

## CONSEIL DE LA CONCURRENCE

**Avis n° 99-A-15 du 5 octobre 1999**

**relatif à une demande d'avis sur les principes à respecter ou les dispositions à prévoir pour assurer le fonctionnement concurrentiel des marchés du gaz et des différentes énergies dans le cadre tracé par la directive européenne 98/30/CE**

---

Le Conseil de la concurrence (section III),

Vu la lettre enregistrée le 6 juillet 1999 sous le numéro A 277, par laquelle le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et le secrétaire d'Etat à l'industrie ont saisi le Conseil de la concurrence, sur le fondement de l'article 5 de l'ordonnance n°86-1243 du 1<sup>er</sup> décembre 1986, d'une demande d'avis sur les principes à respecter ou les dispositions à prévoir pour assurer le fonctionnement concurrentiel des marchés du gaz et des différentes énergies ;

Vu le traité du 25 mars 1957 modifié instituant la Communauté européenne ;

Vu la directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil de l'Union européenne du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel ;

Vu l'ordonnance n° 86-1243 du 1<sup>er</sup> décembre 1986 modifiée, relative à la liberté des prix et de la concurrence et le décret n° 86-1309 du 29 décembre 1986 modifié, pris pour son application ;

Vu la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz ;

Le rapporteur, le rapporteur général et le commissaire du Gouvernement entendus, les représentants de GDF, d'Elf Aquitaine, d'Elyo, de Shell et de l'UNIDEM entendus, conformément aux dispositions de l'article 25 de l'ordonnance précitée ;

Est d'avis de répondre à la demande présentée dans le sens des observations qui suivent :

Le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et le secrétaire d'Etat à l'industrie ont saisi le Conseil de la concurrence, sur le fondement de l'article 5 de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> décembre 1986, d'une demande d'avis sur l'analyse qui peut être faite, en termes de concurrence, des différentes options envisageables pour l'adaptation du système gazier français, dans la perspective de la transposition de la directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil de l'Union européenne.

A cette fin, un document intitulé : " Vers la future organisation gazière française " a été préparé. L'avis du Conseil de la concurrence a été demandé par les ministres, notamment sur les différentes options présentées par ce " Livre blanc ", s'agissant de la définition des consommateurs éligibles, des conditions d'entrée sur les marchés du négoce et de la fourniture de gaz naturel, de l'accès des tiers aux réseaux gaziers, des conditions

d'utilisation des autres infrastructures gazières telles que les installations de gaz naturel liquéfié et les sites de stockage, des modalités de fixation des prix et des règles applicables pour séparer les différentes activités.

Avant d'examiner les problèmes de concurrence soulevés par les options dégagées dans le Livre blanc (II), il convient de décrire brièvement le secteur du gaz et de l'énergie ainsi que les principales dispositions de la directive (I).

## **I. - Le secteur gazier en France et en Europe**

### **A. - Le secteur économique**

#### ***1. En Europe***

##### *a) une demande en forte croissance*

Au niveau mondial, la demande de gaz est passée de 1000 milliards de m<sup>3</sup> en 1970 à 2400 milliards en 1998 ; les cinq premières compagnies gazières (Gazprom, Enron, Gasunie, NGC et Ruhrgas) fournissent 29 % du gaz naturel consommé dans le monde. Elles ont vendu 622 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel. Gaz de France arrive en neuvième position du classement.

Les marchés du gaz sont des marchés régionaux, compte tenu de l'importance des coûts de transport qui constituent jusqu'à 30 % du prix du gaz. Le marché européen représente le troisième marché régional du monde.

La consommation de gaz est passée, en Europe occidentale, de 298 Gm<sup>3</sup> à 393 Gm<sup>3</sup> de 1990 à 1996 et a progressé de 4,7 % par an. Cette augmentation de la demande de gaz devrait se poursuivre en Europe et dans le monde, en raison d'un rééquilibrage des énergies, pour plusieurs raisons :

– les ressources gazières sont abondantes, bien réparties géographiquement ; le gaz est particulièrement performant dans beaucoup d'emplois, comme la production d'électricité par cycles combinés à gaz ou cogénération ; la moitié de l'accroissement de la demande de gaz mondiale entre 1996 et 2010 devrait être imputable à son utilisation pour la production d'électricité ; en outre, le gaz naturel semble être l'énergie fossile la plus respectueuse de l'environnement ;

– la baisse des coûts du gaz naturel liquéfié (GNL) et du transport par méthanier (jusqu'à 20 % d'économie sur les coûts globaux de transport en augmentant la capacité de ces méthaniers) devrait permettre d'étendre progressivement la dimension géographique des marchés et conduire à la constitution d'un marché mondial.

L'Europe couvre 70 % de ses besoins. Les pays européens peuvent être classés en deux groupes du point de vue du degré de leur dépendance des importations de gaz ; parmi eux la Norvège, le Danemark, les Pays-Bas et l'Angleterre sont autosuffisants, l'Allemagne assure 25 % de ses besoins, l'Italie 35 % ; il en résulte pour les compagnies gazières de ces pays une souplesse et une sécurité d'approvisionnement qui constitue un avantage concurrentiel ; les autres pays, sauf l'Irlande, sont dépendants des importations pour plus de 90 %

de leur consommation.

### *b) la filière gazière*

La filière gazière est organisée en quatre grandes fonctions, la production, l'approvisionnement en gros (en réalité, il s'agit souvent d'importation à l'échelon national), le transport sur longue distance international et de transit (auquel on adjoint généralement le stockage) et la distribution aux clients finals.

Elle se caractérise par une forte concentration et des opérateurs puissants. Un oligopole de producteurs [Gazprom (russe), Sonatrach (algérien), Statoil (norvégien), Gasunie (hollandais)] approvisionne un oligopsonne de compagnies gazières intégrées (GDF, Ruhrgas, Distrigaz, SNAM). Dix compagnies produisent 73 % du gaz consommé en Europe (Shell, Exxon, EBN, Agip, Elf, Mobil, BG, BP, Statoil). 75 % du commerce est effectué par les compagnies gazières Ruhrgas (24 %), SNAM et GDF (18 % chacune), Distrigaz (8 %) et Gas Natural (5 %). Les producteurs de gaz ont des participations dans les compagnies gazières ; c'est ainsi que Shell et Exxon détiennent 25 % de Ruhrgas, 100 % de BEB, 50 % de Gasunie et 16,7 % de Distrigaz ; BP a une participation de 25 % dans Ruhrgas. Ils ont aussi des stratégies d'intégration en aval de la production. Gazprom a par exemple créé deux entreprises avec Wintershall, filiale du groupe BASF, l'une d'importation, l'autre de transport.

L'Etat est plus ou moins impliqué dans la filière gazière selon les pays ; il est présent à 100 % dans GDF, Dangas (Danemark), BGE (Irlande), DEPA (Grèce) et GDP (Portugal) ; il contrôle 50 % des actions de Gasunie (Pays-Bas) et, indirectement, il a une participation dans SNAM (Italie), filiale de l'ENI (contrôlée à 69 % par l'Etat).

Les producteurs et les compagnies gazières ont aussi des participations dans les sociétés distributrices de gaz.

Le " grand transport international " de gaz nécessite des infrastructures très lourdes. Pour réaliser les investissements nécessaires, les producteurs et les sociétés gazières ont partagé les risques. Les producteurs ont signé avec les compagnies gazières des contrats d'achat à long terme, prévoyant une indexation du prix du gaz et une obligation d'enlèvements en volume (contrats " take or pay "). Les producteurs, assurés de leurs débouchés, ont investi dans l'exploitation de champs et la construction d'infrastructures de grand transport. Les sociétés gazières étaient en retour assurées d'être approvisionnées en gaz. Les opérateurs ont ainsi bâti un système interconnecté de dimension européenne dont la construction a commencé vers la fin des années 70 avec la mise en exploitation du gisement de Groningue aux Pays-Bas. La société néerlandaise Gazunie a alors construit son réseau de transport pour porter aux frontières belge et allemande le gaz acheté par la France, la Belgique et l'Allemagne. Distrigaz a mis en place son propre réseau où transitent les quantités de gaz achetées par la France. Dès le début de la mise en place des échanges, les divers opérateurs nationaux se sont regroupés pour constituer des filiales de construction et d'exploitation de gazoducs destinés à les approvisionner en gaz. C'est ainsi que lorsque, dans les années 70, furent négociés les premiers contrats d'achat avec la Russie, une filiale commune, Megal, fut constituée par GDF, Ruhrgas et OMV pour la construction d'un réseau traversant l'Allemagne et permettant d'approvisionner à la fois celle-ci et la France en gaz russe. De même GDF s'est associé à Distrigaz dans une filiale pour réaliser un réseau de transport en Belgique, Segeo, destiné à recevoir le gaz des gisements de mer du Nord norvégienne. En octobre 1998, a été mis en service le gazoduc Norfra qui achemine le gaz norvégien jusqu'à Dunkerque. Le

raccordement de la Grande-Bretagne au réseau continental a été effectué en 1998, grâce au gazoduc Interconnector qui relie Bacton à Zeebrugge. La société Interconnector Ltd, composée de British Gas (40 %), BP, Conoco, Elf, Gazprom (10 % chacun), Amerada Hess, National Power, Gasunie et Ruhrgas (5 % chacun), offre une capacité disponible de transport, mais n'intervient pas elle-même comme transporteur de gaz ; par contre, les sociétés actionnaires peuvent utiliser les capacités de transport pour transporter le gaz qu'elles achètent ou vendent, ou pour louer leurs capacités à d'autres compagnies sur la base d'un prix qui résultera de l'offre et de la demande de capacités disponibles. Ces capacités disponibles sont comprises entre 5 et 9 Gm<sup>3</sup> (sur 20 Gm<sup>3</sup>). Il s'agit d'un gazoduc permettant pour la première fois un arbitrage entre deux marchés fondés sur des logiques différentes : le marché anglais où les prix sont déterminés par des échanges spot et le marché continental où ils sont fixés par référence aux cours des produits pétroliers. Le prix mensuel du gaz importé en Europe en application des contrats à long terme est plus élevé en été et plus bas en hiver que les cotations du gaz à Bacton ; les échanges sur l'Interconnector vont donc dans le sens continent/Royaume-Uni en hiver et Royaume-Uni/continent en été.

L'Europe gazière est déjà intégrée. Selon le Centre international d'information sur le gaz naturel et tous hydrocarbures gazeux, 45 % seulement du gaz vendu en Europe est délivré directement aux pays importateurs ; le reste transite à travers un (23 %), deux (6 %), trois (24 %) ou même quatre pays (2 %).

### *c) Les prix du gaz*

Les prix du gaz en Europe continentale sont sensiblement plus élevés qu'aux Etats-Unis ou qu'en Angleterre.

#### **Prix de l'énergie pour les consommateurs industriels exprimés en écus constants de 1990 (par tonne d'équivalent pétrole)**

	1985	1988	1990	1994	1995	1996
France	271,1	123,2	122,2	103,8	104,2	105,2
Allemagne	284	127,8	147,7	126,6	123,8	124,7
Italie	271,7	86,9	123,7	137,5	145,6	151,1
Royaume-Uni	212,3	152,2	124,9	113,3	95,5	68,2
moyenne européenne compris RU	263	121,4	128,6	117	116,4	113,9
Etats-Unis	145,2	99	87,5	78,8	67,9	83,6
Japon	580,6	351,9	325,1	242,1	234,7	233,9

(source : eurostat)

## 2. La spécificité française

### a) L'approvisionnement de la France

La consommation de gaz a atteint 431 TWh en 1998, soit une augmentation de 6,4 % par rapport à 1997. La France ne dispose pas de réserves significatives sur son territoire ; son taux de dépendance avoisine les 95 %. Ses quatre principales sources d'approvisionnement sont la Norvège (28 %), la Russie (27 %), l'Algérie (27 %) et les Pays-Bas (13 %). La production nationale provient essentiellement du gisement de Lacq, exploité depuis 1951 mais qui sera prochainement épuisé. Les voies d'approvisionnement sont terrestres et maritimes. Le gaz est livré par gazoducs de grand transport, à l'exception du gaz d'Algérie acheminé sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) par bateaux aux terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer et de Montoir. Les sources d'approvisionnement se diversifieront dès l'automne 1999, avec le Nigeria, et, en 2000, avec la mise en production des gisements Elgin et Franklin en mer du Nord britannique.

### b) La faible part du gaz dans le bilan énergétique français

Les statistiques disponibles font apparaître, au plan national, une progression continue du gaz dans la consommation totale d'énergie. La consommation française a progressé de 3,3 % l'an de 1990 à 1996. Cependant, la part du gaz dans le bilan énergétique français (14 %) reste faible par rapport à la moyenne européenne égale à 23 %.

