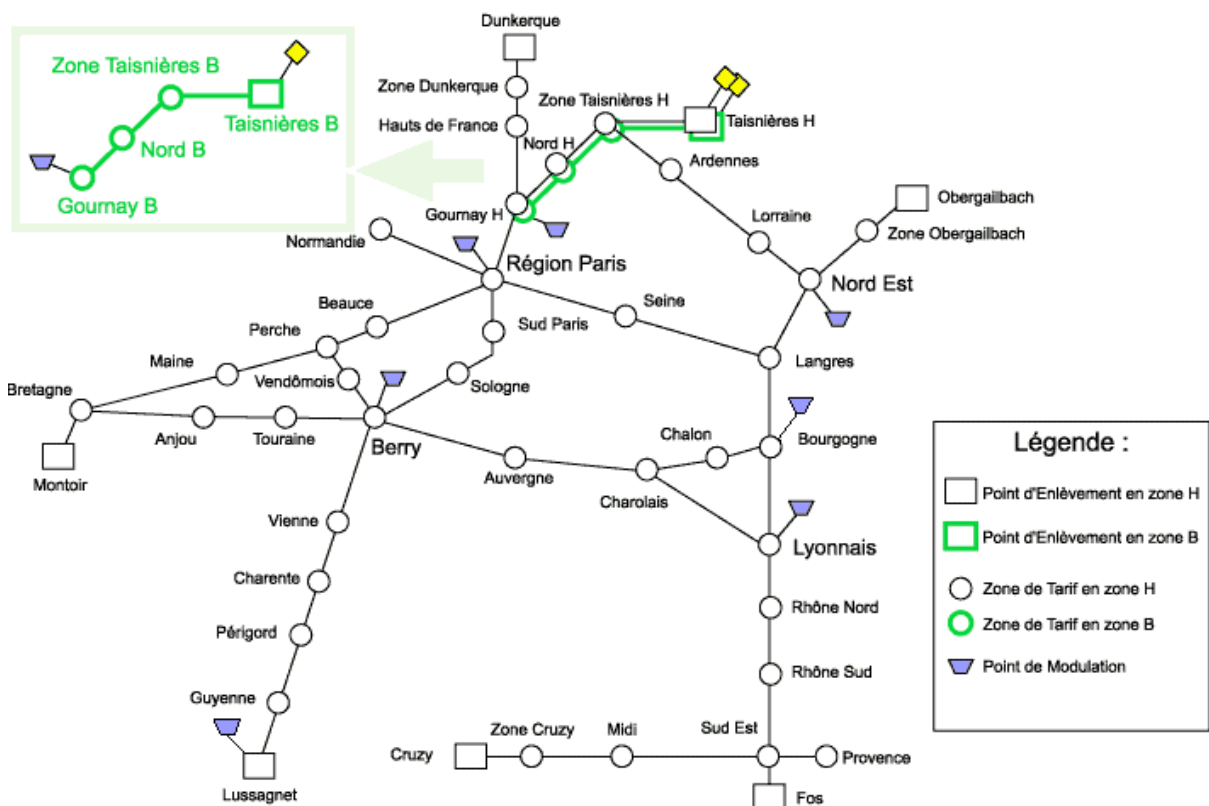
Une offre de modulation est proposée par les trois opérateurs français GDF Négoce, CFM Transport, et GSO Transport, en complément du contrat d'acheminement, dans la limite des capacités de stockage disponibles après satisfaction des besoins prioritaires de la clientèle non éligible, notamment des distributions publiques.

Cette offre est destinée à satisfaire les besoins des clients industriels ayant fait jouer leur éligibilité et qui achètent du gaz sur le marché ouvert, de manière à ne pas les pénaliser par rapport à la situation antérieure dans laquelle ils disposaient d'un contrat de fourniture intégrant la couverture de la modulation dans le cadre de la tarification STS. Les nouvelles ressources de gaz sont, en général, proposées par les fournisseurs avec des quantités journalières pratiquement constantes sur l'année (dans la mesure où le coût d'acheminement d'une fourniture modulée à grande distance est prohibitif), alors que les besoins des clients éligibles peuvent fluctuer de manière importante tant en débit journalier qu'entre l'hiver et l'été, notamment s'ils comprennent des besoins de chauffage ou l'alimentation d'une cogénération pouvant faire l'objet d'un arbitrage gaz-électricité.

Le principe de cette offre est que le titulaire du contrat de modulation dépose en un point convenu du réseau, appelé point de modulation, le gaz dont il n'a pas l'usage en période de faible consommation pour le retirer ultérieurement lorsque ses besoins sont plus importants et dépassent les quantités mises à sa disposition par son fournisseur.

Sept points de modulation sont définis sur le réseau de gaz H, trois sur celui de GDF (Paris, Gournay H, Nord-Est), deux communs à GDF et CFM (Berry, Lyonnais), un propre à CFM (Bourgogne) et un sur celui de GSO (Lussagnet) (cf. figure 8).

Figure 8
Carte des points de modulation



Source : GDF

Le titulaire du contrat de modulation doit disposer d'un contrat d'acheminement qui lui permette de transporter le gaz, conformément au profil de livraison au point d'injection, entre son point d'injection et son point de modulation et d'acheminer sa pointe de consommation entre le point de modulation et son point de livraison.

Les trois fournisseurs de service de modulation proposent des barèmes tarifaires différents. On notera que les offres de GDF, CFM et GSO ne permettent pas de souscrire une capacité journalière de retrait supérieure à la capacité de modulation sur trente jours, voire quarante jours pour CFM, ce qui conduit le titulaire du contrat de modulation à souscrire une capacité de modulation au moins égale à trente fois – quarante pour les clients de CFM – ses besoins journaliers, même s'il n'utilise pas cette capacité.

Par ailleurs, les clients éligibles ont demandé à ce que les échanges de gaz entre intervenants aux différents points de modulation, actuellement interdits, soient rendus possibles.

Comparaisons tarifaires

Les comparaisons ont porté, d'une part, sur les tarifications respectives du service de modulation par GDF Négoces, CFM Négoces et GSO Transport, d'autre part, sur un rapprochement entre le coût de ces services de modulation et le coût de la modulation dans la tarification intégrée (fourniture de gaz, de son transport et de la modulation) des tarifs STS⁽¹⁵⁾, enfin sur une inter-comparaison entre les coûts de service de modulation offerts par les différents opérateurs européens depuis l'ouverture des marchés.

Comparaison des tarifs de modulation de GDF, CFM et GSO

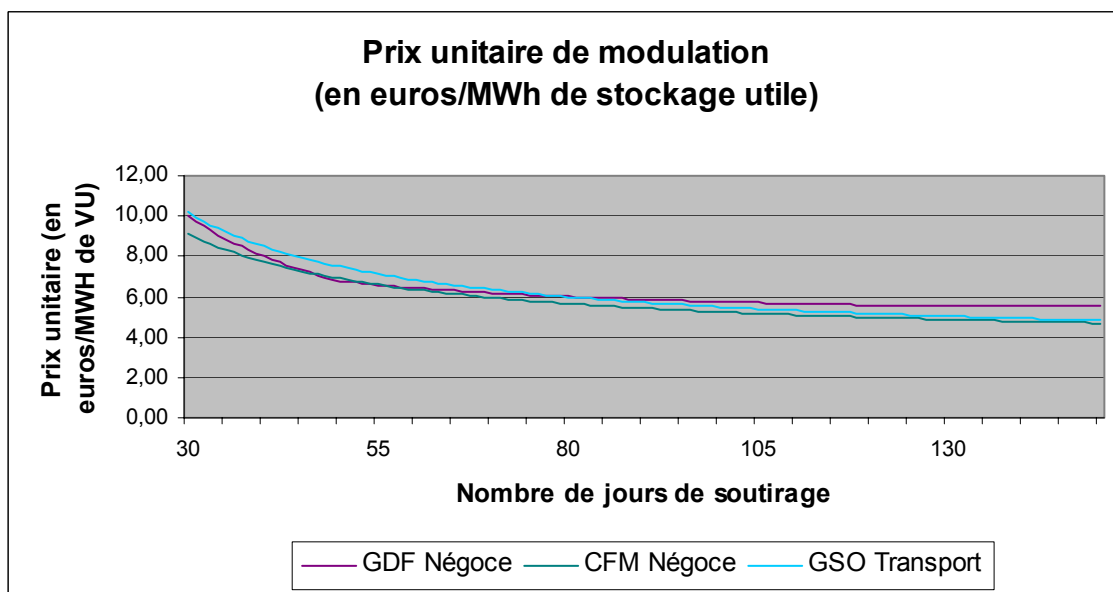
Les facteurs ayant un impact sur le profil de modulation, et donc sur le prix du service, sont les suivants :

- la capacité de modulation ;
- la capacité journalière de retrait ;
- la capacité journalière de dépôt ;
- les volumes stockés/déstockés.

