

Jean SYROTA,

Président de la Commission de Régulation de l'Electricité

**SYNTHESE DU RAPPORT
SUR L'OUVERTURE
DU MARCHE GAZIER FRANCAIS**

24 octobre 2002

SOMMAIRE

1. Les spécificités du gaz par rapport à l'électricité.....	2
2. Les marchés gaziers en Europe et en France.....	4
2.1. Le marché européen	4
2.2. Le marché français	6
3. Le bilan de l'ouverture du marché gazier français depuis le 10 août 2000	8
4. La nécessité d'une harmonisation des modes de régulation en Europe	9
5. Les grands enjeux de régulation gazière en France	9
5.1. Favoriser, par la tarification de l'accès aux réseaux, la fluidité du marché du gaz en France	9
5.2. Harmoniser les niveaux des tarifs d'accès aux réseaux français avec ceux des autres pays européens	10
5.3. 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	11
5.4. Fixer les conditions d'accès aux réseaux de distribution	12
5.5. Faciliter l'accès au marché français des cargaisons de gaz naturel liquéfié (GNL)	12
5.6. Améliorer la transparence sur les capacités d'entrée dans les réseaux	12
5.7. Améliorer la transparence sur la dissociation comptable	13
6. Conclusions	13
Annexes.....	16

Un rapport sur l'ouverture du marché gazier français a été établi, conformément à la demande exprimée par le Ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie et le Secrétaire d'Etat à l'Industrie dans leurs lettres au Président de la CRE, en dates du 9 juillet 2001 et du 19 février 2002.

Il fait suite au « Rapport d'étape sur l'ouverture du marché gazier français », remis aux Ministres le 15 janvier 2002.

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.

1. 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.

2. Les marchés gaziers en Europe et en France

2.1. 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.

2.2. 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'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.

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.

3. 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 Négoces 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.

4. 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.

5. Les grands enjeux de régulation gazière en France

5.1. 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 Négocie 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 audité, 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.

5.3. 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 Négoces et de CFM Négoces, 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).

5.4. 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.

5.5. 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.

5.6. 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.

⁽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.

5.7. 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.

6. 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

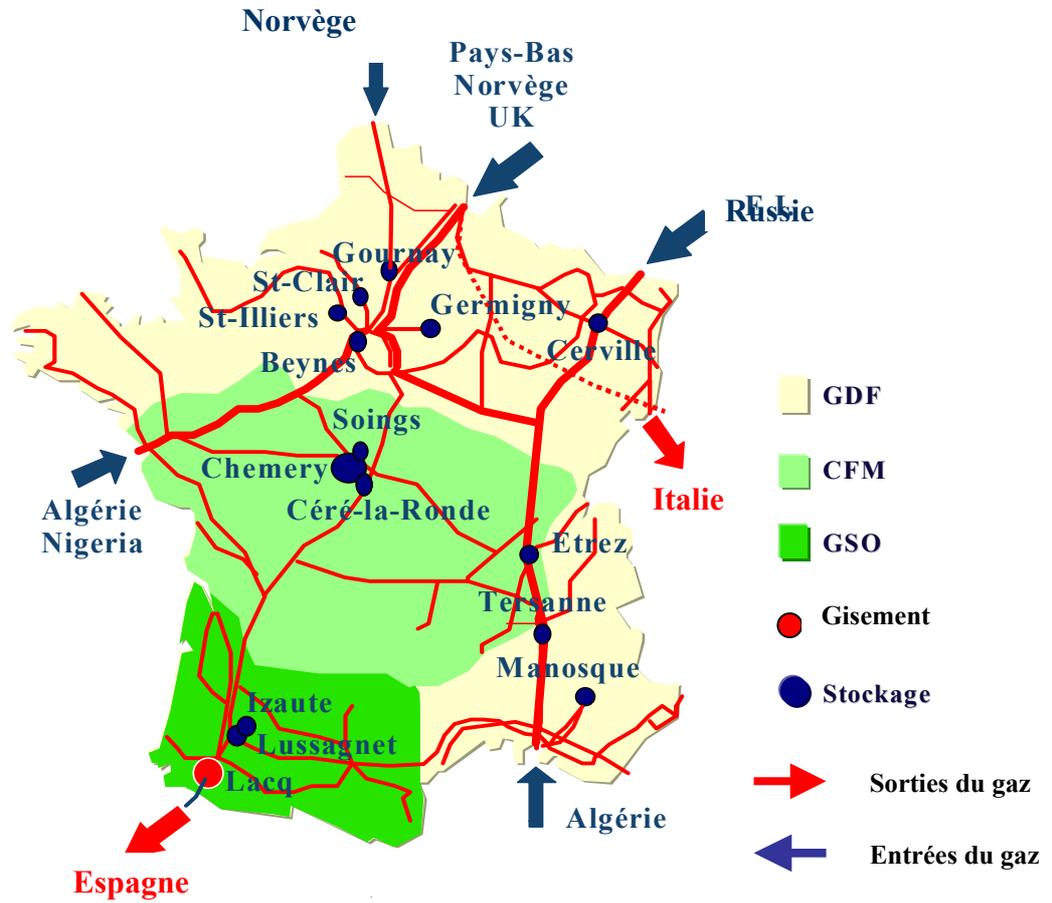
- donner au régulateur les moyens d'inciter à la réalisation des investissements nécessaires sur les réseaux de transport et les terminaux de GNL afin d'éliminer les congestions existantes ou potentielles ;
- assurer la transparence des capacités disponibles en ces points (publication) ;
- assurer l'égalité 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.