	Allemagne	Belgique	Espagne	France	Italie	Pays-Bas	RU
Part de gaz (%)°	21	22	8	14	28	51	35
Consommation (Gm3)	85	14	10	38	55	44	85
Dépendance	77	100	95	93	64	export.	1

### c) Les usages du gaz

Le chauffage dans le "résidentiel-tertiaire" constitue le principal débouché pour GDF (53,3 % des usages du gaz, contre 40,7 % à l'industrie, 1,9 % à la sidérurgie et 0,7 % à l'agriculture). Le développement du gaz est encouragé par les pouvoirs publics, les contrats de plan entre l'Etat et GDF ayant régulièrement fixé à cette entreprise des objectifs quantitatifs de pénétration du marché à la hausse. Le développement des énergies renouvelables, encouragé par les pouvoirs publics, notamment grâce à l'adoption de dispositifs législatifs incitatifs (loi n° 92-646 du 13 juillet 1992 relative à l'élimination de déchets, loi n° 96-1236 du 30 décembre 1996 sur l'air et l'utilisation rationnelle de l'énergie notamment), reste limité. Si le contre-choc pétrolier et l'amélioration qualitative des matériels, moins consommateurs d'énergie, ont ralenti la chute de

la part du fioul domestique, les statistiques traduisent l'érosion continue de la part de cette énergie dans le chauffage, puisqu'en 1996, selon le CEREN, la part du fioul dans la consommation du secteur résidentiel s'élevait à 14,3 % alors qu'elle était encore de 15,2 % en 1993. A l'exception de la concurrence exercée par les réseaux de chaleur, pour lesquels les opérateurs principaux sont des entreprises de dimension nationale, voire internationale, mais qui ne concernent que certaines zones géographiques et au total représentaient moins de 4 % du marché du chauffage domestique en France, la concurrence exercée par les autres opérateurs, compte tenu notamment du caractère local de la distribution d'énergie, provient souvent de petites entreprises qui ne peuvent rivaliser avec GDF sur le plan de la notoriété ou des moyens techniques et financiers. A défaut d'une position dominante, GDF dispose d'une position prééminente sur le marché de l'énergie destinée au chauffage.

La fonction de production d'électricité représente 2,1 % de la consommation de gaz en France, alors qu'elle atteint 39 % en Espagne, 22,4 % en Italie et 15,2 % en Allemagne. Seulement 1,4 % de l'électricité est produite à base de gaz en France ; c'est aussi une particularité française (52,7 % dans les Pays-Bas, 26,4 % au Royaume-Uni et 22,4 % en Italie).

#### *d) Un système très intégré*

La France est, en terme d'organisation de son système gazier, un des pays européens les plus intégrés, à l'instar de l'Italie, de la Grèce, de l'Irlande et de la Belgique. En vertu de la loi du 8 avril 1946, les activités de production, transport, distribution, importation et exportation de gaz combustible ont été nationalisées et la gestion des entreprises nationalisées a été confiée à Gaz de France ; ont été exclues de la nationalisation les entreprises gazières dont la production annuelle moyenne de 1942 et 1943 était inférieure à 6 millions de m<sup>3</sup>/an, seuil porté ultérieurement à 12 millions de m<sup>3</sup>/an. En 1949, la production et le transport du gaz naturel ont été exclus de la nationalisation, tandis qu'un régime particulier a été prévu pour la production de gaz des houillères nationales, des cokeries sidérurgiques, des hauts fourneaux et des raffineries. La loi de 1946 a été interprétée (avis du Conseil d'Etat du 1<sup>e</sup> décembre 1966) comme conférant à GDF les monopoles d'importation et d'exportation du gaz en France. Le transport du gaz naturel n'entre pas dans le champ d'application de la loi de nationalisation, mais celui-ci ne peut être assuré que par un établissement public ou une société nationale dans laquelle la majorité du capital est détenue par l'Etat ou par des établissements publics. En 1998, à l'exception de la concession du réseau de transport de gaz naturel dans le Sud-Ouest de la France, détenue par la Société nationale des Gaz du Sud-Ouest dont le capital est réparti entre le groupe Elf-Aquitaine (à hauteur de 70 %) et GDF (à hauteur de 30 %), GDF est titulaire des autres concessions de transport, dont une partie est affermée à la Compagnie Française du Méthane, filiale commune de GDF (55 %), de la société Elf-Aquitaine Production (30 %) et de Total Compagnie Française des Pétroles (15 %). Enfin la distribution de gaz de réseau, qui entre dans le champ de la nationalisation prévue par la loi du 8 avril 1946, s'opère dans le cadre de concessions de distribution publique accordées aux centres de distribution GDF, même si des " distributeurs non nationalisés " (DNN), essentiellement des régies municipales et des organismes assimilés (au nombre de dix-sept), demeurent habilités à assurer cette distribution, en vertu des modifications apportées à la loi de 1946 par la loi du 2 août 1949. La capacité de distribution de ces régies municipales a été étendue aux communes limitrophes, restreignant en droit le monopole de la distribution du gaz de réseau confié à GDF, en vertu de la loi n° 96-314 du 12 avril 1996.

GDF est un établissement public industriel et commercial créé par la loi de nationalisation du 8 avril 1946.

L'établissement est doté de l'autonomie financière et sa gestion économique est régie par le droit commun. La relation avec la tutelle est formalisée depuis 1991 par des contrats d'objectifs, définissant les buts assignés par l'Etat à l'entreprise, en terme de valorisation des capitaux publics, d'aménagement du territoire, de rémunération de l'Etat actionnaire et de politique énergétique. Le troisième contrat d'entreprise couvre la période 1997-1999. Il prévoit une rémunération de l'Etat actionnaire de l'ordre de 1,5 milliard de francs pour 1997. L'établissement public a réalisé en 1998 un chiffre d'affaires de 58,706 milliards de francs et un bénéfice net de 2,5 milliards de francs. L'entreprise s'est considérablement désendettée pendant ces dernières années, l'objectif étant d'arriver à un taux d'endettement de 45 % à fin 1999.

GDF s'est engagé dès 1996 dans l'exploration-production. L'établissement public est présent en Allemagne et en mer du Nord hollandaise (75 % de la société allemande Erdöl Erdgas Gommern, EEG), en Côte d'Ivoire (6 % du champ de Foxtrot) et en France (gisement des Trois-Fontaines). Il détient des positions en mer du Nord britannique, grâce à l'acquisition d'actifs dans les gisements d'Elgin et Franklin (acquis auprès d'Elf en 1997), Murdoch (acquis en 1997 auprès de Total), Caister et Boulton (en 1999). Son objectif est de produire, en 2005, 15 % des quantités commercialisées actuellement, soit environ 6 Gm3.

## **B. - La directive : vers un marché unique du gaz**

### ***1. Le cadre juridique de la libéralisation du marché du gaz***

Les communautés européennes n'ont pas prévu à l'origine de politiques d'ensemble de l'énergie. Seuls ont été concernés le charbon et l'atome. Cette orientation tient à la spécificité du secteur, dont les caractéristiques rendaient moins opérants les avantages à attendre d'une ouverture à la concurrence. L'impératif de sécurité d'approvisionnement a été à l'origine d'une planification à long terme des sources d'approvisionnement. Les réseaux de transport et de distribution du gaz et de l'électricité ne peuvent être dupliqués que très difficilement, pour des raisons de coût, et de respect de l'environnement. Le gaz et l'électricité sont des produits de première nécessité pour les usagers domestiques et ne sont pas substituables ou difficilement substituables pour les entreprises. La fourniture de ces énergies en tout point du territoire pour l'électricité, dans les communes où sa distribution est économiquement rentable pour le gaz, et à des prix plus ou moins péréqués, a été considérée comme une mission de service public.

Dans la plupart des pays européens, les secteurs électrique et gazier étaient dominés par des monopoles publics au niveau national, comme en France et en Angleterre, ou au niveau régional, comme en Allemagne. Dans les années 70, la préoccupation principale était de garantir la sécurité d'approvisionnement et la tendance était plutôt au renforcement de ces monopoles. Ce n'est que dans les années 80 que l'on a commencé à les remettre en cause, à mesure que les prix de l'énergie en tant que composante importante des prix industriels (dans la chimie, jusqu'à 60 % des coûts de production) sont devenus une préoccupation majeure. Or, selon la Commission européenne, les prix de l'électricité et du gaz seraient en moyenne de 40 % plus élevés en Europe qu'aux Etats-Unis. La première étape du mouvement de libéralisation des marchés s'est manifestée dans les années 1980, avec l'adoption de deux directives, la directive du 29 juin 1990 instaurant une procédure communautaire assurant la transparence des prix au consommateur final industriel d'électricité et de gaz et les directives du 29 octobre 1990 et du 31 mai 1991 pour le transit de l'électricité et du gaz. Le processus a enfin débouché sur l'adoption des directives du Parlement européen et du Conseil de l'Union européenne n°96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour

le marché intérieur de l'électricité et n°98/30/CE du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel. Cette dernière directive a été publiée au JOCE le 21 juillet 1998 ; elle doit être transposée dans le droit national pour le 10 août 2000. Elle ne concerne que le gaz naturel (y compris le gaz naturel liquéfié [GNL]), et non le propane butane. Elle ne traite pas de la production de gaz, réglementée par la directive n° 94/22/CE du 30 mai 1994, ni des canalisations off shore. Son objectif est de permettre à des clients dits " éligibles " d'acheter leur gaz à l'opérateur de leur choix et d'instaurer ainsi une concurrence " gaz-gaz " sur l'aval gazier (transport et distribution).

Elle pose quatre exigences majeures : l'accès des tiers aux réseaux, la transparence des coûts et des prix, la dissociation comptable des activités (unbundling) et une régulation du secteur.

Les négociations de cette directive ont fait ressortir les intérêts divergents des opérateurs. Certains réclamaient l'ouverture du marché gazier, notamment les producteurs d'électricité (en Italie et en Espagne), gros consommateurs de gaz, qui souhaitaient contracter directement auprès des producteurs de gaz. Inversement, les compagnies gazières, importatrices, étaient tentées de " verrouiller " le marché, en saturant leurs canalisations. La multiplication des contrats " take or pay ", ces dernières années, a réduit singulièrement la marge de manoeuvre des Etats ; en 2005, sur 455 Gm<sup>3</sup> de consommation gazière attendue, 435 Gm<sup>3</sup> auraient déjà fait l'objet de contrats ; en 2010, 450 Gm<sup>3</sup> sur 490 Gm<sup>3</sup>. Ces contrats " take or pay " consistent dans des conventions par lesquelles un acheteur prend un engagement à long terme d'acheter un certain volume de gaz. Cet engagement trouve une contrepartie dans l'indexation des prix du gaz livré à la frontière sur le cours du pétrole, avec pour contrainte de soutenir la compétitivité du gaz naturel en termes de prix facturés aux clients finals par l'opérateur national, après transport et distribution à un producteur (principe du " net back "). Lorsque l'acheteur ne veut ou ne peut enlever la quantité qu'il s'est engagé à acheter, il doit payer des pénalités de non enlèvement. Les contrats prévoient généralement une certaine marge de manoeuvre annuelle, généralement plus ou moins 10 % par rapport à la quantité d'enlèvement convenue. C'est ainsi par exemple que si l'acheteur enlève une quantité inférieure de 5 % à la quantité prévue, il paiera la somme relative à la quantité prévue et le fournisseur pourra lui restituer le surplus acheté et non enlevé lors d'une autre période. Ces contrats prévoient aussi des marges de souplesse pour les enlèvements journaliers et contiennent des clauses de révision de prix qui permettent de corriger régulièrement le prix de base convenu entre les parties au début de la période contractuelle, dans le but de maintenir la compétitivité du gaz par rapport aux énergies concurrentes (formule d'indexation ; prise en compte du risque de change ; clause de révision de prix triennale).

Ce mécanisme a été conçu pour garantir un débouché stable aux producteurs, de nature à rentabiliser les investissements d'infrastructure nécessaires à l'exploration et à l'exploitation des champs. Il résulte de ces dispositions que les opérateurs nationaux gaziers se trouveraient confrontés à de graves difficultés s'ils ne pouvaient enlever les quantités de gaz prévues dans ces contrats parce que leurs clients se seraient approvisionnés auprès d'autres fournisseurs, qui offrent du gaz sur les marchés de court terme, à des prix inférieurs.