La comparaison traduite dans la figure 9 ci-après porte sur un industriel important. Elle exprime le coût de stockage, exprimé par le coût unitaire du volume utile stocké/déstocké, en fonction du nombre de jours d'utilisation de la capacité de soutirage souscrite.

⁽¹⁵⁾ : Le tarif STS (Souscriptions Transport Saisonnalisées) est celui qui s'applique aux ventes de gaz aux clients industriels n'ayant pas exercé leur éligibilité ainsi qu'aux clients non-éligibles et aux distributions publiques.

Figure 9
Comparaison des prix unitaires de modulation des trois opérateurs français



On constate que les offres des trois opérateurs sont proches les unes des autres. La principale différence réside dans la structure du tarif : CFM et GDF ont intégré une part volume dans leur tarif – moins de 5 % - alors que le tarif de GSO est strictement fonction de la capacité souscrite.

Comparaison avec le coût de la modulation dans le tarif STS

Le tarif dit « Souscriptions de Transport Saisonnalisées » est un tarif appliqué aux ventes directes de gaz aux clients qui n’ont pas exercé leur éligibilité ou qui ne sont pas encore éligibles. Il se révèle particulièrement important dans la mesure où il sert également de référence pour le prix de revente de l’électricité issue de cogénérations.

Ce tarif intègre la fourniture du gaz naturel, son transport sur l’ensemble du réseau principal et la modulation, par le biais du mécanisme des primes fixes, des souscriptions de débit et de la saisonnalité des prix. Ce tarif, bien que soumis à l’approbation périodique des Pouvoirs Publics, ne fait pas l’objet de publication générale, ce qui nuit à la transparence de la concurrence.

Des simulations ont été effectuées qui mettent en évidence que toutes choses égales par ailleurs, le coût de la modulation incorporée dans le barème STS peut être jusqu’à 50 % plus faible que celui offert par les opérateurs en complément de l’ATR. Cette situation résulte de l’évolution historique de la tarification STS, en parallèle avec la hausse des prix des produits pétroliers depuis 30 ans, qui a conduit les opérateurs gaziers, en accord avec les pouvoirs publics, à agir sur les termes proportionnels de la tarification STS plutôt que sur les termes fixes, réduisant ainsi au fil des années la rémunération tarifaire de la modulation dans le barème STS.

Il n’en demeure pas moins que cette situation constitue une discrimination aux dépens des clients industriels faisant jouer leur éligibilité par rapport aux clients éligibles conservés par les opérateurs historiques.

Le caractère anormal de cette situation a également été mis en évidence par le fait que, sur les 16 sites ayant fait jouer leur éligibilité en France, deux d'entre eux seulement ont opté pour le service de modulation offert en complément de l'ATR, les autres achetant du gaz fortement modulé auprès de GDF Négoce, à des conditions négociées, en complément de leurs achats « en ruban » auprès de fournisseurs tiers.

Intercomparaisons européennes

Il a été procédé avec l'aide de GDF à une intercomparaison des offres de modulation et/ou de stockage, publiées au début 2002, émanant de 14 opérateurs européens :

<i>France :</i>	GDF Négoce, CFM Négoce, GSO Transport
<i>Royaume-Uni :</i>	Dynegy Storage (après le rachat de BG Storage)
<i>Allemagne :</i>	Ruhrgas, BEB, VNG, Thyssengas, Wingas
<i>Pays Bas :</i>	NAM (50 % Shell, 50 % Esso), Alkmaar
<i>Italie :</i>	Stogit (Filiale d'ENI)
<i>Danemark :</i>	Dong

Les offres présentent des structures tarifaires différentes, ce qui ajoute à la difficulté des comparaisons.

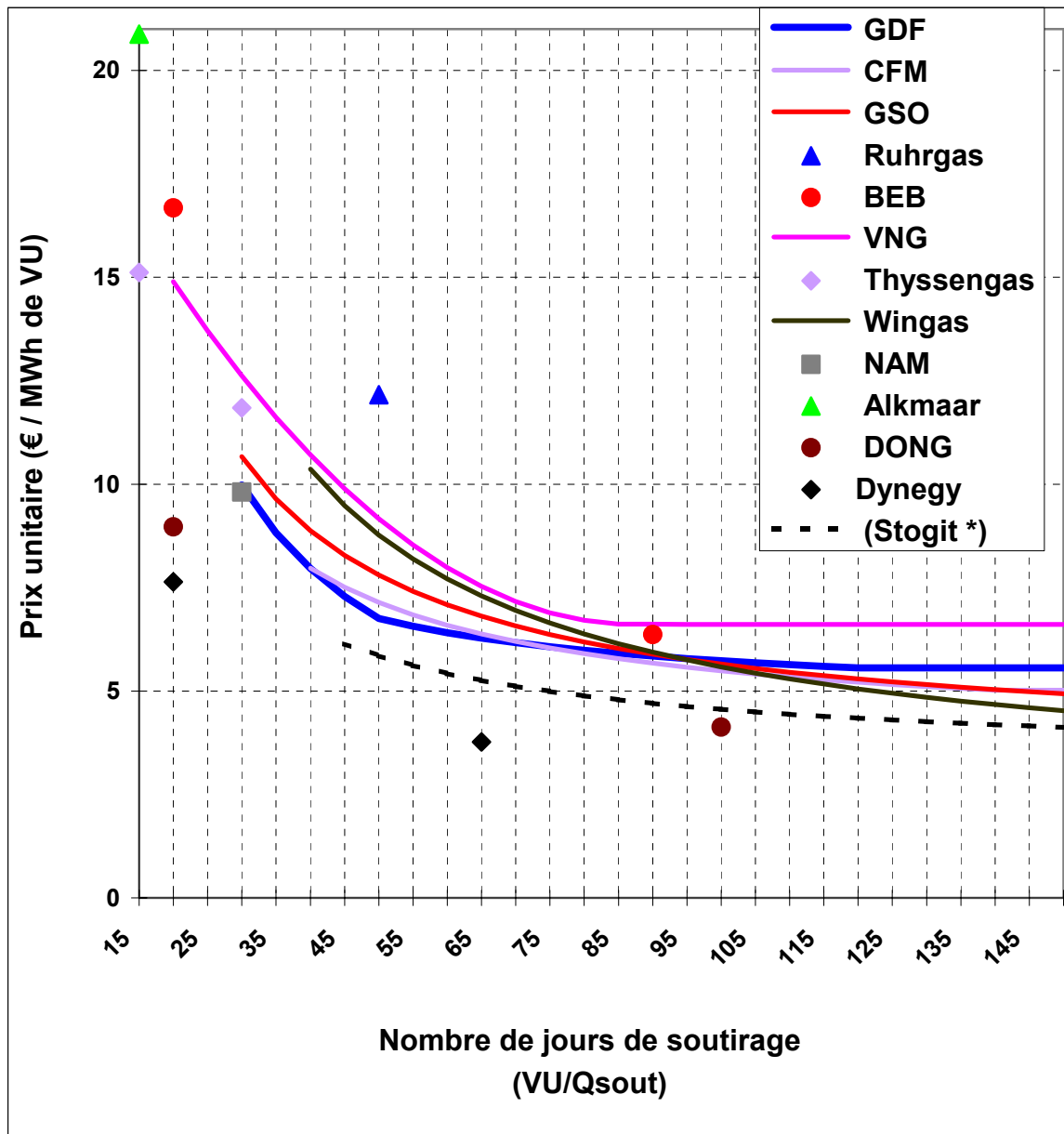
Cependant, pour évaluer globalement les niveaux tarifaires, on peut, comme dans le cas précédent, comparer le prix unitaire de stockage rapporté à la capacité de volume utile souscrit, pour une année donnée (VU), en fonction du rapport entre ce volume utile et la capacité de soutirage souscrite (VU/Qsout), ce rapport étant exprimé en nombre de jours de soutirage.