ANNEXES

Réseau de transport GDF/CFM/GSO

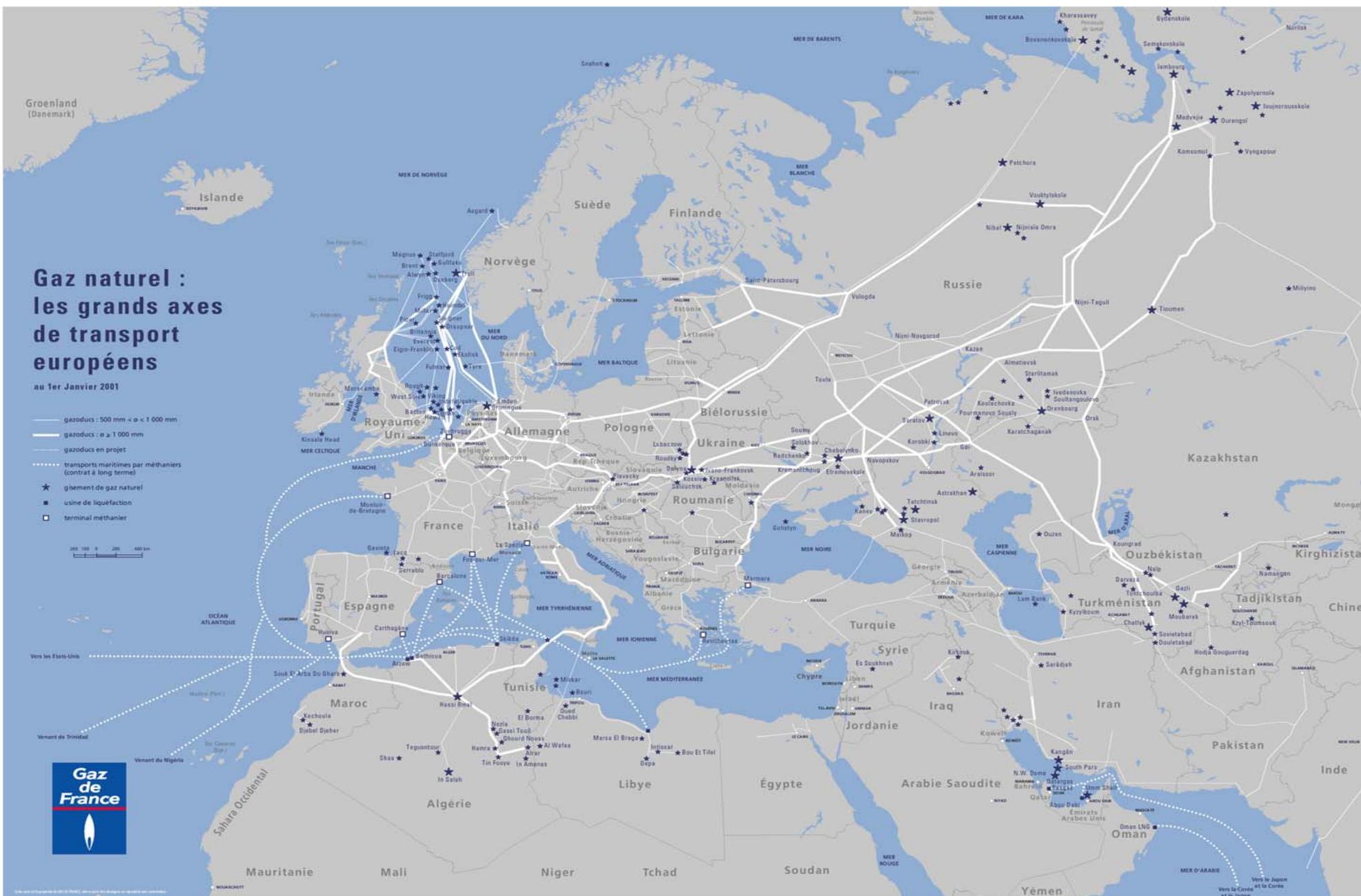


Source : TFE

Gaz naturel : les grands axes de transport européens

au 1er Janvier 2001

-  gazoducs : 500 mm <math>\phi < 1\ 000\text{ mm}</math>
-  gazoducs : $\phi \geq 1\ 000\text{ mm}$
-  gazoducs en projet
-  transports maritimes par méthaniers (contrat à long terme)
-  gisement de gaz naturel
-  usine de liquéfaction
-  terminal méthanier



SOURCE: NATIONAL INFORMATION CENTER