Les modalités de transposition de la directive, en application du principe de subsidiarité, sont en grande partie laissées à l'initiative des Etats ; l'ouverture à la concurrence peut être totale, comme au Royaume-Uni ; elle peut être partielle, ainsi que l'a préconisé le groupe Energie 2010-2020 du Plan, et, sous réserve du respect d'un certain nombre de principes, limitée aux industriels. L'ouverture à la concurrence peut être dans



ce cas circonscrite à l'introduction marginale de nouveaux opérateurs et de nouveaux modes de commercialisation. La problématique de transposition de la directive varie selon les Etats et reflète les différences dans l'organisation et la place du secteur gazier (plus ou moins grande dépendance aux importations, usages du gaz...).

## ***2. La problématique dans les différents pays européens***

Les sociétés de transport et de distribution gazières risquent de perdre leurs clients éligibles au profit des pétrogaziers (oligopole pétrogazier de mer du Nord : Statoil, Norsk Hydro, Shell, Exxon, Mobil, BP) qui offriront non seulement le gaz qu'ils produisent mais aussi des prestations de transport. Longtemps protégées sur leur marché national, elles rencontreront des difficultés à mettre en œuvre une stratégie adaptée aux nouvelles conditions du marché, et notamment à faire face aux effets de ciseau résultant des engagements fermes à long terme (take or pay) qu'elles ont contractés et des aléas de la demande finale désormais partiellement gouvernée par la concurrence. Elles n'auront d'autre solution que de consolider leurs avantages concurrentiels (installations de stockage pour GDF) et d'engager une politique d'intégration en amont ou en aval, l'internationalisation de la distribution et la diversification dans les services énergétiques aux consommateurs finals pouvant également constituer des orientations fructueuses. Enfin, de nombreuses synergies sont possibles au niveau de la production et de la distribution entre le secteur de l'électricité et le secteur du gaz ; ainsi, la plupart des sociétés distributrices de gaz sont aussi distributrices d'électricité sur le marché anglais. Les compagnies d'électricité de leur côté ont intérêt à contrôler la ressource gazière, appelée à devenir la matière première de la production d'électricité ; Power Gen ou RWE, présents dans la production de l'électricité, se retrouvent naturellement dans le transport et la distribution de gaz.

L'apparition et le développement de marchés spot du gaz (comme celui de Zeebrugge) permettront progressivement aux prix de refléter la compétition gaz-gaz et non plus seulement l'évolution des prix des autres énergies. Elle entraînera une plus grande volatilité des prix et un besoin de couverture des risques pour les compagnies gazières. Les modalités d'achat et de vente du gaz en seront profondément transformées.

A l'heure actuelle en Europe, seul le Royaume-Uni a totalement ouvert son marché du gaz à la concurrence, y compris pour les ménages. L'Allemagne a d'ores et déjà transposé la directive dans une loi du 29 avril 1999 et n'a pas prévu de restrictions quant à l'éligibilité. L'Italie a fait de même. En Hollande, Gasunie accorde un accès des tiers à son réseau de grand transport, mais cet accès est en réalité restreint par le mode de tarification retenu. L'Espagne a instauré en 1996 un accès des tiers (ATR) au réseau gazier pour les clients industriels importants (chimistes et électriciens), en prévoyant des dispositions restrictives, notamment si les volumes additifs de gaz importés empêchaient l'opérateur national Enagaz de remplir ses obligations " take or pay ".

## **II. - Analyse concurrentielle des options dégagées dans le livre blanc**

### **A. - L'ouverture du marché**

#### ***1. Définition des clients éligibles***

##### ***a) les dispositions de la directive***

Les clients éligibles de chaque Etat membre sont, selon l'article 18 de la directive, " *les clients qui ont la capacité juridique de passer des contrats de fourniture de gaz naturel ou d'achats de gaz naturel* " auprès des fournisseurs de leur choix, même si ces fournisseurs sont situés dans un autre Etat membre. De leur définition dépend donc le degré d'ouverture des marchés. Comme la directive 96/92/CE sur l'électricité, la directive 98/30/CE n'impose qu'une ouverture limitée et progressive à la concurrence. A l'exception de clients éligibles par nature, à savoir les producteurs d'électricité à partir du gaz, quel que soit leur niveau de consommation, et les clients finals ayant une consommation supérieure à 25 millions de m<sup>3</sup> par an et par site (seuil porté à 15 millions puis à 5 millions de m<sup>3</sup> en 2003 et 2008), les Etats sont libres, en vertu du principe de subsidiarité, de définir les critères d'éligibilité, dans le respect d'un seuil minimal d'ouverture, évolutif, imposé par la directive : une ouverture du marché égale à 20 % au moins de la consommation annuelle totale de gaz du marché national le 10 août 1998, portée à 28 % cinq ans après l'entrée en vigueur de la directive, soit le 10 août 2003, puis à 33 % dix ans après cette entrée en vigueur, soit le 10 août 2008.

Les Etats peuvent aller au delà des prescriptions de la directive. La liste des critères choisis devra être soumise au plus tard avant le 31 janvier de chaque année à la Commission pour publication au JOCE. La Commission pourra demander leur modification " *s'ils font obstacle à l'application correcte de la présente directive en ce qui concerne le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité* ".

L'objectif affiché par la directive est cependant d'aboutir à un niveau comparable d'ouverture des marchés des différents Etats membres, l'éventualité d'un déséquilibre dans la position concurrentielle des entreprises étant prévue par l'article 19 de la directive. Cet article prévoit qu'un client éligible dans son Etat d'origine pourra acheter son gaz au fournisseur d'un autre Etat, s'il remplit les conditions d'éligibilité dans cet autre Etat. S'il ne remplit pas les conditions d'éligibilité dans l'autre Etat, cette opération ne lui sera pas possible, sauf si la Commission oblige la partie refusante à effectuer la fourniture de gaz demandée " *en tenant compte de la situation du marché et de l'intérêt commun* ". Dix années après l'entrée en vigueur de la directive, la Commission pourra proposer une nouvelle ouverture du marché (article 28).

#### *b) Les dispositions du livre blanc*

Le livre blanc rappelle que " la progressivité de l'ouverture est cohérente avec la nécessité d'éviter que les opérateurs gaziers qui ont déjà acheté du gaz dans le cadre de contrats " take or pay " ne voient pas disparaître brutalement une partie des débouchés sur lesquels ils comptaient, ce qui serait dommageable pour le pays consommateur considéré dans son ensemble ". L'appréciation des critères d'éligibilité par site exclut les regroupements de consommateurs (contrairement à l'Espagne) et les collectivités locales.

#### *c) Les problèmes de concurrence*

Compte tenu de la faible part de la production d'électricité à partir du gaz en France, l'application des critères d'éligibilité automatique (consommateurs de plus de 25 millions de m<sup>3</sup>) aboutit à l'ouverture minimale voulue par la directive (20 %), alors que la plupart des autres pays européens dépassent nettement les seuils minimaux du seul fait de l'application de ces critères.

Les problèmes soulevés par l'éligibilité tiennent, d'une part, au taux d'ouverture minimal suggéré par le livre

blanc et, d'autre part, au choix des critères d'éligibilité portant sur la consommation par site.

S'agissant de la justification de l'ouverture minimale du marché français par les engagements à long terme " take or pay " de GDF qui serait privé de débouché, ce qui pourrait entraîner, pour l'établissement public, le paiement de pénalités de non enlèvement dans l'hypothèse d'une ouverture plus importante, le Conseil observe qu'il faudrait, pour vérifier la pertinence de ce raisonnement, étudier en détail les dispositions de ces contrats, les possibilités de renégociation n'étant généralement pas négligeables. Ainsi, certains contrats prévoient une certaine souplesse des obligations d'enlèvement ainsi qu'une possibilité de renégociation dans le cas d'un changement des circonstances économiques dans le pays de l'acheteur (changement de la structure du marché par exemple).

Tous les opérateurs gaziers européens sont, en tout état de cause, plus ou moins concernés par ces obligations à long terme, presque tous les contrats d'importation de gaz naturel en Europe impliquant des engagements de fournir et d'enlever des quantités fixées pour des périodes de quinze à vingt-cinq ans.

L'expérience montre que les Etats qui ont aujourd'hui abouti à une ouverture complète de leurs marchés ont tous procédé par étapes, tels le Royaume-Uni et certains Etats américains. Il faut ainsi noter que, dans la première phase d'ouverture du marché britannique, seuls 10 % de la production de gaz vendue au Royaume-Uni par British Gas avaient été ouverts à ses concurrents.

Le Conseil estime qu'il est important de veiller à ce que les contraintes résultant pour l'opérateur dominant de ses engagements " take or pay " ne soient pas mises en avant pour faire obstacle à toute ouverture réelle du marché. Dans cette perspective l'éventualité d'une progression plus rapide du taux d'ouverture que celle à minima prévue par la directive pourrait être laissée ouverte par le projet de loi de transposition, en fonction du développement progressif du marché du gaz.

S'agissant du choix de critères d'éligibilité portant sur la consommation par site, le Conseil s'est déjà prononcé, dans un avis n° 98-A-05 du 28 avril 1998 relatif à la transposition de la directive électricité 96/92/CE, sur les effets anticoncurrentiels inéluctables tenant à l'effet de seuil en lui-même. Il a souligné le désavantage qui en résulterait pour les entreprises françaises par rapport à leurs concurrentes exerçant leur activité dans des Etats ayant choisi une ouverture plus large du secteur gazier, comme en Allemagne ou en Espagne, et, au niveau national, la discrimination opérée entre les entreprises multi-sites et les autres dont les sites, moins nombreux, ont une taille plus importante. Par ailleurs, la double éligibilité de certains gros consommateurs industriels, au titre de l'électricité et du gaz, pourrait encore aggraver l'effet de seuil.

La prise en compte du degré de dépendance des entreprises vis-à-vis du gaz permettrait de corriger partiellement certains effets pervers et de traiter sur un plan d'égalité les entreprises en concurrence sur un même marché. Par exemple, les industriels consommant du gaz à titre de matière première, qui représentent 7,3 % de la consommation annuelle de gaz en 1997, pourraient être automatiquement éligibles. Cette éligibilité poserait toutefois deux séries de problèmes : le problème de la vérification de la destination finale du gaz qui devrait pouvoir être facilement résolu et les conséquences sur les autres candidats à l'éligibilité, dans l'hypothèse de l'ouverture minimale du marché.

## ***2. L'éligibilité des producteurs d'électricité à partir du gaz***

L'article 18 alinéa 2 de la directive introduit une exception à l'éligibilité automatique des producteurs d'électricité à partir du gaz, au détriment des cogénérateurs : " *pour garantir l'équilibre de leur marché de l'électricité, les Etats peuvent prévoir un seuil, qui ne peut dépasser le seuil envisagé pour les autres clients finals, pour l'éligibilité des cogénérateurs. Ces seuils sont notifiés à la Commission* ". Cette disposition a été prévue pour les Etats dont une grande partie de l'électricité est produite par cogénération. En France, compte tenu de la faible part de ce mode de production dans le bilan électrique (à peine 2 %), on voit mal comment l'équilibre du marché de l'électricité pourrait en être affecté.

Il a été envisagé de rendre inéligibles les cogénérateurs bénéficiant de l'obligation d'achat d'EDF. Or, même si l'obligation d'achat d'EDF bénéficie encore à un certain nombre de cogénérateurs, en application de contrats conclus sous l'ancien régime, et bénéficiera probablement encore, quand la loi de transposition de la directive électricité sera votée, aux petites cogénérations d'une puissance inférieure à 8 MVA, la rémunération qui leur est versée est appelée à diminuer, dès lors qu'elle est basée sur les coûts évités d'un cycle combiné à gaz, en diminution constante.

Le Conseil considère donc qu'il serait non conforme aux prescriptions de la directive et, au surplus, discriminatoire de prévoir un traitement particulier pour la cogénération, par rapport aux autres producteurs d'électricité à partir du gaz (turbines à gaz ; cycles combinés à gaz).

### ***3. L'éligibilité des distributeurs***

L'alinéa 8 de l'article 18 de la directive prévoit que les entreprises de distribution, " si elles ne sont pas (...) désignées comme clients éligibles, auront la capacité juridique de passer des contrats pour la fourniture de gaz naturel " pour approvisionner leurs clients éligibles.

Le livre blanc semble retenir l'éligibilité partielle des distributeurs, pour approvisionner leur seule clientèle éligible.

Si cette transposition a minima est retenue, les distributeurs devront procéder à deux négociations, l'une avec les fournisseurs de leur choix pour l'approvisionnement de leur clientèle éligible, l'autre avec les opérateurs historiques pour leur clientèle non éligible. Seuls les distributeurs non nationalisés (DNN), regroupés dans le Syndicat professionnel des entreprises gazières et municipales et assimilées (SPEGNN), semblent revendiquer une éligibilité complète.