On constate, dans la figure 10, que les conditions offertes par les différents opérateurs européens pour la modulation sont assez voisines. Elles semblent, en effet, résulter d'une approche commerciale. Ceci est lié au fait que l'offre de modulation peut provenir, selon les pays, de différentes sources (champs gaziers, stockages, interruptibilité). Un marché de la modulation s'établit ainsi progressivement en Europe, sans nécessairement refléter la réalité des coûts auxquels un accès régulé des tiers pourrait conduire.

A cet égard, et même si les tarifs de modulation de GDF apparaissent comme se situant dans la moyenne basse de l'intercomparaison, il reste à promouvoir en France trois améliorations importantes :

- la traitement de la discrimination avec la modulation des barèmes de fournitures intégrée ;
- le transfert de l'activité stockage de GDF à une autre entité que GDF Négoce ;
- l'assouplissement du fonctionnement du service (possibilités d'échanges de gaz aux points de modulation).

Figure 10
Intercomparaison des offres de modulation des principaux opérateurs européens



Source : Gaz de France

6.2. Tarifification du service de conversion gaz H⁽¹⁶⁾ – gaz B⁽¹⁷⁾

En raison de la présence d'azote dans sa composition, le pouvoir calorifique du gaz naturel importé, depuis 1967, du gisement de Groningue aux Pays-Bas (gaz B), est inférieur d'environ 15 % à celui des autres gaz naturels importés d'Algérie, de Russie et de Norvège (gaz H).

Les appareils de combustion devant être réglés spécialement pour ce gaz, il est distribué dans une zone spécifique, dite zone B. Cette zone s'étendait sur le Nord et l'Est de la France à la fin des années 1970. Depuis, elle a été réduite compte tenu de la décroissance des importations de gaz de Groningue, mais elle couvre encore la majeure partie de la zone Nord.

Comme, par ailleurs, il n'y pas de marché ouvert en qualité Groningue (Gasunie est le seul fournisseur), un industriel de la zone B qui veut faire jouer son éligibilité, doit acheter du gaz H et l'échanger contre du gaz B avant de le faire transporter jusqu'à son usine.

GDF Négoce propose à cette fin un service de conversion sous la forme d'un *swap* de gaz H - gaz B. GDF a ramené le prix de ce service de conversion initialement fixée à 0,12 c€/kWh à 0,06 c€/kWh, ce qui le situe à parité avec les offres commerciales de Gasunie et Distrigaz.

6.3 Recommandations et conclusions

TARIFICATION DES SERVICES DE MODULATION

- donner au régulateur les moyens de vérifier le caractère transparent et non discriminatoire du service de modulation ;
- s'assurer de la compétitivité des tarifs des services de modulation offerts en France par rapport à ceux pratiqués dans les autres pays européens ;
- supprimer la discrimination tarifaire constatée entre le coût du service de modulation et celui incorporé dans les tarifs des opérateurs historiques dans le cas d'une fourniture intégrée (volume, transport, modulation), dans le cadre des barèmes STS.

⁽¹⁶⁾ : gaz H : gaz à haut pouvoir calorifique (ensemble des ressources, sauf Groningue)

⁽¹⁷⁾ : gaz B : gaz à bas pouvoir calorifique (gaz de Groningue)

7. Modalités de mise en œuvre de l'ATR

7.1. Contrats de transport et de raccordement

7.1.1. Problématique des contrats d'ATR

Dans l'attente de l'entrée en vigueur du nouveau cadre législatif et réglementaire traduisant la transposition en France de la Directive 98/30/CE, l'accès au réseau pour les clients éligibles est défini par les conditions contractuelles de raccordement et d'acheminement prévues par le dispositif transitoire, fixé par GDF, en vue d'assurer un accès non discriminatoire aux réseaux de transport de gaz.

Ce dispositif, différent de celui qui préexistait à la directive communautaire doit permettre aux clients éligibles de conclure des contrats de transport indépendants des contrats d'achat de gaz conclus avec les fournisseurs de leur choix.

C'est dans cette optique de mise en œuvre de l'accès des tiers aux réseaux qu'il a été procédé à une analyse approfondie des documents contractuels établis par les opérateurs concernant le transport et la livraison de gaz : le contrat d'acheminement et le contrat de raccordement.

Jusqu'à l'ouverture des marchés, le gaz était vendu « rendu client », par des opérateurs intégrés, sans identification dans le prix de vente du gaz de la part relative à l'achat de la molécule et de celle afférente à son transport et à la mise à disposition du client.

Trois intervenants sont désormais identifiés :

- l'*expéditeur* qui met le gaz à disposition du transporteur à l'entrée de son réseau ;
- le *transporteur* qui va acheminer le gaz sur son réseau et le mettre à la disposition du client éligible à la sortie du poste de livraison ;
- le client éligible.

On notera que l'expéditeur est, actuellement, soit le fournisseur, soit le client éligible, suivant que ce dernier souhaite ou non garder la maîtrise du transport de son gaz, mais ce pourrait être un tiers jouant le rôle d'intermédiaire.

Trois types de contrats sont alors utilisés :

- le contrat de fourniture de gaz entre le client et son fournisseur pour l'achat du gaz ;
- le contrat d'acheminement (appelé contrat de transport par GSO) entre l'expéditeur et l'opérateur de transport ;
- le contrat de raccordement entre l'opérateur de transport et le client éligible.

Ces deux derniers contrats constituent des documents contractuels de l'ATR. Ils ont fait l'objet d'un examen avec les parties concernées (opérateurs de transport, négociants, clients éligibles et leurs organisations professionnelles) qui a permis une première évolution en vue d'assurer un accès non discriminatoire aux réseaux de transport de gaz.

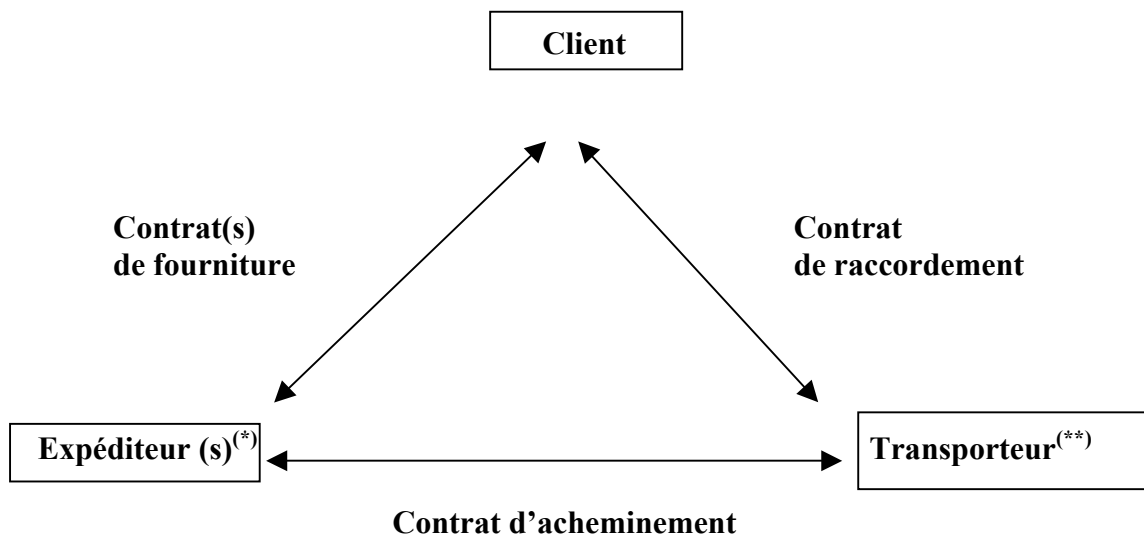
Les contrats de raccordement et d'acheminement sont complémentaires (cf. figure 11). Le principe de la rémunération attachée à chacun d'eux est la rémunération des ouvrages collectifs pour le contrat d'acheminement, au travers du tarif de transport, et celle des ouvrages dédiés pour le contrat de raccordement, avec les redevances liées à la construction, l'entretien et l'exploitation des postes de livraison et des branchements.

S'ils sont complémentaires, ils ne sont cependant pas de même nature.

Le contrat d'acheminement est signé avec celui qui, à l'amont, met à disposition le gaz à l'entrée du réseau de transport. Ce contrat doit offrir le plus de souplesse possible, en particulier au niveau de sa durée afin de permettre au client éligible d'optimiser ses achats de gaz en changeant, au besoin fréquemment, de fournisseur/expéditeur. Le client éligible doit pouvoir bénéficier, sur la partie transport, des mêmes facilités que celles qu'offrent les marchés « spot » pour la fourniture de la molécule.

En revanche, le contrat de raccordement, liant le transporteur et le client éligible, pour la maintenance et l'exploitation d'ouvrages, restera pérenne même si ce dernier change de fournisseur. Sa durée pourra alors être beaucoup plus longue.

Figure 11
Contrats de fourniture, de raccordement et d'acheminement



(*) : le fournisseur est généralement l'expéditeur, mais ce peut être le client si celui-ci a voulu avoir la responsabilité de l'acheminement du gaz qu'il a acheté au fournisseur.

(**) : et le cas échéant, le distributeur (client éligible sur le réseau de distribution).

7.1.2. Transport du gaz (contrat d'acheminement ou de transport)

Le contrat d'acheminement (appellation retenue par GDF et CFM) ou le contrat de transport (appellation retenue par GSO) constituent les documents régissant l'accès des tiers aux réseaux.

Plusieurs pays ont retenu une approche différente consistant, d'une part, à rassembler dans un code de réseau l'ensemble des dispositions communes à l'ATR et, d'autre part, à ne faire figurer dans le document contractuel que les dispositions spécifiques (débit, durée...) applicables à chaque utilisateur. Cette méthode offre, outre l'avantage d'une plus grande transparence pour l'ensemble des parties, y compris le régulateur, celui de faciliter les échanges entre intervenants et les opérations sur écran.

Au stade actuel d'ouverture du marché français, les opérateurs ont choisi de regrouper au sein du contrat type d'acheminement ou de transport l'ensemble des conditions générales, le contenu du contrat type se rapprochant, de ce fait, de celui d'un code de réseau. Les clients éligibles, n'ayant pas, en août 2000, l'expérience de la problématique du transport du gaz, une certaine asymétrie entre les parties contractantes s'est établie à l'avantage des opérateurs de transport.

Le travail a donc consisté, au cours des premiers mois de fonctionnement de l'ATR, à faciliter le dialogue entre les parties prenantes et à rétablir une meilleure symétrie entre les expéditeurs et les opérateurs historiques de transport. Il convient de souligner que ces derniers ont fait preuve d'un bon esprit de compréhension et ont accepté d'assouplir certaines conditions contractuelles qui, à l'origine, pouvaient apparaître comme excessivement contraignantes et déséquilibrées. Sans entrer dans un examen exhaustif des modifications apportées dans ce sens aux contrats initiaux, il convient d'indiquer les domaines dans lesquels des améliorations ont pu être apportées et ceux dans lesquels des progrès restent à faire.

S'agissant, en premier lieu, des modifications introduites au contrat d'acheminement ou de transport depuis août 2000, on peut notamment relever les éléments ci-dessous :

- *procédure de nomination et de renomination des quantités transportées* : les contrats initiaux prévoyaient une procédure assez contraignante pour la nomination et les renominations ultérieures des quantités à transporter. Cette procédure apparaissait comme beaucoup plus stricte que celle en vigueur dans les principaux pays européens autorisant, en pratique, une renomination à la discrétion de l'expéditeur avec un préavis de quelques heures. Après discussion, GDF et CFM ont accepté, dans le cadre de la concertation accompagnant les travaux préparatoires à ce rapport, d'assouplir les dispositions du contrat initial, notamment en autorisant des renominations, plus rapprochées, pouvant descendre à deux heures ;
- *équilibre journalier par l'expéditeur des volumes injectés et soutirés* : les opérateurs gaziers ont également accepté d'assouplir certaines dispositions relatives à l'équilibre journalier, en particulier, en réduisant très fortement les niveaux des compléments de prix afférents au volume matérialisant les déséquilibres, au-delà des tolérances accordées.

Il semble toutefois que des améliorations sont encore à rechercher en vue de mieux adapter les contrats d'acheminement ou de transport aux besoins exprimés par la clientèle éligible et leurs fournisseurs :

- *durée des contrats* : les contrats d'acheminement ou de transport proposés par les opérateurs français sont, aujourd'hui, fixés, de manière rigide, à un an. Il semble nécessaire d'envisager, à l'instar de ce qui est aujourd'hui pratiqué en Belgique, en Italie, en Grande-Bretagne et aux Pays-Bas, des contrats d'une durée inférieure à un an, mieux adaptés aux fonctionnements des marchés « spot ». A cet égard, on note que les réservations de capacité peuvent se faire à la journée en Grande-Bretagne et au mois au Pays-Bas, en Belgique et en Allemagne. De même, dans certains cas, des contrats de plus longue durée peuvent permettre d'asseoir des fournitures garanties pour des consommateurs éligibles importants désireux d'acquérir une base de fournitures présentant une meilleure visibilité à moyen terme, notamment lorsque la fourniture est destinée à un nouvel équipement industriel. L'assouplissement de la durée des contrats constitue donc un impératif à mettre en œuvre dès le début de 2003;
- *optimisation inter-sites et livraison de gaz* : les contrats d'acheminement ou de transport actuellement en vigueur font obligation à l'expéditeur de programmer des enlèvements journaliers site par site.
Les consommateurs ont attiré l'attention sur ce point, qui semble d'autant plus pertinent que l'exigence d'une programmation journalière site par site n'est pas imposée aux groupes industriels n'ayant pas fait jouer leur éligibilité. Il apparaît donc souhaitable que les règles d'équilibrage et de programmation soient revues, de façon à éviter toute discrimination, en parallèle avec la mise en œuvre de la nouvelle tarification de l'ATR ;
- *limites de responsabilité des opérateurs de transport* : les contrats initiaux contenaient des plafonds de responsabilité pour les opérateurs d'un niveau n'excédant pas, par événement, 150 000 € pour GDF Transport et 200 000 € pour GSO Transport. Ces niveaux ont été jugés largement insuffisants par les gros clients éligibles. Conformément aux recommandations exprimées dans le rapport d'étape du 15 janvier 2002, GDF Transport a porté à 1,5 million d'euros par événement le montant limite de la responsabilité dans les contrats. Mais c'est l'existence même d'une telle clause limitative qui est contestable.

Par ailleurs, la mise en œuvre des contrats d'acheminement ou de transport a mis en lumière certaines difficultés liées aux interfaces entre les parties, lorsque l'expéditeur n'est pas le client éligible lui-même, ce qui arrive le plus souvent aujourd'hui. En effet, dans ce cas, certaines dispositions du contrat doivent être mises en œuvre par le client éligible lui-même (interruptibilité et effacement réseau, règle de répartition entre les expéditeurs lorsqu'un même site éligible est approvisionné par plusieurs fournisseurs), alors qu'il n'est pas directement partie au contrat. La solution pourrait résider dans la conclusion d'un avenant tripartite au contrat d'acheminement ou de transport précisant bien les responsabilités de chacune des parties dans l'exercice des notifications prévues aux contrats.

Enfin, il semblerait opportun, dans un double souci de transparence et d'efficacité, de rassembler, dans un code d'accès au réseau, l'ensemble des dispositions communes des contrats d'acheminement ou de transport, ces derniers devenant ainsi des documents purement commerciaux et pouvant, le cas échéant, simplifier les transactions entre les parties concernées, notamment les échanges, et, plus particulièrement, sous forme électronique. C'est la disposition qu'ont déjà retenue certains pays notamment la Grande-Bretagne et plus récemment l'Italie et la Belgique.

7.1.3. Livraison du gaz (contrat de raccordement)

Le contrat de raccordement est le document établi entre le transporteur et le client éligible, réglant l'ensemble des dispositions relatives à la livraison finale du gaz sur chacun des sites. Ces dispositions faisaient précédemment l'objet de clauses particulières au sein des contrats de fourniture (contrats intégrant, en réalité, la fourniture, le transport et le raccordement), si bien que certaines d'entre elles, relatives à la livraison, notamment la pression garantie ou les conditions de financement des ouvrages de livraison, devenaient un enjeu de nature commerciale. La séparation des activités transport et fourniture oblige aujourd'hui à normaliser les termes du contrat de raccordement, qui feront l'objet d'une approbation par le régulateur.