En termes d'ouverture immédiate du marché, l'éligibilité des DNN représente un faible enjeu (3 % du marché).

Sur le plan concurrentiel, les distributions non nationalisées (DNN) constituent, au stade de la distribution, le seul segment du marché échappant au monopole de GDF. Elles sont approvisionnées en gaz naturel par les transporteurs GDF, GSO et CFM et appliquent aux consommateurs finals des prix réglementés par les pouvoirs publics. Leur éventuelle éligibilité constituerait un puissant ferment d'extension de l'éligibilité à toutes les distributions publiques de GDF et donc de disparition à terme du monopole de distribution de GDF dès lors que les concessions actuelles seraient remises en cause. Elle s'insère donc mal dans le dispositif

actuel de maintien du monopole de distribution. Par ailleurs, les distributeurs ne pourraient faire bénéficier les consommateurs captifs d'une éventuelle baisse de prix du gaz que leur éligibilité pourrait leur permettre d'obtenir auprès de nouveaux fournisseurs, les prix aux clients captifs restant régulés et " péréqués " dans la nouvelle configuration du secteur gazier. De plus, les distributeurs non nationalisés, dotés d'une puissance de négociation bien inférieure à celle des transporteurs, risqueraient de ne pouvoir assumer par leurs propres moyens la totalité des obligations de service public aujourd'hui assumées par les transporteurs, et notamment la continuité de fourniture à destination des clients non éligibles.

#### ***4. L'activité de grossistes***

L'article 4 de la directive prévoit que les Etats membres peuvent également soumettre à autorisation l'activité de grossiste.

Les grossistes sont des intermédiaires libres d'acheter et de vendre du gaz sans nécessairement disposer de gisements, de contrats à long terme, de réseaux de transport ou de distribution. L'efficacité du futur marché gazier repose sur leur présence, car ils assureront la fluidité du marché entre éligibles et fournisseurs, ainsi que la fonction d'arbitrage (par exemple la fonction de " swap " qui consiste, lorsque des demandes de transport dans des directions opposées se manifestent, à procéder à une compensation et à approvisionner chaque client par le fournisseur le plus proche, ce qui économise les coûts de transport), et faciliteront la circulation de l'information sur le marché. La liberté de négociation acquise par les acheteurs de gaz sur certains marchés a permis l'émergence de " bourses " de gaz naturel sur lesquelles de nouveaux instruments financiers de couverture des risques permettront aux opérateurs de se prémunir contre la volatilité des prix de court terme. Ainsi, des études de la direction de la prévision ont démontré qu'une couverture sur cinq ans contre les variations de prix supérieures à 20 % ne coûterait que 0,13 cFF/kWh, soit 1,8 % du prix du gaz pour un industriel connecté au réseau de transport, et moins de 1 % pour un client alimenté par le réseau de distribution. Il est donc nécessaire d'autoriser la profession de grossiste, afin de permettre l'émergence d'une bourse du gaz en France et d'éviter ainsi que les transactions ne se forment exclusivement sur les bourses étrangères dont certaines sont déjà très actives.

#### ***5. Les monopoles d'importation et d'exportation de GDF***

##### *a) La situation existante*

Le monopole des importations et des exportations de gaz naturel a été confié à GDF. 95 % du gaz consommé en France est importé par GDF, les 5 % restant étant constitués par la production française d'Elf sur le gisement de Lacq. Ce gaz est acheminé jusqu'au point d'entrée sur le territoire national, soit par gazoduc (solution la plus rentable jusqu'à environ 4000 kilomètres), soit par méthanier sous forme liquéfiée pour des distances supérieures. Le transport du gaz importé de Norvège coûte 1,7 cF/kWh, celui du gaz importé de Russie près de 4 cF/kWh (sur des prix de vente moyens aux industriels de 7,2 cF/kWh et aux usagers domestiques de 21 cF/kWh).

##### *b) Analyse concurrentielle*

La directive ne contient aucune disposition directement relative aux monopoles d'importation et

d'exportation des compagnies gazières. Cependant, en instaurant la faculté pour les clients éligibles de s'approvisionner directement auprès du fournisseur de leur choix, elle réduit la portée de ces monopoles, car l'éligibilité n'a de sens que si les bénéficiaires de cette disposition peuvent avoir des relations contractuelles directes avec leurs fournisseurs, sans passer par les opérateurs nationaux. L'Espagne, la Belgique, les Pays-Bas et la France ont confié, dans leurs législations ou de facto, le monopole d'importation à leurs compagnies gazières nationales. L'Allemagne et l'Italie connaissent des situations voisines, puisque Ruhrgas importe les deux tiers du gaz importé en Allemagne et que la SNAM et l'ENEL se partagent les importations italiennes.

Le livre blanc pose la question de l'avenir de ces monopoles, pour les clients non éligibles.

La Cour de justice des Communautés européennes, dans une affaire Commission contre France du 23 octobre 1997 relative aux monopoles d'importation et d'exportation de GDF (Req n° C - 159/94), a rappelé que "*les droits exclusifs d'importation et d'exportation étaient, par nature, prohibés par l'article 37 du traité de Rome*" et que, si les Etats peuvent, en vertu de l'article 90 du traité, accorder à une entreprise chargée de la gestion de services d'intérêt économique général des droits exclusifs, c'est "*dans la mesure où l'accomplissement de la mission particulière qui lui a été impartie ne peut être assurée que par l'octroi de tels droits et pour autant que le développement des échanges n'est pas affecté dans une mesure contraire à l'intérêt de la Communauté*" et dans le respect du principe de proportionnalité entre l'atteinte portée à la concurrence et l'objectif de service public poursuivi.

La Cour a, en l'espèce, constaté qu'en vertu des dispositions des cahiers des charges des concessions de transport et de distribution du gaz, GDF était soumis aux obligations de continuité, de fourniture et d'égalité de traitement entre les abonnés et que l'accomplissement de ces obligations serait compromis par la suppression des droits exclusifs. Toutefois, elle a estimé qu'elle ne pouvait en l'état apprécier si "*la République française a(vait) effectivement dépassé les limites de ce qui (était) nécessaire pour permettre à (GDF) d'accomplir, dans des conditions économiques acceptables, les missions d'intérêt économique général qui (lui) (avaient) été imparties*" et si des solutions alternatives moins attentatoires à la concurrence ne pouvaient être mises en œuvre, la Commission n'ayant pas apporté la preuve de telles solutions alternatives.

La Cour n'a donc expressément ni validé ni infirmé les droits exclusifs d'importation et d'exportation de GDF.

La directive se réfère à la jurisprudence de la Cour (considérant 16 et 3 de l'article 3). Le 3 de l'article 3 prévoit la faculté pour les Etats de ne pas ouvrir la distribution de gaz à la concurrence, dans la mesure où une telle disposition entraverait l'accomplissement des obligations imposées aux entreprises de gaz naturel dans l'intérêt économique général, au nombre desquelles elle compte la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix des fournitures et la protection de l'environnement. Les seules dérogations prévues par la directive pour l'accomplissement des missions d'intérêt économique général des compagnies gazières sont les droits exclusifs de distribution : les exclusivités d'exportation et d'importation ne sont pas visées.

En outre, la justification de ces monopoles par les engagements "take or pay" de GDF doit être nuancée. En

effet, les compagnies gazières qui se sont déjà trouvées dans une situation de perte de clientèle (British Gas, Ruhrgas) ont, soit cédé certains contrats " take or pay " à leurs concurrents ou à des clients éligibles, soit réussi à renégocier leurs contrats, soit, enfin, trouvé de nouveaux débouchés pour écouler le gaz faisant l'objet des obligations d'enlèvement.

Enfin, si les transporteurs-fournisseurs (CFM, GSO) ne pouvaient importer librement du gaz pour leurs clients non éligibles, ils ne pourraient pas réaliser d'infrastructures nouvelles sur leurs réseaux, en l'absence d'un marché suffisant pour les amortir (l'ouverture des marchés européens devrait cependant leur ouvrir à moyen ou long terme d'autres marchés géographiques). GDF resterait le seul opérateur à pouvoir investir dans des infrastructures lourdes (par exemple, la construction de terminaux de GNL). Il n'y aurait donc pas de possibilité de création d'infrastructures concurrentes de celles de GDF. Par ailleurs, les trois transporteurs-fournisseurs ayant exactement les mêmes obligations de service public au regard de la clientèle des distributions publiques, il serait difficile de justifier l'existence de monopoles d'importation et d'exportation pour l'un d'entre eux exclusivement.

Le Conseil est donc d'avis que la loi de transposition doit prévoir expressément la fin des monopoles d'importation et d'exportation de GDF. En ce qui concerne l'exportation, étant donné que la France ne produit pratiquement pas de gaz, le problème est purement théorique, les activités de transit étant régies par ailleurs par la directive transit.

## ***6. Risques de subventions croisées***

La coexistence, au sein de GDF, de GSO et de CFM, d'activités sous monopole (activité de transport dans leurs zones de concession et d'approvisionnement des distributions) et d'activités concurrencées (marché des " éligibles "), crée un risque de baisse artificielle des prix sur les marchés concurrencés financée par des surcoûts pratiqués sur les marchés captifs et peut interdire l'accès au marché de compétiteurs potentiels. Le Conseil a estimé que " *lorsqu'une entreprise détenant une position dominante sur un marché exerce à la fois des activités d'intérêt général et des activités ouvertes à la concurrence, le contrôle du respect des règles de la concurrence nécessite que soit opérée une séparation claire entre ces deux types d'activités (avis n° 96-A-10 du 25 juin 1996 et n° 98-A-05 du 28 avril 1998), de manière à empêcher que les activités en concurrence ne puissent bénéficier pour leur développement des conditions propres à l'exercice des missions d'intérêt général, au détriment des entreprises opérant sur les mêmes marchés. Les autorités de concurrence considèrent généralement que la séparation des comptes constitue une condition nécessaire à l'exercice du respect des règles de la concurrence* ". Au cas d'espèce, il est essentiel que GDF, GSO et CFM tiennent une comptabilité séparant les opérations effectuées sur les marchés concurrencés et les opérations effectuées sur les marchés captifs.

## ***7. Contrôle des fournisseurs aux clients éligibles au regard du suivi des approvisionnements énergétiques***

La définition de la planification à long terme est définie par le 23) de l'article 2 de la directive comme : " la planification à long terme de la capacité d'approvisionnement et de transport des entreprises de gaz naturel en vue de répondre à la demande de gaz naturel du réseau, de diversifier les sources et d'assurer l'approvisionnement des consommateurs ". L'article 4 de la directive prévoit que les Etats membres peuvent octroyer des autorisations pour la fourniture de gaz naturel, définie au 7° de l'article 2 comme " la livraison

et ou la vente à des clients de gaz naturel, y compris de GNL ". Les critères et les procédures d'autorisation doivent être non discriminatoires et objectifs, les refus motivés.

Au plan du droit de la concurrence, il est indispensable que les critères d'autorisation des fournisseurs aux éligibles soient principalement axés sur les capacités financières et techniques des opérateurs, à l'exclusion de critères portant sur le portefeuille d'approvisionnement (diversification des ressources, pourcentage de contrats " take or pay ") qui pourraient constituer des obstacles injustifiés pour les nouveaux entrants.

## **B. - L'accès au réseau**

### ***1. Situation actuelle***

#### ***a) Le réseau de transport***

Le transport du gaz, destiné à approvisionner par des canalisations à haute pression les distributions publiques et les clients industriels et commerciaux, a été considéré comme une activité de service public dans un avis du Conseil d'Etat du 28 septembre 1995. L'article 8 de la loi n° 46-628 de 1946 l'a exclu de la nationalisation. Cependant, les sociétés opérateurs de transport doivent comporter au minimum 30 % de capitaux publics, en vertu du décret n° 50.578 du 24 mai 1950 qui dispose : " *les transports de gaz combustible à distance par canalisations sont (...) concédés (...) (par l'Etat) en ce qui concerne le gaz naturel, aux organismes prévus à l'article 2 de la loi n° 49-1090 du 2 août 1949* " ; les transporteurs sont soumis à un cahier des charges type approuvé par le décret n° 52.77 du 15 janvier 1952.

Les concessions concernent les canalisations jusqu'au compteur d'entrée des distributions. Elles alimentent, par ordre de priorité, les distributions publiques, les ouvrages de transport et les clients directs. Les obligations de service public qui pèsent sur cette activité sont définies par l'article 19 (continuité du service) et par l'article 23 (égalité de traitement) du cahier des charges.