Les contrats initiaux de raccordement proposés par les opérateurs comportaient, là aussi, certaines rigidités et contraintes, qu'une discussion avec les parties prenantes a déjà permis d'assouplir. On peut à cet égard noter des avancées dans les domaines suivants :

- *accès aux données de comptage* : le droit d'accès du client aux données de comptage le concernant est désormais affirmé ; sa présence lors des contrôles de la qualité des comptages et de leur étalonnage est également assurée ;
- *fourniture et d'installation du poste de livraison* : jusqu'à présent, la fourniture du poste de livraison relevait systématiquement de l'opérateur historique, bien que ces postes soient à la charge du client, soit sous forme de la prise en charge de l'investissement, soit par paiement de mensualités de location. Le contrat ouvre la possibilité de mettre en concurrence les opérateurs historiques avec des entrepreneurs spécialisés, dans le cadre d'un cahier des charges techniques accepté par le transporteur ;
- *déplacement des ouvrages de raccordement* : le contrat initial prévoyait que, même en cas d'une demande d'une autorité administrative, pour permettre par exemple le passage d'ouvrages ayant le caractère d'utilité publique, le déplacement des branchements était à la charge du client, bien que le branchement fasse partie de la concession de transport. Ce risque et la charge correspondante sont désormais pris en compte par l'opérateur de transport, ce qui est conforme à la jurisprudence ;
- *possibilité d'arbitrage* : la possibilité pour le client de faire appel à un expert avec prise en charge partagée des frais correspondant a été introduite pour le règlement des contestations pouvant apparaître sur les quantités livrées entre celui-ci et l'opérateur de transport.

On note ainsi que de réels progrès ont été accomplis par les opérateurs en vue de répondre aux demandes exprimées par les clients éligibles. Il reste toutefois quelques questions importantes à régler, en premier lieu celle de la pression de livraison.

Les cahiers des charges des concessions de transport ne faisaient pas obligation au transporteur de livrer le gaz à l'utilisateur industriel à une pression minimale. Cependant, dans de nombreux cas, une pression de livraison supérieure était implicitement garantie par le fournisseur, notamment dans tous les cas où la pression de livraison constituait une condition nécessaire au bon fonctionnement des installations industrielles (cas notamment des cogénérations et de certaines unités de synthèse chimique).

Le nouveau régime d'ATR impose désormais de clarifier et de rendre transparentes les modalités relatives à la pression de livraison.

Au stade actuel des discussions avec les parties prenantes, il semble que l'on pourrait s'orienter vers le schéma suivant :

- des niveaux normatifs de pression de fonctionnement devraient être définis pour les principales catégories d'ouvrage (artère de grand transport national, artère de transport national, antenne importante, antenne secondaire) ;
- le transporteur ne serait pas tenu de fournir durablement le gaz à une pression supérieure à la valeur normative. Cependant, dans certains cas, une négociation pourrait s'ouvrir avec le client éligible en vue de lui fournir une pression supérieure à celle-ci. En tout état de cause, si cette pression de desserte du client devait être durablement modifiée, notamment en raison du déclassement de l'ouvrage sur lequel celui-ci est raccordé, un préavis minimal lui serait donné afin de lui permettre d'installer lui-même un ouvrage de compression à l'entrée de ses installations ;
- une pression minimale serait garantie pour chaque client qui le souhaiterait dans des conditions de prix faisant l'objet d'un barème publié. Cette garantie serait assortie de pénalités en cas de défaillance du transporteur.

De plus, il convient d'indiquer que les difficultés relevées dans le contrat d'acheminement au titre des limites de responsabilité se posent dans les mêmes termes pour les contrats de raccordement.

7.1.4. Recommandations et conclusions

Les travaux effectués avec les opérateurs de transport peuvent être considérés comme constructifs et l'évolution des clauses contractuelles, soulignée dans les paragraphes précédents, positive, mais il convient de poursuivre la démarche.

En ce qui concerne le transport, la recherche de souplesse fonctionnelle semble, ainsi que cela a déjà été indiqué, l'axe de progrès essentiel et prioritaire.

Cet assouplissement, déjà largement mis en œuvre dans d'autres pays, est à rechercher, tant au niveau de la durée des contrats d'acheminement pour s'adapter aux marchés de court terme du gaz, qu'au travers de la possibilité pour les expéditeurs d'échanger entre eux des capacités de transport souscrites sur les différents tronçons du réseau de transport, afin d'amorcer la création d'un marché secondaire de capacités.

Par ailleurs, la présence de plusieurs opérateurs de transport sur le territoire français (GDF, CFM et GSO), même si, dans le cas présent, il s'agit principalement d'un partage territorial, conduit, par exemple, certains expéditeurs à négocier deux contrats distincts pour alimenter un client éligible raccordé au réseau CFM et même trois contrats si ce client est dans la zone sud-ouest. La lourdeur des démarches correspondantes ne va pas dans le sens d'une bonne fluidité du marché. Il est recommandé d'examiner la possibilité d'une harmonisation plus poussée des contrats types de transport et d'acheminement des différents opérateurs français, hors clauses tarifaires, et d'envisager la création d'un guichet unique où un expéditeur pourrait contracter avec chacun des opérateurs concernés.

Les enjeux liés au contrat de raccordement sont de moindre importance au regard de ceux liés au transport, tant pour les montants financiers concernés que pour leur impact sur le taux d'ouverture des marchés. Ils sont en effet relatifs aux ouvrages de raccordement (poste de livraison et branchement) et aux conditions de mise à disposition du gaz en sortie du poste de livraison et n'ont donc que peu d'influence sur le marché du gaz en amont. Deux difficultés subsistent, toutefois, pour l'application de ce contrat. D'une part, les limites de responsabilité pourraient faire l'objet de réserves de la part des clients compte tenu du faible montant d'indemnisation retenu par les opérateurs de transport. D'autre part, la pression de livraison garantie au client doit résulter de critères objectifs et transparents et non pas d'une négociation commerciale et être indiquée explicitement dans les contrats de raccordement.

Ces contrats de raccordement ne devront pas être seulement signés avec les clients ayant changé de fournisseur. Il est souhaitable que, dans les prochains mois, ils le soient, d'une manière systématique, avec tous les clients éligibles, qu'ils aient fait jouer ou non leur éligibilité.

7.2. Prestations auxiliaires liées à l'ATR

7.2.1. Service de modulation

L'offre de modulation est proposée par les entités « négoce » de GDF et CFM, en complément du contrat d'acheminement, suivant des conditions tarifaires analysées au chapitre 5 du présent rapport. Elle est portée, dans le sud-ouest, par GSO Transport.

Le retour d'expérience auprès des clients industriels titulaires d'un tel contrat ou à travers les déclarations de leurs organisations professionnelles montre qu'ils permettent bien aux industriels de disposer des quantités de gaz dont ils ont besoin. Toutefois, des évolutions souhaitables des services proposés ont été identifiées afin de faciliter l'ouverture des marchés.

Ces évolutions vont faire l'objet de travaux avec les opérateurs historiques et les clients concernés, au cours de l'année 2002. Elles concernent en particulier :

- l'inconvénient que constitue le portage des services de modulation par les entités GDF Négoce et CFM Négoce, ce qui nuit à la confidentialité commerciale des offres des fournisseurs concurrents. En effet, ces entités sont, elles-mêmes, en concurrence directe avec ces derniers dans l'offre de gaz aux consommateurs éligibles ;
- les possibilités d'échanges de gaz entre les expéditeurs aux points de modulation : ces échanges, entre expéditeurs, des quantités de gaz dont ils disposent en un même point de modulation ne sont pas permis actuellement dans les contrats des opérateurs historiques et sont actuellement limités aux seuls points d'entrée du gaz à la frontière française. Cette mesure allant au-delà des exigences de la Directive 98/30/CE, les opérateurs historiques ont indiqué vouloir étudier en détail les conséquences qu'entraîneraient de telles possibilités d'échange, avant d'envisager de les proposer. Il paraît important de faire aboutir la démarche, qui pourrait constituer un préalable à la création de marchés secondaires de volumes et de capacités, voire à l'émergence d'un ou plusieurs « hub(s) » gazier(s) en France ;

- les souplesses à introduire dans les contrats de modulation : certaines d'entre elles ont déjà été intégrées dans les dernières propositions des opérateurs, notamment la fixation d'horaires moins contraignants de nomination et de renomination des quantités journalières. D'autres mesures sont cependant souhaitables. A titre d'exemple, les dates d'effet de ces contrats sont obligatoirement du 1^{er} avril d'une année donnée au 30 mars de l'année suivante, afin de respecter le cycle annuel d'exploitation des réservoirs souterrains qui assurent principalement la modulation saisonnière des consommations de gaz. Les clients sont tenus de déposer le gaz en début de cycle, avant de pouvoir en disposer pendant les périodes froides de l'hiver. Il a été demandé à GDF et à CFM de faire coïncider les dates d'effet des contrats d'acheminement et de modulation, en introduisant un mécanisme compensatoire financier au cas où le solde du compte modulation deviendrait temporairement négatif ;
- l'équilibre juridique du contrat type de modulation : à l'instar du travail effectué sur les contrats d'approvisionnement et sur ceux de raccordement, les clauses du contrat type de modulation ont été examinées afin de s'assurer du bon équilibre contractuel entre les parties signataires. Des recommandations ont été faites aux opérateurs concernés ;
- la constatation d'un coût plus élevé d'accès à la modulation pour un consommateur industriel donné, toutes choses égales par ailleurs, selon qu'il a fait ou non jouer son éligibilité. Ceci conduit à une remise en cause de la valorisation de la modulation dans le tarif STS actuel, c'est-à-dire, de la valeur relative entre les termes fixes et variables de ce tarif.

7.2.2 Recommandations et conclusions

Les prestations auxiliaires de modulation sont essentielles pour une ouverture du marché comportant suffisamment de flexibilité pour les clients éligibles et les nouveaux entrants .

Le rapport d'étape soulignait l'importance de la possibilité de créer des sites d'échange de gaz entre les expéditeurs sans l'entremise obligée des opérateurs historiques et recommandait, pour ce faire, que les points de modulation soient ces points d'échange. La mise en place d'une tarification entrée/sortie répond à cet objectif.

Il a, par ailleurs, déjà été indiqué, combien il est nécessaire de séparer fonctionnellement le service de modulation de l'activité négoce de GDF.

7.3. Traitement des congestions et refus d'ATR

7.3.1. Problématique générale

Le réseau français a été, jusqu'à présent, dimensionné en vue d'assurer la couverture des besoins nationaux dans le cadre d'une gestion intégrée des approvisionnements et des débouchés. La règle sous-tendant le niveau de service à garantir était la suivante :

- nécessité de couvrir les besoins en volume et en pointe au risque 2 % (conditions climatiques très rigoureuses) des distributions publiques, conformément au cahier des charges des concessions de transport ;
- nécessité de disposer de capacités de stock utile permettant de faire face à la demande dans deux situations dégradées des approvisionnements :

- rupture d'une des trois grandes sources (Norvège, Algérie ou Russie) pendant une période pouvant atteindre une année et couverture des besoins d'hiver au risque 50 % (conditions climatiques moyennes) avec effacement de la clientèle interruptible ;
- rupture temporaire d'une de ces sources avec couverture des besoins de pointe au risque 2 % avec effacement de la clientèle interruptible.

L'ouverture du marché, en ne permettant plus de concentrer tous les leviers d'approvisionnement au niveau des opérateurs historiques, peut conduire à un déséquilibre géographique des entrées de gaz par rapport aux prévisions à partir desquelles ont été dimensionnées les infrastructures. Il conviendra ainsi de veiller à ce que les fournisseurs autorisés à intervenir sur le marché français dans le cadre de la future loi gazière contribuent, non seulement au maintien de la sécurité des approvisionnements, mais également au maintien de la sécurité du fonctionnement du réseau, impliquant une certaine pérennité, dans certaines limites, des flux entrant aux frontières.

A cet égard, on peut souligner qu'en dépit d'une ouverture encore modeste (5 % du marché national), des perspectives de saturation sont apparues au premier trimestre 2002 à Taisnières qui ont été notifiées par GDF aux principaux utilisateurs potentiels de l'ATR.

7.3.2. Critères d'attribution des capacités et traitement des éventuels refus d'accès

L'ensemble de la problématique des congestions liées à l'ATR sera examiné avec les opérateurs des transport et en particulier les points ci-dessous :

- définition des capacités techniques disponibles au droit des points d'importation et sur les principales grandes artères ;
- identification des besoins prioritaires tels qu'exprimés dans la directive (clients non éligibles, remplissage des stockages souterrains pour les besoins d'hiver...);
- par différence, recensement des capacités disponibles pour les bénéficiaires de l'ATR et publication de ces capacités.

De ce point de vue, les informations sur les capacités disponibles aux principaux points frontières que GDF publie sur son site Internet devraient être largement complétées, tant dans les définitions que dans la nature des données publiées.

En effet, les capacités publiées correspondent à la différence entre les capacités techniques en chacun des points frontières et le total des engagements contractuels de GDF Transport, qui comprennent les souscriptions de GDF Négoce et celles des expéditeurs ayant signé des contrats d'acheminement.

Il semble nécessaire de traiter sur un pied d'égalité, au regard de l'accès aux capacités disponibles, l'ensemble de la clientèle éligible qu'elle ait - ou non - fait jouer l'éligibilité. Ainsi, la capacité disponible doit-elle être appréciée comme la différence entre la capacité technique et l'ensemble des souscriptions prioritaires, les modalités d'attribution des capacités disponibles devant être claires et transparentes, notamment en cas de congestion.

S'agissant du traitement des congestions, l'examen devra porter sur les questions suivantes :

- à court terme, le choix d'une procédure d'attribution des disponibilités. L'expérience acquise dans le secteur électrique conduit à attribuer la priorité aux contrats historiques et à rechercher un mécanisme transparent et équitable pour l'attribution du solde des capacités disponibles. Dans un premier temps, pour les congestions intermittentes, c'est la règle du « premier arrivé, premier servi » qui s'est appliquée (c'est également celle que pratique aujourd'hui GDF). Puis, pour les congestions permanentes, il est apparu plus équitable d'effectuer la répartition des capacités au prorata des demandes exprimées afin de léser le moins possible d'intervenants. L'attribution des capacités par voie d'enchères, mise en œuvre dans certains pays, présente l'inconvénient d'instaurer l'équivalent de péages à l'entrée ou à la sortie des réseaux, qui constituent autant d'obstacles à la réalisation d'un marché intérieur unique ;
- pour le moyen/long terme, examen des renforcements des infrastructures tant en amont de la France (et, dans ce cas, en liaison avec les opérateurs et le régulateur du pays concerné) que sur le réseau français.

Comme pour l'électricité, ce sont les points d'interconnexion aux frontières des réseaux des opérateurs gaziers historiques qui sont – ou seront, à terme prévisible –, le plus souvent, affectés par des congestions. Il importe donc de donner la priorité au renforcement des infrastructures (stations d'interconnexion) sur le traitement contractuel et commercial des congestions. C'est seulement ainsi que pourra être atteint le but recherché de créer un marché unique du gaz.

7.3.3. Recommandations et conclusions

Il apparaît ainsi nécessaire de poursuivre les travaux avec les opérateurs gaziers, et en premier lieu avec GDF Transport qui contrôle les points d'entrée du gaz sur le territoire français, afin d'examiner les mesures nécessaires en vue de réduire les congestions existantes et d'éviter l'apparition de congestions durables en certains points du réseau.

On notera, à cet égard, que l'examen auquel il a été procédé avec les opérateurs dans le cadre de la tarification « entrée/sortie » a mis en évidence les principales contraintes techniques à la circulation fluide du gaz sur le réseau français.

Dans l'attente de la réalisation des investissements appropriés (terminal de Fos II et renforcements des artères Rhodanienne et de Guyenne), une tarification « entrée/sortie » zonale permettrait d'afficher les bons signaux tarifaires vis à vis des utilisateurs.

Il est néanmoins essentiel de prévoir un mécanisme incitatif à la réalisation des infrastructures de transport, permettant à la fois d'éviter les congestions, d'améliorer la sécurité des approvisionnements et de diversifier l'offre concurrentielle.

Pour ces projets, il conviendrait que le régulateur soit en mesure :

- de les voir confier aux opérateurs de transport existants, avec un traitement au cas par cas des conditions tarifaires (cf. chapitre 5) ;
- si besoin est, de les faire réaliser dans le cadre d'un appel d'offres national ou européen.