L'article 4 du décret n° 85-1108 du 15 octobre 1985 dispose que " dans les zones de distribution publique, le transport ne peut, sauf accord avec le distributeur, alimenter directement que des entreprises industrielles dont la consommation annuelle est supérieure à 5 millions de KWh ". Ce décret régit les procédures administratives de concession ainsi que le transit de gaz naturel entre grands réseaux de transport.

Le transport du gaz naturel est réalisé en France par deux concessionnaires, Gaz de France et GSO, et par un fermier de GDF, CFM ; tous trois disposent de monopoles géographiques, Sud-Ouest pour GSO, Centre-Ouest pour CFM et le reste du territoire pour GDF. Le capital de ces sociétés est détenu à plus de 30 % par des personnes publiques. Les actionnaires de GSO sont Elf (70 %) et GDF (30 %) ; CFM est une filiale à 55 % de GDF, le reste du capital étant réparti entre Elf (30 %) et Total (15 %). Les livraisons annuelles de GSO et CFM ont atteint respectivement en 1998 38,8 milliards et 91,3 milliards de kWh, soit environ 10 et 22 % du gaz naturel consommé en France. CFM livre 330 clients industriels importants qui représentent 18 % des consommations totales de gaz naturel de l'industrie (consommation de 25 milliards de kWh par an) et 505 distributions publiques (70 milliards de kWh). Elle dispose d'un réseau affermé par GDF, de 6350 km de canalisations souterraines et du réservoir souterrain de Chémery. GSO approvisionne 450 points de livraison.



## *b) Les sites de stockage et autres installations connexes*

80 % des capacités de stockage européennes sont concentrés dans trois pays, l'Italie (SNAM 15 Bcm), la France (GDF 10,9 Bcm) et l'Allemagne.

L'activité de stockage est soumise en France à un régime d'autorisation, par l'ordonnance n° 58.1132 du 25 novembre 1958. Il s'agit d'une activité concurrentielle, mais en pratique, compte tenu du coût des investissements, seuls GDF et Elf disposent de telles installations. Quatorze lieux de stockage existent en France (douze pour GDF, deux pour Elf), dont onze en nappes aquifères et trois en cavités salines. Les volumes de gaz naturel effectivement stockés sont équivalents à quatre mois de consommation nationale (égale en 1998 à 38 Gm<sup>3</sup>), soit 12 Gm<sup>3</sup> de capacité en service, sur une capacité totale de 25 Gm<sup>3</sup>. Les stockages en cavités salines ont de très fortes capacités de soutirage pendant de très courtes périodes. Ils sont mobilisés dans les cas de très grand froid ou lors d'une interruption brutale d'approvisionnement.

## *c) La distribution*

L'activité de distribution du gaz combustible consiste dans l'alimentation par canalisation, essentiellement en basse pression, des clients finals (usagers consommant des quantités de gaz inférieures à 5 millions de KWh/an, essentiellement domestiques et petits industriels). Elle incombe aux collectivités locales territoriales (essentiellement aux communes). Qualifiée expressément de service public dans l'article 3 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, la distribution du gaz par réseaux en France est un service public local à caractère industriel et commercial organisé sous le régime de la concession.

Aux termes de ces concessions, pour une durée comprise en général entre vingt et trente ans, sur un modèle type négocié au niveau national par la Fédération nationale des collectivités concédantes et des régions (FNCCR), " *l'autorité concédante (la commune ou groupement de communes) garantit au concessionnaire (distributions publiques de GDF) le droit exclusif d'exploiter le service public de distribution de gaz dans le périmètre défini et à cette fin, d'établir les ouvrages nécessaires* ".

Les ouvrages du domaine concédé de la distribution, à savoir les canalisations et installations connexes, sont des biens de retour, propriété des communes ou des groupements de communes.

Echappent toutefois au monopole de GDF dix-sept distributions non nationalisées [régies municipales ou sociétés d'économie mixte exerçant une seule activité ou d'autres activités (telles l'électricité, l'eau et le chauffage urbain)] desservant 170 communes (soit 3 % de la consommation nationale de gaz naturel). Les plus grosses DNN sont Gaz de Bordeaux (dont le capital est détenu par Elf, Dalkia et GDF, à hauteur de 16 % chacun) et Gaz de Strasbourg (GDF : 24,9 % et Total : 25 %).

En 1999, 6514 communes regroupant plus de 39 millions d'habitants, soit plus de 70 % de la population, sont desservies par Gaz de France.

Jusqu'en 1998, GDF détenait le monopole de la desserte de gaz combustible en réseaux et était seul à pouvoir entreprendre la desserte des communes non encore alimentées, si le respect d'un taux minimal de

rentabilité était assuré, " *afin de veiller à ce que l'extension de la desserte ne se fasse pas au détriment d'une concurrence loyale entre énergies substituables* ", ainsi que le stipulait la circulaire du ministère de l'industrie du 3 mai 1996 ; ce taux (bénéfice actualisé/montant actualisé des investissements) avait été fixé à 0,3.

Deux brèches ont été apportées dans ce monopole de GDF.

La Commission, faisant application de la jurisprudence du " monopole défaillant " développée par la Cour de justice des communautés européennes dans l'affaire Höfner/Elser du 23 avril 1991, a estimé que, dans les zones non encore desservies en gaz pour des raisons de rentabilité, le monopole conféré par la législation française à GDF conduisait l'opérateur public à commettre un abus de position dominante sur le marché national de la distribution de gaz, en empêchant tout opérateur concurrent de desservir ces zones. Cette analyse se situe dans le cadre de la doctrine de l'abus automatique des monopoles publics. A la suite de cette intervention, le Parlement a adopté plusieurs textes :

– l'article 97 de la loi n° 96-314 du 12 avril 1996, portant diverses dispositions d'ordre économique et financier, permet aux régies et sociétés mixtes non nationalisées d'étendre leurs activités de distribution de gaz aux communes non desservies en gaz, voisines de celles qu'elles desservent.

– l'article 50 de la loi n° 98-546 du 2 juillet 1998 permet par ailleurs aux communes non desservies en gaz par GDF de recourir au distributeur de leur choix. Cependant, GDF bénéficie d'une sorte de droit de préemption des communes les plus rentables. En effet, l'article 50 instaure un plan national de desserte des communes non desservies qui souhaitent être alimentées par GDF ou par les DNN. Les collectivités concédantes avaient jusqu'au 14 août 1999 pour demander leur inscription sur ce plan, élaboré au niveau départemental et arrêté au niveau ministériel. Toutes les communes présentant un seuil de rentabilité supérieur ou égal à 0 (B/I) peuvent demander leur inscription sur le plan, sous réserve de l'incidence de la future desserte en gaz naturel " *sur les activités énergétiques concurrentes et sur la situation économique et sociale locale* " ou " *sur la politique énergétique nationale* ". GDF devra engager les travaux dans les trois ans. Ce plan sera publié au plus tard le 14 avril 2000 ; il ne concerne que la desserte en gaz naturel, à l'exclusion des autres gaz combustibles. La mise en œuvre de ces dispositions pourrait se traduire par la desserte de 800 à 1200 communes supplémentaires, ayant 1500 habitants en moyenne, dans les trois ans à venir, portant ainsi le nombre des communes raccordées à 7600 (sur un total de 38 000 communes).

Les communes ne figurant pas dans le plan de desserte ou celles qui ont postulé dans l'hypothèse de la non publication du plan avant le 14 avril 2000 ou encore celles qui n'ont pas été desservies dans le délai de trois années (c'est-à-dire au 14 avril 2003) pourront recourir à l'opérateur de leur choix pour assurer le service de distribution de gaz. Elles pourront donc déléguer la distribution du gaz à toute entreprise ou société d'économie mixte régulièrement agréée par le ministre chargé de l'énergie. De nombreux opérateurs sont intéressés par ce marché nouveau, des vendeurs de propane et de butane notamment, tels Butagaz et Primagaz. Ces derniers construiraient des réseaux de distribution alimentés par une citerne de gaz de pétrole liquéfié (GPL) située à l'entrée des communes.

## ***2. Les dispositions de la directive***

Contrairement à la directive sur l'électricité, la directive n° 98/30/CE instaure un régime concurrentiel de transport du gaz (article 4), la seule restriction que les Etats peuvent prévoir étant l'obligation, pour les entreprises désireuses de construire et/ou d'exploiter des installations de gaz naturel (gazoducs et équipements connexes), d'obtenir une autorisation.

#### *a) Le réseau*

Le réseau est défini au 12 de l'article 2 comme " tout réseau de transport et/ou de distribution et/ou toute installation de GNL détenu et/ou exploité par les entreprises de gaz naturel, y compris ses installations fournissant des services auxiliaires et celles des entreprises liées nécessaires pour donner accès au transport et à la distribution ".

La définition du réseau comprend donc les terminaux GNL, les canalisations et les installations connexes, à savoir les stations de compression et les installations de stockage, définies comme des installations utilisées pour le stockage de gaz naturel et détenues ou exploitées par une entreprise de gaz naturel, à l'exclusion de la partie utilisée pour des activités de production (9 de l'article 2). Cependant, les installations de stockage ne sont pas soumises au principe d'accès des tiers au réseau, sauf, ainsi que l'exposent les déclarations interprétatives sur le 13 de l'article 2 de la directive, " *si un tel accès est techniquement nécessaire pour fournir un accès efficace au réseau de transport et/ou de distribution* ".

La directive distingue la construction et l'exploitation des infrastructures des activités commerciales de transport et de distribution.

L'article 4 dispose que les Etats peuvent prévoir que les activités de construction et d'exploitation " d'installations de gaz naturel ", à savoir des infrastructures de transport, distribution, stockage, GNL, peuvent être soumises à autorisation. Il prévoit que les critères d'autorisation doivent être objectifs et non discriminatoires, les refus qui doivent être motivés, et susceptibles de recours, sont transmis à la Commission pour information. Les entreprises de transport, de GNL et de stockage doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de leurs entreprises liées (article 7) ; elles sont d'autre part tenues de fournir les informations suffisantes pour le fonctionnement du réseau (article 7) et de respecter une obligation de confidentialité pour les informations commercialement sensibles dont elles ont eu connaissance (article 8).

#### *b) La distribution*

La distribution est ouverte à la concurrence, qu'il s'agisse du transport physique du gaz sur le réseau de distribution ou qu'il s'agisse de l'activité commerciale de fourniture de gaz aux consommateurs finals.

Cependant, en vertu du 3 de l'article 3, les Etats membres peuvent décider de ne pas appliquer le régime de liberté d'installation " *dans la mesure où l'application de ces dispositions entraverait, en droit ou en fait, l'accomplissement des obligations imposées aux entreprises de gaz naturel dans l'intérêt économique général et dans la mesure où le développement des échanges n'en serait pas affecté dans une mesure qui serait contraire aux intérêts de la Communauté* ", ces intérêts comprenant, entre autres, " *la concurrence en ce qui concerne les clients éligibles* ".

Le 4 de l'article 4 et le 2 de l'article 9 prévoient encore des régimes spécifiques pour la distribution. L'autorisation de construction et d'exploitation de réseaux de distribution dans une zone déterminée peut être refusée, dès lors " *que de tels réseaux ont été construits ou que leur construction est envisagée dans cette zone et si la capacité existante n'est pas saturée* ".

D'autre part, " *les Etats membres peuvent obliger les entreprises de distribution et/ou les entreprises de fourniture à approvisionner les clients situés dans une zone donnée ou appartenant à une certaine catégorie* ".

### *c) L'utilisation des réseaux*

Les articles 14 à 23 de la directive régissent les règles d'accès aux réseaux de transport et de distribution, les Etats pouvant choisir l'accès négocié au réseau ou l'accès réglementé. L'accès aux réseaux de gazoducs en amont est également prévu, " *y compris aux installations fournissant des services techniques connexes à cet accès, à l'exception des parties de ces réseaux et installations utilisées pour des opérations locales de production sur le site d'un gisement où le gaz est produit* ". Les entreprises de transport sont concernées par l'accès au réseau, ainsi que les entreprises de distribution pour la fourniture de gaz aux clients éligibles situés à l'intérieur du territoire qu'elles desservent.

Les cas de refus d'accès sont prévus par les articles 17, 23 et 25 de la directive. L'article 17 dispose que les entreprises de gaz naturel peuvent refuser l'accès au réseau " *en se fondant sur le manque de capacité ou lorsque l'accès au réseau les empêcherait de remplir leurs obligations de service public (...), ou en raison de graves difficultés économiques et financières dans le cadre des contrats " take or pay "*". L'article 25 prévoit une possibilité de dérogation au droit d'accès " *si une entreprise de gaz naturel connaît de graves difficultés économiques et financières du fait des engagements " take or pay " qu'elle a acceptés dans le cadre d'un ou de plusieurs contrats d'achat de gaz* ". La procédure prévue dans cet article se déroule sous le contrôle étroit de la Commission. L'article 23 traite les refus d'accès aux réseaux de gazoducs en amont, et notamment les hypothèses d'incompatibilité technique ou d'insuffisance de capacités.