A ce stade, nos recommandations peuvent être résumées de la manière suivante :

- recensement des renforcements d'infrastructures nécessaires en vue d'éviter l'apparition de congestions structurelles aux différents points d'entrée du réseau ;
- publication des capacités disponibles en chacun des points d'entrée, avec indication du potentiel global affecté à l'ATR et des capacités restant disponibles après déduction de l'ensemble des contrats ATR signés ;
- examen des différentes méthodes d'attribution des capacités contraintes et de la mise en œuvre des procédures correspondantes.

Par ailleurs, la problématique des refus d'accès devra être examinée de manière approfondie, les clients éligibles devant être, du point de vue de l'accès aux capacités disponibles, placés sur un pied d'égalité, qu'ils aient ou non fait jouer leur éligibilité.

8. Dissociation comptable des activités des opérateurs gaziers

8.1 Cadre juridique

Les principes généraux de la dissociation comptable des activités des opérateurs gaziers sont fixés par l'article 13 de la Directive 98/30/CE du Parlement Européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, et par les articles 6 et 9 de l'actuel projet de loi gazière.

L'article 13 de la directive 98/30/CE précitée prévoit que les entreprises de gaz naturel intégrées doivent tenir, dans leur comptabilité interne, des comptes séparés pour leurs activités de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel et, le cas échéant, des comptes consolidés pour les activités non liées au gaz, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence.

Cette comptabilité interne comprend un bilan et un compte de résultats pour chaque activité. Les entreprises concernées doivent, en outre, préciser les règles d'imputation des postes d'actif et de passif et des charges et produits qu'elles appliquent pour établir des comptes séparés. La modification de ces règles doit être exceptionnelle et dûment motivée.

Le projet de loi relatif aux marchés énergétiques et au service public de l'énergie consacre son article 6 à la séparation comptable. Cet article est largement inspiré des dispositions en vigueur en matière électrique. Il prévoit que les opérateurs, exerçant au moins deux activités dans le secteur gazier, doivent tenir des comptes séparés, conformément à des principes approuvés par le régulateur, après avis du Conseil de la Concurrence. Les comptes séparés sont transmis à la Commission de régulation qui les approuve.

8.2 Schémas de dissociation comptable des opérateurs gaziers

Seront successivement examinés les schémas de dissociation comptable présentés par les opérateurs gaziers qui devraient entrer dans le champ d'application de la loi, à savoir GDF, CFM, GSO et TFE.

8.2.1 Gaz de France

Des débats approfondis ont eu lieu avec GDF sur le schéma de dissociation comptable à mettre en place par l'opérateur.

Dans un premier temps, GDF avait proposé un schéma de dissociation comptable très en deçà des impératifs de transparence requis, dès lors que toutes les immobilisations et les financements étaient cantonnés dans le périmètre d'une « fonction investisseur », qui louait aux différentes activités les actifs leur étant nécessaires. Par conséquent, les bilans des activités devant être dissociées ne comportaient que les postes d'exploitation (actif circulant et passif d'exploitation), de même que les charges financières figurant dans les comptes de résultat retraçaient un flux de l'activité financée vers la fonction investisseur. Ce schéma est apparu d'autant plus opaque qu'il ne comprenait qu'un nombre limité de protocoles financiers.

En fait, tout schéma incluant une fonction investisseur est à exclure aux motifs suivants :

- cette activité n'est pas prévue par la directive (ni par le projet de loi) ;
- elle ne permet pas l'établissement par activité dissociée de véritables bilans et comptes de résultat ;
- elle organise l'opacité dans la circulation des cash flows que même le régulateur, seul destinataire des comptes dissociés, ne saurait reconstituer.

Il apparaît, en effet, que la séparation comptable a, notamment, pour objet de révéler, dans la comptabilité interne des opérateurs, les flux financiers entre les différentes activités de manière que le respect des règles de concurrence soit assuré. En amont, des principes rigoureux de séparation permettent de prévenir les subventions croisées ; en aval, lors de l'examen des comptes, la séparation met en évidence les flux financiers et facilite donc leur analyse critique.

Compte tenu de ce qui précède, GDF a accepté de revoir sa position et de travailler sur un nouveau schéma de séparation ne comprenant pas de fonction investisseur. GDF s'est ainsi engagé à appliquer ce schéma dès l'élaboration des comptes 2002 sans qu'il ait été possible d'entrer dans le détail ; à ce stade, les éléments communiqués par GDF vont dans le sens souhaité.

En tout état de cause, un des enjeux majeurs de la séparation comptable au sein de GDF résulte de ce que la rémunération des actifs sur une base économique et non strictement comptable (justifiée par l'écart entre les durées courtes d'amortissement fiscal-comptables et les durées de vie effectives) fait apparaître un cash flow très élevé au sein de l'activité de transport. La révélation de ce cash flow par la séparation comptable n'est que la conséquence d'un choix tarifaire qui sera à valider par le régulateur et ne doit pas remettre en cause, sous réserve du respect des règles de concurrence, le fonctionnement financier intégré de l'entreprise. Une des principales conséquences de la séparation comptable est précisément de retracer de manière transparente la circulation du cash flow entre activités au sein de l'entreprise intégrée, mais non de s'opposer a priori à la mutualisation des cash flows.

La rédaction actuelle du projet de loi permettra au régulateur de faire prévaloir ses vues afin de prévenir toute subvention croisée, discrimination ou distorsion de concurrence.

8.2.2. Compagnie Française du Méthane

Périmètre des activités opérationnelles

Le groupe CFM est composé de deux sociétés : CFM, filiale à 100 % de CFMH, qui est elle-même détenue par GDF et TotalFinaElf, respectivement à hauteur de 55 et 45 %.

Cet ensemble a pour activité le transport et la fourniture de gaz naturel à partir d'un réseau affermé de canalisations souterraines d'une longueur totale de 7 000 km, qui couvre schématiquement le centre de la France. Ses ventes avoisinent une centaine de TWh et se répartissent entre les clients industriels (25 %) et les distributions publiques (75 %). Les achats de gaz sont effectués majoritairement auprès de GDF (de manière exclusive antérieurement au 10 août 2000).

Le partage de ces activités entre les deux sociétés du groupe CFM concernées s'établit de la manière suivante.

CFMH a une activité d'achat-revente de gaz naturel, mais ne dispose pas de moyens d'exploitation ni de personnel salarié. Cette activité est exercée par l'intermédiaire de CFM, qui agit en son nom propre et pour le compte de CFMH, laquelle lui verse en contrepartie une commission pour la vente de gaz et une rémunération pour la mise à disposition de personnel.

De son côté, CFM exploite le réseau de transport, dans le cadre d'un contrat d'affermage conclu avec GDF qui en est devenu le propriétaire, et dispose d'un droit d'utilisation non exclusif du site de stockage de Chémery appartenant à ce dernier. Le coût de l'affermage correspondrait au strict remboursement des charges financières supportées par GDF, à savoir l'amortissement du capital et sa rémunération (l'amortissement est constant et les annuités sont dégressives).

Proposition par CFM de dissociation comptable

Dans un premier temps, CFM avait considéré que l'existence de deux structures juridiques distinctes, CFM et CFMH, lui permettrait de satisfaire aux obligations de dissociation comptable.

Cependant, la répartition des rôles au sein du groupe CFM entre ces deux entités juridiques ne correspond pas exactement au découpage imposé par la directive et le projet de loi gaz, entre transport et négoce. Afin de gommer les particularités découlant de la construction juridique de son groupe, CFM a finalement proposé de consolider les comptes de CFM et CFMH afin d'opérer, par la suite, une dissociation comptable entre le transport et le négoce.

Le statut particulier de CFM, fermier du réseau de transport, propriété de GDF et exploité par ce dernier, s'accompagne d'un montage contractuel assez complexe.

8.2.3 Gaz du Sud Ouest

GSO exerce des activités de négoce et de transport.

Pour définir le périmètre d'activité du transport, GSO a doté le transporteur de tous les moyens (techniques, humains, contractuels...) lui permettant d'assurer les services liés à l'infrastructure de transport en monopole naturel. Le transport de GSO est également en mesure de proposer à un expéditeur l'ensemble des services qui lui sont nécessaires pour alimenter un client éligible, et notamment les services de modulation (grâce à l'achat des prestations de stockage auprès de TSGF, filiale spécialisée de TFE, à partir de Lussagnet) et de flexibilité. GSO assure également des transits de gaz pour compte de tiers, notamment au titre du gaz norvégien exporté en Espagne, via l'artère LACAL.

Les transits correspondent à une vente de droits de transport par un opérateur de réseau et doivent donc être portés par l'activité de transport, même si leur mise en œuvre doit être considérée de manière différente de celle de l'ATR.

L'activité négoce a été définie de manière résiduelle, une fois déterminé le périmètre de l'activité transport.

Les fonctions support (directions administratives, financières, informatiques et générale) ont été affectées au transport. Des clés d'allocation permettent d'imputer les charges d'environnement correspondantes au compte Négoce.

Depuis septembre 2002, des ajustements organisationnels ont été effectués pour refléter ces choix de périmètres et la mise en place d'établissements comptables dissociés a été entreprise, avec un objectif de mise en œuvre dès janvier 2003.

Un travail approfondi devra être poursuivi pour s'assurer de la compatibilité de ces orientations avec les principes de dissociation comptable. Un audit des comptes sera également de nature à vérifier que les charges de transport correspondent effectivement aux coûts.

8.2.4 TotalFinaElf (TFE)

Activités exercées par le groupe TotalFinaElf

Le groupe TFE produit, commercialise et stocke du gaz naturel. En outre, TFE est actionnaire de CFM et de GSO, respectivement à concurrence de 45 et 70 %.

L'activité de production en France, qui concerne uniquement le gisement de Lacq, va progressivement s'interrompre.

L'activité de négoce de TFE s'exerce par sa filiale Gaz et Electricité (TGE) qui, d'une part, gère en France les contrats de long terme antérieurement conclus, et qui, d'autre part, offre du gaz aux clients éligibles en France et sur le marché européen.

L'activité de stockage s'exerce par l'intermédiaire de TFE Stockage Gaz France (TSGF), filiale à 100 % du groupe. Cette structure exploite les sites de Lussagnet et Yzaute, dont la capacité totale devrait, en principe, être développée au cours des prochaines années. Les utilisateurs de ces sites sont, sur Lussagnet, GSO et TGE et sur Yzaute, GDF.

En ce qui concerne les charges, on notera que TSGF est une filiale autonome. Le « gaz coussin » des installations ne lui appartient pas mais est la propriété de GDF pour le site d'Yzaute et de TGE pour celui de Lussagnet.

Proposition par TFE de dissociation comptable

Dans la mesure où TSGF constitue une entité juridique autonome exerçant la seule activité de stockage, TFE estime avoir déjà rempli l'obligation de dissociation comptable.

8.3 Recommandations et conclusions

Aux termes de la Directive 98/30/CE et du projet de loi gazière, les séparations comptables des activités de transport, stockage et distribution sont obligatoires.

S'agissant du gaz naturel liquéfié, et dans la mesure où le projet de loi prévoit le droit d'accès des tiers aux terminaux de regazéification, cette activité devra être identifiée comptablement, ne serait-ce que pour servir de support à la détermination des tarifs régulés.

9. Conclusion générale

Le rapport note que l'absence de transposition en France de la directive 98/30/CE, si elle n'a pas empêché une certaine ouverture du marché, présente néanmoins des inconvénients sans cesse croissants : au plan interne, en laissant à la seule discrétion des opérateurs les mesures nécessaires à l'ouverture du marché à la concurrence et, au plan externe, en alimentant à l'étranger un ostracisme commercial vis-à-vis des opérateurs français.

Le rapport fait également ressortir que l'ouverture du marché à la concurrence ne bénéficie actuellement qu'aux consommateurs éligibles situés dans la partie nord de la France en raison, à la fois, de la structure de l'offre et du poids de la distance dans la tarification. L'introduction d'une tarification «entrée/sortie» pourrait permettre d'élargir le champ de la concurrence, la réalisation d'un programme de développement de nouvelles capacités d'importation dans le sud et dans l'ouest de la France étant cependant nécessaire pour pouvoir consolider durablement cette possibilité.

L'encadré ci-après résume les principales recommandations découlant du rapport.

PRINCIPALES RECOMMANDATIONS

TARIFICATION

Structure du tarif de transport

- mettre en place, dès l'entrée en vigueur de la future loi, une tarification « entrée/sortie » en vue de réduire l'impact de la distance, de faciliter les échanges de gaz et de permettre l'émergence de marchés secondaires en France ;
- si un délai apparaissait nécessaire, procéder, à titre transitoire, à la révision de la structure tarifaire en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2002 en portant le poids de la source la plus proche à au moins 50 %.

Niveau du tarif de transport

- prendre en compte les actifs immobilisés à leur valeur économique telle que déterminée par la commission spéciale, instituée par l'article 81 de la loi de finance rectificative pour 2001 (Commission Hourri) ;
- retenir un amortissement linéaire des investissements et des durées de vie correspondant aux durées économiques des différents équipements, soit 50 ans pour les canalisations et 30 ans pour les stations de compression ;
- retenir un taux de rémunération du capital en ligne avec les pratiques des autres grands opérateurs européens, toutes choses égales par ailleurs, ce qui devrait conduire à une fourchette de taux allant de 7 à 8 %; un taux de rémunération supérieur serait consenti pour les nouveaux investissements ;
- valider, avec les opérateurs, le niveau des charges d'exploitation à retenir, notamment à la lumière des comptes dissociés, tels qu'approuvés par le régulateur ;
- retenir avec les opérateurs des objectifs de productivité dans l'évolution des tarifs et les intéresser à l'atteinte de ces objectifs.

Conditions d'accès aux réseaux de distribution

- déterminer les conditions d'accès aux réseaux de distribution, en particulier les conditions tarifaires, pour permettre à l'ensemble des sites de cogénération d'exercer leur éligibilité.

Niveau du tarif des services de modulation

- s'assurer de la compétitivité des tarifs des services de modulation offerts en France par rapport à ceux pratiqués dans les autres pays européens ;
- supprimer la discrimination tarifaire constatée entre le coût du service de modulation et celui incorporé dans les tarifs des opérateurs historiques dans le cas d'une fourniture intégrée de gaz (barèmes STS).

Conditions d'accès aux installations de GNL

- réviser, dès l'entrée en vigueur de la future loi, les conditions d'accès des tiers aux terminaux de regazéification de GNL, en particulier pour permettre un accès plus facile au marché français, de cargaisons spot de GNL.

MODALITES DE MISE EN ŒUVRE DE L'ATR

Contrat de transport

- mettre en place un code de réseau pour chacun des opérateurs, contenant l'ensemble des dispositions communes relatives aux conditions d'accès aux réseaux de transport (hors tarification) ;
- assouplir les conditions de réservation de capacités de transport, à la fois dans le sens de durées plus courtes (contrats infra-annuels) et plus longues (contrats pluri-annuels).

Modulation/Equilibrage

- autoriser les échanges de gaz, de modulation et de capacités de transport entre les expéditeurs, de manière à permettre la création de marchés secondaires comparables aux « hubs » en voie de généralisation en Europe ;
- instaurer un service de modulation/équilibrage transparent et non discriminatoire pour l'ensemble de la clientèle éligible, qu'elle soit ou non conservée par les opérateurs historiques.

Congestions et refus d'ATR

- donner au régulateur les moyens d'inciter à la réalisation des investissements nécessaires sur les réseaux de transport et les terminaux de GNL afin d'éliminer les congestions existantes ou potentielles ;
- assurer la transparence des capacités disponibles en ces points (publication) ;
- assurer l'égalité de traitement entre les clients éligibles, qu'ils aient ou non changé de fournisseur, pour l'attribution des capacités.

DISSOCIATION DES ACTIVITES

- s'assurer que GDF, CFM et GSO seront en mesure de présenter, pour 2002, des bilans et comptes d'exploitation correspondant bien intrinsèquement à chacune des activités dissociées ;
- dissocier comptablement les activités relatives aux installations de GNL, de façon à permettre d'établir une tarification de l'accès à ces infrastructures ;
- faire apparaître le coût du transport sur la facture de gaz de l'ensemble des consommateurs éligibles ;
- dans l'attente de la future directive, mettre en œuvre immédiatement la séparation fonctionnelle entre l'activité de négoce et les activités auxiliaires de flexibilité/modulation et de conversion de gaz naturel.