Selon les dispositions de l'article 20 de la directive, les Etats membres doivent autoriser les conduites directes, c'est-à-dire " *les gazoducs pour le transport du gaz naturel, complémentaire au réseau interconnecté* ", entre les entreprises de gaz naturel et les clients éligibles, sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires. Ils peuvent subordonner l'autorisation de construire, soit à un refus d'accès, soit à l'ouverture d'une procédure de règlement des litiges.

Les entreprises de gaz naturel intégrées doivent enfin tenir des comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel et, le cas échéant, pour leurs activités connexes (articles 12 et 13).

## **3. Les questions de concurrence**

### *a) La propriété et le régime du réseau de transport*

La définition de la planification à long terme peut s'appliquer aux infrastructures de transport, car elle est définie par le 23 de l'article 2 comme : " *la planification à long terme de la capacité d'approvisionnement et de transport des entreprises de gaz naturel en vue de répondre à la demande de gaz naturel du réseau, de diversifier les sources et d'assurer l'approvisionnement des consommateurs* ". Le 2 de l'article 3 de la directive prévoit que les Etats " *peuvent mettre en œuvre une planification de long terme* ", " *comme moyen pour réaliser les obligations de service public en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement* ", " *en tenant compte du fait que des tiers peuvent vouloir accéder au réseau* ".

La planification à long terme peut revêtir des formes souples ou des formes contraignantes. Tel serait le cas d'une planification des infrastructures, qui pourrait par exemple consister dans l'édition d'un plan de desserte, dans le cadre duquel l'Etat donnerait en concession les nouvelles parties du réseau à des opérateurs sélectionnés par appels d'offres. Le Conseil souligne les dangers qu'une telle opération ne serve de cadre à une limitation de la capacité de transport disponible, pour garantir un niveau élevé d'utilisation de l'infrastructure de l'opérateur dominant, ce qui irait manifestement à l'encontre de l'objectif voulu par la directive.

Le Conseil estime que le régime de liberté d'établissement (sous la forme d'autorisations administratives) présente, pour l'extension du réseau, l'avantage d'exposer les opérateurs à une menace de concurrence sur certains tronçons rentables. Les progrès techniques effectués sur les soudures automatisées de canalisations ont permis d'abaisser les coûts des infrastructures de transport de gaz. Par ailleurs, les prévisions relatives à la demande de gaz sont favorables, grâce aux perspectives de baisse des prix et d'abondance de la ressource liées à la découverte de nouveaux gisements et à l'amélioration du rendement des turbines à gaz, qui renforce la compétitivité du gaz pour la production d'électricité. Sur les artères promises à de forts trafics, celles qui devront satisfaire un débit supérieur à 25 Gm<sup>3</sup>/an, la concurrence sur l'infrastructure est souhaitable, car la construction d'une conduite supplémentaire peut, dans certains cas, s'avérer moins onéreuse pour la collectivité que la gestion d'une canalisation unique, qui, pour le même débit, requerrait le maintien d'une pression très élevée particulièrement coûteuse.

L'expérience allemande démontre qu'une telle concurrence est praticable. Le chimiste BASF a construit, par l'intermédiaire de sa filiale Wintershall, un gazoduc MIDAL pour acheminer depuis la mer du Nord le gaz norvégien vers la plaine de la Ruhr dans laquelle se situe l'usine BASF de Ludwigshafen. Wintershall s'est associé avec le gazier russe Gazprom pour constituer l'opérateur Wingas et construire la canalisation de transport STEGAL qui vient de l'Allemagne de l'Est et rejoint MIDAL au sud de Kassel.

Afin de limiter la possibilité pour les opérateurs historiques de maintenir des goulots d'étranglement qu'ils invoqueraient pour justifier leur refus de donner accès aux tiers, faute de capacités disponibles, le Conseil estime que la liberté d'établissement devrait aussi concerner les installations de GNL ainsi que les installations fournissant des services auxiliaires et celles des entreprises liées, nécessaires pour donner accès au transport (terminaux de réception des gazoducs et installations de stockage).

S'agissant du réseau de transport existant, le livre blanc pose la question d'un transfert de propriété du réseau aux transporteurs : le Conseil rappelle qu'en l'absence de contrepartie au transfert de propriété des réseaux de l'Etat aux transporteurs, une telle mesure pourrait, au regard de la jurisprudence communautaire, être analysée comme une aide d'Etat.

## *b) GDF, GSO et CFM gestionnaires et exploitants des réseaux de transport*

La directive n'impose pas, contrairement à la directive sur l'électricité, la désignation d'un gestionnaire de réseau indépendant, ni même la séparation comptable entre l'activité de gestion du réseau et l'activité de fourniture de gaz. Cependant, l'article 7 de la directive dispose que chaque entreprise de transport, de stockage et de GNL exploite et entretient ses installations, s'abstient de toute discrimination entre les utilisateurs et fournit aux autres entreprises des informations suffisantes pour garantir que le transport et le stockage peuvent se faire d'une manière compatible avec un fonctionnement sûr et efficace du réseau.

GSO et GDF ont chacun un système de gestion de leur réseau de transport (" dispatching ") chargé d'assurer l'équilibre du réseau au jour le jour. C'est une fonction plus simple à assurer que la gestion du réseau de transport de l'électricité. En effet, l'équilibrage de l'offre et de la demande n'a pas à s'effectuer " en temps réel ", compte tenu de la possibilité de stocker le gaz et du temps de détente du gaz sur le réseau. En outre, le gestionnaire du réseau de transport de gaz n'a pas à mobiliser des installations de production selon un ordre de préséance économique. Son rôle essentiel est de faire transiter le gaz dans les canalisations.

Le livre blanc semble suggérer que chaque transporteur ait son propre gestionnaire de réseau.

Le Conseil de la concurrence considère que les observations qu'il a formulées sur les conditions d'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, dans son avis n° 98A05 du 28 avril 1998, sont applicables à l'organisation du transport du gaz, malgré les différences techniques importantes qui existent entre le transport du gaz et celui de l'électricité, et que la création d'un établissement public distinct des transporteurs et totalement autonome sur le plan de la gestion serait porteur de la meilleure garantie d'indépendance. En l'espèce, cet établissement devrait réunir les gestionnaires des trois réseaux de transport existants, sur le modèle de Transco, propriétaire et gestionnaire unique du réseau de transport au Royaume-Uni, issu du démantèlement de l'opérateur gazier britannique British Gas. A défaut d'une autonomie totale, la filialisation de l'activité du gestionnaire de réseau pourrait présenter sous certaines conditions des garanties d'indépendance acceptables. Le Conseil relève aussi que, si était retenue la création, au sein de chaque entreprise de transport, d'une entité chargée de la gestion du réseau distincte de l'entité chargée de la fourniture de gaz, il serait indispensable que, d'une part, l'activité de gestion du réseau fasse l'objet d'une individualisation comptable complète (c'est-à-dire comportant notamment une affectation des frais généraux) de nature à dissuader les pratiques de subventions croisées et à permettre d'identifier les coûts de transport, que, d'autre part, les responsables de ces entités de gestion distinctes fassent l'objet d'une protection statutaire assurant leur indépendance et que, en dernier lieu, des sanctions pénales soient prévues à l'encontre des personnes physiques en charge des opérations de gestion du réseau qui divulgueraient des informations commercialement sensibles susceptibles de créer un désavantage pour les concurrents ou qui favoriseraient indûment les entreprises liées.

## *c) Organisation de l'accès de tiers au réseau de transport*

### **Contenu de l'accès au réseau ; l'accès aux installations de stockage**

La prestation minimale attendue des gestionnaires de réseaux consiste dans l'obligation de livrer, sans

modulation, au point de livraison défini par le client éligible, un gaz mis à disposition à un point d'entrée sur le réseau. La " relivraison " peut être égale, heure par heure, ou au jour le jour, à la quantité introduite sur le réseau. Les coûts à prendre en compte sont donc les comptages entrée-sortie, les frais administratifs de gestion et de facturation et les coûts de gestion de l'ATR. On peut concevoir que soient offertes des prestations complémentaires, comme l'équilibrage sur une base journalière, un service minimum d'équilibrage offrant une tolérance sur l'écart entre entrées et sorties ou une prestation de stockage égale à quelques jours de consommation pour pallier une rupture temporaire et justifiée d'approvisionnement ( assurance).

Les futurs concurrents de GDF et certains clients éligibles revendiquent un droit d'accès aux installations de stockage et demandent que le projet de loi de transposition de la directive aménage ce droit. Ils prétendent qu'il s'agit d'infrastructures essentielles en l'absence desquelles l'ouverture à la concurrence ne pourra se faire, car les fournisseurs nouveaux entrants sur le marché ne pourront répondre à la demande de leurs clients industriels, qui est souvent modulée selon les saisons.

Avant d'examiner la portée de ce raisonnement, il convient de rappeler les trois fonctions du stockage :

– l'équilibrage au jour le jour fait partie des attributions du gestionnaire du réseau ; il est techniquement nécessaire pour assurer le bon fonctionnement du réseau, au sens de la directive ; il doit donc être facturé avec les coûts de transport, dans le cadre de l'ATR.

– la fonction de sécurité d'approvisionnement assure un niveau de stock suffisant pour permettre aux transporteurs fournisseurs d'approvisionner le territoire français dans l'hypothèse d'une rupture d'une des sources d'approvisionnement, et notamment d'alimenter la zone du Sud-Ouest desservie par GSO, dans l'hypothèse d'un arrêt des importations ; dans cette perspective le Gouvernement a fixé le volume des stocks de sécurité au quart de la consommation annuelle.

– la modulation horo-saisonnière permet l'adéquation de ressources en gaz, régulières toute l'année, aux besoins, plus ou moins contrastés selon les saisons et les variations climatiques. Les stocks permettent aux transporteurs de faire face aux demandes des distributions publiques pendant les pointes extrêmes de consommation d'hiver. Le gaz étant majoritairement employé pour le chauffage, 60 % des besoins de modulation saisonnière sont ainsi satisfaits par le recours aux installations de stockage (contre 10 % par le recours à la modulation des contrats " take or pay "). 50 % du gaz stocké serait ainsi mobilisé pour la satisfaction des pointes d'hiver.

Sauf à remettre en cause l'obligation de continuité de fourniture aux distributions publiques ou à revoir à la baisse les scénarios de rupture d'approvisionnement ou de pointe d'hiver, les capacités disponibles dans les installations de stockage de GDF et d'Elf pour un éventuel accès aux tiers sont donc limitées.

Par ailleurs, s'agissant des clients éligibles, la fonction de modulation saisonnière ne semble pas " techniquement " nécessaire pour leur assurer un accès satisfaisant au réseau de transport, conformément aux termes des déclarations interprétatives sur la directive gaz. En effet, en ce qui concerne les besoins à satisfaire, on constate que le profil de charges des consommateurs éligibles est assez plat et prévisible (à l'exception des cogénérations). En outre, il existe des alternatives au stockage, tels le recours à des

fournitures de gaz modulées à partir des gisements (Gasunie), les achats spot et enfin les contrats des clients dits " interruptibles ".

Les installations de stockage sont certes des infrastructures lourdes et difficilement duplicables, à cause de leur coût, de la rareté des sites géologiques et des préoccupations environnementales ; il n'en résulte pas pour autant une impossibilité totale d'en construire de nouvelles. Il existe notamment sur le territoire national quelques sites " déplétés ", anciens gisements, qui pourraient être reconvertis en installations de stockage.

En outre, l'octroi a priori d'un droit d'accès aux installations de stockage ne peut être automatiquement considéré comme une condition préalable pour que s'exerce une concurrence effective. Si une entreprise en position dominante doit s'abstenir de tout comportement abusif, elle n'est pas tenue de promouvoir activement la concurrence en accordant automatiquement à ses concurrents un droit d'accès aux installations qu'elle a construites pour ses propres besoins. Dans une décision Oscar Bronner/Mediaprint, la Cour de justice des Communautés européennes a jugé que, pour que le refus d'accès à son système de portage à domicile opposé par un journal à son concurrent constitue un abus de position dominante, il fallait que ce refus " *soit de nature à éliminer toute concurrence sur le marché de la part du demandeur du service et ne puisse être objectivement justifié, mais également que le service en lui-même soit indispensable à l'exercice de l'activité de celui-ci, en ce sens qu'il n'existe aucun substitut réel ou potentiel audit système* ". Or, en l'espèce, la Cour a constaté que, d'une part, d'autres modes de distribution existaient, " *même s'ils devaient être moins avantageux* ", et, d'autre part, que la création par le demandeur d'un tel système n'était pas impossible, car il ne suffit pas " *pour démontrer que la création d'un tel système ne constitue pas une alternative potentielle réaliste et que l'accès au système existant est donc indispensable, (...) de faire valoir qu'elle n'est pas économiquement rentable* ".

Seule l'analyse des marchés pertinents, difficile à mener a priori, permettrait de déterminer si telle ou telle installation de stockage est nécessaire pour l'entrée sur ces marchés et non substituable. Dans une décision Exxon/Mobil, la Commission a ainsi défini un marché du stockage de la fourniture de capacités de modulation du gaz à Munich. De même, le Conseil de la concurrence, dans un avis n° 93-A-15 du 28 septembre 1993, a défini un marché du transport des produits pétroliers à destination de la région parisienne et a défini, dans le cadre de ce marché, les positions respectives des opérateurs sur les installations de stockage des produits pétroliers. Le ministre de l'économie, examinant un projet de concentration entre Total et Petrofina, s'est prononcé sur l'impact de l'opération sur " le marché du stockage des produits raffinés à l'ouest du Rhône ".

Par ailleurs, la Commission a, dans sa décision du 17 mai 1995 relative à l'Interconnector, estimé qu'il n'y avait pas lieu de réserver a priori des capacités de transport pour les tiers dans l'Interconnector et qu'il suffisait que les tiers puissent y avoir accès dans des conditions librement négociées.

A cet égard, il convient de rappeler que la construction d'installations de stockage a permis à GDF de suppléer à l'absence de gisements sur le sol français. Permettre aux futurs concurrents de GDF ou d'Elf, tels Shell ou Gasunie, d'accéder à leurs installations de stockage, alors que réciproquement GDF ou Elf n'auraient pas accès aux installations de stockage utilisées pour des opérations locales de production sur le site des gisements de ces producteurs, en vertu du 1 de l'article 23 de la directive, reviendrait à défavoriser les opérateurs nationaux, de manière artificielle et disproportionnée par rapport à l'intérêt pour l'ouverture



du marché. Cette solution présenterait en outre des risques de spéculation sur le prix du gaz et de saturation des capacités au détriment des obligations de service public de GDF et d'Elf (fourniture aux clients captifs, dont la consommation subit d'importantes modulations saisonnières).

Même si des droits d'usage exclusifs des capacités de stockage constituent un avantage concurrentiel pour GDF et pour Elf, le Conseil est d'avis qu'il est impossible de définir a priori dans le projet de loi des droits pour les tiers d'accéder aux installations de stockage, sauf pour les prestations d'équilibrage techniquement indispensables, facturées dans l'ATR. Les demandes d'accès aux capacités de stockage devront donc être négociées au cas par cas, dans la mesure des capacités disponibles après la desserte des distributions publiques. Tel est d'ailleurs le cas actuellement, GDF louant déjà certaines de ses capacités de stockage.

En tout état de cause, en cas de refus d'accès ou d'exigences de conditions discriminatoires, le Conseil de la concurrence, s'il est saisi, appréciera, au cas par cas, les éventuels abus de position dominante des deux détenteurs d'installations de stockage, GDF et Elf. En effet, dans l'hypothèse où des capacités importantes de stockage seraient disponibles et où le fournisseur ne pourrait pas trouver d'autres solutions, un refus d'accès ou une tarification discriminatoire pourrait constituer un abus de position dominante de l'opérateur exploitant l'infrastructure. Cependant, pour que ce contrôle soit possible, il est indispensable que les activités de stockage soient retracées dans une comptabilité séparée.

### **ATR réglementé ou négocié**

Les conditions d'accès des tiers au réseau constituent le pivot du processus d'ouverture voulu par la directive. Les gazoducs étant des facilités essentielles, il faut veiller à ce que les modalités de la tarification ne soient pas telles qu'elles constituent un obstacle à l'entrée des nouveaux opérateurs sur le marché, mais qu'inversement elles assurent au gestionnaire une rentabilité de son activité.

Deux régimes peuvent être institués : soit la négociation, soit la réglementation.

L'option de l'ATR négocié (article 15 de la directive) permet aux opérateurs de négocier individuellement un accès au réseau avec le gestionnaire de réseau, dans un cadre général définissant les conditions commerciales pour l'utilisation du réseau qui doit être rendu public. Ce système est favorable aux opérateurs. Il est dès lors peu compatible avec l'existence de gestionnaires de réseaux intégrés verticalement. En effet, même si une séparation comptable est effectuée entre leurs activités de gestionnaire de réseau et leurs activités commerciales, les gestionnaires de réseau peuvent être tentés de privilégier le département négocié de leur entreprise, puisqu'aussi bien les opérateurs qui entrent sur le marché ne disposent d'aucune autre solution.

Sans doute les règles de la concurrence et la jurisprudence, communautaires ou nationales, imposent-elles au gestionnaire d'une facilité essentielle, sous peine de sanctions, de pratiquer des tarifs en orientation vers les coûts qui soient objectifs et non discriminatoires, mais, dans un marché qui s'ouvre à la concurrence, l'intervention a posteriori d'une autorité administrative, du Conseil de la concurrence ou du juge, au moins dans un premier temps et même en tenant compte de la rapidité d'intervention offerte par les procédures d'urgence, pourrait ne pas être considérée comme suffisamment efficace dans la mesure où un refus d'accès au marché peut avoir des conséquences immédiates et irréversibles pour les opérateurs et par conséquent

pour le fonctionnement concurrentiel du marché.

Un système d'ATR réglementé (article 14) présenterait au contraire l'avantage de poser les règles a priori et donc de faciliter l'accès au réseau. La publication de tarifs de transport proposés par les opérateurs et approuvés par une autorité indépendante garantirait la transparence et l'objectivité des prix nécessaires à la non discrimination des opérateurs.

Un régime réglementé d'accès au réseau apparaît donc, dans les débuts de fonctionnement des marchés, préférable à celui de l'accès au réseau négocié. Il doit néanmoins laisser une marge de négociation aux opérateurs pour tenir compte de l'impossibilité de prévoir dans un tarif général la diversité évolutive des situations particulières, comme c'est l'usage en matière commerciale.

## **La question de la tarification du transport**

La tarification du coût du transport constitue l'élément central du dispositif d'accès dans la mesure où le niveau retenu déterminera à la fois la rentabilité de l'activité de transporteur et donc le développement du réseau et les conditions de la concurrence ; des tarifs de transport trop élevés pénaliseraient les concurrents et empêcheraient toute nouvelle entrée sur le marché.

Le facteur transport n'est pas individualisé dans le prix du gaz ; le coût de l'acheminement sur le réseau interconnecté est imputé d'une manière globale dans le prix facturé aux utilisateurs finals (industriels disposant d'un branchement direct sur le réseau interconnecté, distributions publiques de GDF et DNN), ce qui revient à une péréquation complète du prix du transport.

Or, la tarification doit, pour assurer une allocation optimale des ressources, traduire la réalité des coûts, et notamment ceux résultant de la réalité géographique ; contrairement à l'électricité, la tarification du transport en fonction de la distance est économiquement sensée. Le réseau de transport est faiblement maillé et on sait assez bien identifier et mesurer les flux de gaz. D'autre part, la part du transport est beaucoup plus importante dans le prix final du gaz que dans celui de l'électricité.

### *d) L'exploitation du réseau de distribution*

S'agissant du droit positif, le livre blanc semble minimiser la portée de l'ouverture à la concurrence de la distribution déjà intervenue en France : " *la distribution devrait continuer à relever d'un régime de concessions communales, accordées dans l'esprit de la législation actuelle à GDF et aux distributeurs non nationalisés* ". Or, l'article 50 de la loi n° 98-546 du 2 juillet 1998 (DDOEF) prévoit l'apparition sur le marché de la distribution de gaz de nouveaux opérateurs, appelés " *opérateurs de distribution* ", dotés de la possibilité de desservir les communes non desservies par GDF.

Ces entreprises ou sociétés d'économie mixte devront être agréées et, à cet effet, " *elles devront satisfaire aux conditions prévues par le quatrième alinéa de l'article 8 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946* ", c'est-à-dire qu'elles devront être à participation publique (capital détenu à 30 % par l'Etat ou des établissements publics). Compte tenu du principe de spécialité des établissements publics, seul GDF pourrait, en fait, détenir ou refuser de détenir 30 % du capital social des opérateurs privés. L'accès des opérateurs privés au marché

de la distribution gazière serait donc subordonné à la volonté discrétionnaire de GDF qui pourrait être tenté d'en abuser pour faire obstacle à l'entrée de concurrents ou bien de favoriser des ententes anticoncurrentielles. Elle serait, de plus, de nature à freiner la concurrence étrangère.

En outre, la Cour de justice des Communautés européennes a, dans un arrêt du 26 avril 1994 n° C-272/91 (Commission des Communautés européennes contre République italienne), déjà condamné, comme contraires aux articles 52 et 59 du traité, les dispositions réservant la possibilité de conclure des conventions avec une collectivité publique aux seules sociétés dans lesquelles l'Etat ou le secteur public détient une participation majoritaire ou totale.

Ce critère d'agrément des opérateurs de distribution est, en outre, contraire au 2 de l'article 4 de la directive qui prévoit que les critères d'autorisation doivent être objectifs et non discriminatoires. Il convient donc que la loi de transposition de la directive gaz corrige ces éléments, sources de distorsions de concurrence.

Par ailleurs, l'article 10 du décret n° 99-278 du 12 avril 1999 portant application de l'article 50 de la loi du 2 juillet 1998 et relatif à la desserte en gaz prévoit des conditions d'agrément des " *opérateurs de transport gazier* " qui semblent pouvoir se prêter à une application discriminatoire. En premier lieu, la société ou l'entreprise doit disposer de fonds propres à hauteur de 2 millions de francs, ce qui interdit l'accès au marché d'entreprises de dimension locale. En second lieu, l'article 7 du décret semble conférer au ministre chargé de l'énergie un pouvoir discrétionnaire dans l'établissement du plan de desserte, car il arrête le plan " *après avoir vérifié sa cohérence avec les objectifs nationaux de politique énergétique, à savoir le respect des conditions de la concurrence entre les énergies et le développement des énergies renouvelables* ". Or, la prise en considération du critère de rentabilité devrait à elle seule permettre de vérifier que les conditions de la concurrence entre les diverses sources d'énergie sont respectées.

Enfin, les communes non desservies ne pourront pas user de leur faculté de choix d'opérateurs indépendants de transport avant l'expiration du délai d'un an à compter de la publication du décret. Durant cette période transitoire, en l'absence d'opérateur agréé, le Conseil considère qu'il devrait être enjoint à GDF de s'abstenir d'entreprendre toute nouvelle desserte, afin de ne pas faire courir le risque du développement de dessertes non rentables économiquement, compte tenu du coût des autres énergies, d'autant plus que le ratio de rentabilité B/I est abaissé à 0, alors qu'il était fixé à 0,3 auparavant. Les conditions de rentabilité sont donc entendues de manière plus souple. De plus, le livre blanc expose que l'obligation de l'extension de desserte est financée par les ressources du monopole dont dispose GDF ; c'est reconnaître implicitement le caractère déficitaire de l'alimentation de ces communes et donc le subventionnement par la collectivité des consommateurs d'une énergie économiquement non compétitive au détriment des énergies concurrentes, alors même qu'il est par ailleurs prétendu que la prise en compte du coût réel de branchement sur le réseau de grand transport justifie l'extension de la desserte. Le Conseil rappelle que l'éviction par GDF de ses concurrents par la pratique de tarifs ne couvrant pas ses coûts moyens variables pourrait être sanctionnée comme pratique de prix prédateurs. La part des coûts imputables à la distribution est en effet très variable et les écarts entre les communes sont faiblement pris en compte dans le prix de l'" *antenne* ".

S'agissant de la transposition de la directive, la tenue de comptes séparés préconisée par la directive pour les activités de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel devra faciliter la détection des subventions croisées et des autres abus de position dominante, tels des prix prédateurs ou abusivement élevés ou d'autres

pratiques discriminatoires. La séparation des comptes entre les clients éligibles et non éligibles devra aussi être organisée de manière à ce que toutes les charges puissent être ventilées entre ces deux catégories de clientèle.

Il pourrait être envisagé, à terme, et dans un délai qui pourrait être fixé par le régulateur, une mise en concurrence des concessions au moment de leur renouvellement. De toute façon, le problème de l'unification du régime des concessions de l'article 50 avec les autres concessions va se poser. Les avantages d'une telle solution ne seraient pas négligeables : elle introduirait un facteur de stimulation dans la distribution, sans pour autant imposer un changement trop brutal qui pourrait être préjudiciable à GDF lié par plusieurs contrats take or pay, le renouvellement des concessions se faisant de manière échelonnée dans le temps. Une telle évolution ne peut toutefois se concevoir sans la remise en cause de la péréquation des tarifs aux clients finals.

## **C. - Missions de service public et concurrence**

### ***1. Les services et obligations d'intérêt général***

#### ***a) La définition des services d'intérêt économique général***

#### **Situation actuelle**

La distribution demeure, avec le transport, le support des missions de service public.

Les obligations de service public qui pèsent sur le transport sont définies par l'article 19 (continuité du service) et par l'article 23 (égalité de traitement dans des conditions équivalentes d'alimentation par la prise en compte de l'importance de la fourniture, de la continuité du service, du débit, de la pression, des horaires, de la saison et de la durée du contrat) du cahier des charges type des concessionnaires de transport, approuvé par le décret du 15 janvier 1952. S'agissant de la distribution, elle est expressément qualifiée de service public dans la loi du 8 avril 1946. Le cahier des charges type des concessions communales de distribution de 1994 met à la charge des concessionnaires l'obligation de consentir les contrats de fourniture (article 24), la continuité et la qualité de la fourniture (article 26) ainsi que l'égalité de traitement (article 27). La Cour de justice des Communautés européennes, dans sa décision du 23 octobre 1997, a admis que GDF était soumis à ces obligations (considérant 88). Les obligations en matière d'aménagement du territoire ou en matière d'environnement n'ont pas été retenues, le Gouvernement français n'ayant pas démontré en quoi, selon la Cour, les contributions de GDF aux politiques nationales allaient au-delà du simple respect de la réglementation de droit commun (considéranants 69 et 70).

#### **Les dispositions du livre blanc**

Le livre blanc propose d'inscrire dans la loi une définition des missions de service public dévolues à GDF, à savoir l'égalité, la qualité, la continuité, la recherche du moindre coût et l'adaptabilité. Il évoque aussi la protection de l'environnement et l'action de solidarité pour les plus démunis.

#### **Analyse concurrentielle**

Le 2 de l'article 2 de la directive prévoit que les Etats membres peuvent " imposer aux entreprises de gaz naturel des obligations de service public, dans l'intérêt économique général qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture ainsi que la protection de l'environnement " .

En vertu du 3 de l'article 3, les Etats membres peuvent décider de ne pas appliquer le régime de liberté d'installation, " dans la mesure où l'application de ces dispositions entraverait, en droit ou en fait, l'accomplissement des obligations imposées aux entreprises de gaz naturel dans l'intérêt économique général et dans la mesure où le développement des échanges n'en serait pas affecté dans une mesure qui serait contraire aux intérêts de la Communauté ", ces intérêts comprenant, entre autres, " la concurrence en ce qui concerne les clients éligibles " .

Le Conseil rappelle que, dans son avis n° 98-A-05, il a souligné que ,conformément à la jurisprudence de la Cour de justice des communautés, " *il faut, pour attribuer à un opérateur public des droits exclusifs dans le respect des règles du traité, que l'opérateur soit expressément chargé par un acte de la puissance publique de la gestion d'un service d'intérêt économique général, que la mission particulière qui en résulte soit précisément définie et, enfin, qu'il soit établi que les droits exclusifs accordés sont nécessaires pour permettre l'accomplissement de cette mission, dans des conditions économiques acceptables* " .

La loi doit donc énumérer les services d'intérêt économique général dévolus aux opérateurs publics. S'agissant du gaz, contrairement à l'électricité, les services sont rendus au plan local. En effet, toutes les communes n'ont pas vocation à être desservies en gaz, seules les communes rentables pouvant l'être dans des conditions non désavantageuses pour la collectivité (18 % des communes sont desservies). Sauf lorsqu'il est utilisé comme matière première, le gaz est substituable dans tous ses emplois ; les clients finals non desservis utilisent le fioul, le butane-propane, le charbon, le bois ou l'électricité pour les usages domestiques.

De même, les principes de service public appliqués à la distribution n'ont véritablement de sens qu'au niveau local des concessions communales. On peut, dès lors, s'interroger sur la pertinence de la péréquation nationale sur la part des tarifs qui sont constitués par les coûts de distribution. La péréquation nationale, qui peut se concevoir pour des motifs sociaux, dissimule les véritables coûts et est source de distorsions de concurrence entre énergies et de perte d'efficacité économique et peut conduire à une allocation de ressources sub-optimale. Une tarification orientée vers les coûts est donc préférable sur le plan du droit de la concurrence. Toutefois, le consommateur relié au réseau étant captif dans le court et moyen terme, un très petit nombre d'entre eux étant dotés d'installations mixtes, contrairement aux consommateurs industriels ou tertiaires, l'abandon brutal de la péréquation, pour se rapprocher d'une tarification au coût réel, risquerait de provoquer une augmentation intolérable des tarifs dans certaines communes. Des mécanismes de progressivité et d'écèlement devraient être mis en place, afin d'abandonner progressivement le système de la péréquation.

Le consommateur doit bénéficier d'un approvisionnement régulier, de qualité (conditions de pression, pouvoir calorifique, sécurité) et au meilleur coût. Ces charges pèsent sur les transporteurs fournisseurs et sur les distributeurs, si ceux-ci sont éligibles. C'est aussi parmi les charges de service public que doit figurer, s'il est jugé pertinent de la maintenir, la constitution de stocks pour faire face à des ruptures

d'approvisionnement.

Le financement par des surcoûts facturés aux consommateurs domestiques de prix artificiellement bas pour les consommateurs éligibles doit, par ailleurs, être combattu en obligeant GDF à retracer dans des comptes distincts au sein de sa comptabilité la distribution à la clientèle éligible et la distribution à la clientèle non éligible.

*b) Le financement des services d'intérêt économique général et des autres obligations liées aux politiques publiques*

## **Le livre blanc**

Les moyens d'accomplissement du service public sont financés, pour une part, par les droits exclusifs, tel le monopole de distribution (en ce qui concerne l'obligation de l'extension de la desserte ou la péréquation de la part constituée dans les tarifs domestiques par les coûts de distribution), pour une autre part, éventuellement par un fonds.

## **Analyse concurrentielle**

Les charges des services d'intérêt économique général doivent être réparties entre tous les utilisateurs concernés et imputées sur chaque activité support, à savoir le transport, la distribution et le stockage (unbundling). S'agissant du transport, les transporteurs fournisseurs sont les fournisseurs exclusifs dans leurs zones territoriales des distributions publiques. Cette exclusivité pourrait servir de contrepartie à leurs charges de service public.

S'agissant des autres missions d'intérêt général (comme la protection de l'environnement ou les tarifs " sociaux "), il est souhaitable que leur coût soit apparent et les ressources qui y sont affectées clairement identifiées.

Le Conseil recommande par ailleurs que le coût des services d'intérêt économique général et des missions d'intérêt général soit évalué par l'instance de régulation, selon un modèle qui soit " vérifiable, opposable et transparent ".

## **2. L'évolution de l'activité de l'opérateur public**

### *a) Situation antérieure*

Gaz de France est un établissement public industriel et commercial, comme tel soumis au principe de spécialité, ce qui signifie, ainsi que le Conseil d'Etat l'a rappelé dans un avis du 7 juillet 1994, qu'il " n'appartient pas à l'établissement d'entreprendre des activités extérieures à (la) mission (qui lui a été confiée) ou de s'immiscer dans de telles activités ". Ce principe ne s'oppose pas lui-même à ce que l'établissement " se livre à d'autres activités économiques à la double condition " :

*" d'une part que ces activités annexes soient techniquement et commercialement le complément normal de sa mission statutaire principale ", en l'occurrence de la production, du transport, de la distribution et de l'importation du gaz, " ou au moins connexe à ces activités ",*

*" d'autre part que ces activités soient à la fois d'intérêt général et directement utiles à l'établissement public notamment par son adaptation à l'évolution technique, aux impératifs d'une bonne gestion des intérêts confiés à l'établissement, le savoir-faire de ses personnels, la vigueur de sa recherche et la valorisation de ses compétences, tous moyens mis au service de son objet principal ".*

En vertu de l'article 46 de la loi du 8 avril 1946 modifiée, des décrets doivent fixer *" les conditions dans lesquelles les services de distribution devront cesser toutes activités industrielles et commerciales relatives à la réparation, à l'entretien des installations intérieures, à la vente, à la location des appareils ménagers et, d'une façon générale, toutes activités autres que celles définies à l'article 1<sup>er</sup> ".* Les décrets annoncés ne sont jamais intervenus, mais le décret n° 49-935 du 13 juillet 1949 prévoit la cessation de ces activités par les services de distribution ; GDF ne peut donc pas se livrer aux activités dites *" en aval du compteur ".*

Le Conseil de la concurrence, dans un avis n° 94-A-15 du 10 mai 1994 relatif à une demande d'avis sur les problèmes posés par la diversification des activités d'EDF et de GDF au regard du droit de la concurrence, a souligné les problèmes de concurrence soulevés par la diversification de ces deux établissements publics :

*" Les marchés captifs qui résultent du statut de ces établissements publics, caractérisés par des monopoles légaux et l'exercice de missions de service public, leur permettent de dégager des moyens hors du commun pour développer d'autres activités. Notamment, leur situation particulière pour obtenir de manière privilégiée des moyens de financement, l'accès au consommateur final favorisé par l'existence d'un réseau couvrant l'intégralité du territoire national (...) ou l'image d'intérêt général du service public apparaissent comme des avantages facilitant l'implantation sur des marchés ne relevant pas du monopole légal. En outre, ces prestations fournies par les établissements publics à ses filiales peuvent se traduire par une sous-tarifification, ce qui reviendrait à faire payer directement ou indirectement, par le contribuable, le consommateur d'électricité ou de gaz, le coût de la diversification par l'intermédiaire d'une subvention croisée entre activités. Ainsi est-il envisageable que des filiales de ces établissements publics soient présentes durablement sur les marchés de diversification en pratiquant des prix inférieurs à ceux des concurrents du secteur privé ".*

Le Conseil a également exposé que les problèmes de concurrence soulevés par la diversification de GDF et d'EDF devaient être appréciés en fonction de la nature des marchés concernés, les marchés atomisés, faiblement capitalistiques, devant être soumis à une vigilance particulière.

Ainsi qu'il l'a rappelé dans un avis n° 98-A-05 du 28 avril 1998, relatif à une demande d'avis sur les principes à respecter pour assurer le fonctionnement concurrentiel du marché électrique, le Conseil a préconisé, pour EDF, comme pour GDF, un certain nombre de mesures propres à garantir que les filiales de diversification exercent leur activité dans des conditions comparables à celles des entreprises privées du même secteur (filialisation de chacune des activités ; mise en place pour chacune d'elles d'une autonomie juridique, matérielle et comptable retraçant fidèlement et objectivement tous les flux physiques et financiers intervenant entre l'établissement public et ses filiales ; regroupement de toutes les activités de diversification

sous une holding commune qui accéderait au marché des capitaux).

Les filiales de GDF exercent d'ores et déjà leurs activités en aval du compteur. Autour de la holding Cofathec, les activités du pôle climatique et thermique, à savoir la conception, la réalisation des travaux ainsi que la maintenance et les services, ont réalisé en 1998 un chiffre d'affaires consolidé de 2 milliards de francs et un bénéfice net de 33 millions de francs. Le groupe Cofathec (auquel appartient la société Omega concept, spécialisée dans la climatisation) est le numéro trois des activités thermiques et climatiques en France. Le deuxième pôle de diversification est constitué par la cogénération, pour un total de chiffre d'affaires de 182 millions de francs en 1998, dont la holding Finergaz (10 millions de francs). Fin 1998, la holding était engagée comme investisseur direct dans onze projets de cogénération, totalisant 425 MWe de puissance installée. Les placements de gaz naturel associés à ces projets s'élevaient à 10 TWh. La société Coriance a été créée en 1998 pour porter les activités de gestion déléguée des réseaux de chaleur de GDF en France. Ce pôle totalise un chiffre d'affaires de 73 millions de francs.

#### *b) Dispositions du livre blanc*

Le livre blanc expose que GDF devrait pouvoir offrir aux clients éligibles des services accompagnant le gaz.

#### *c) Analyse concurrentielle*

La demande des clients s'exprime en terme de produits et de services. Au niveau des clients éligibles, les fournisseurs concurrents d'énergie pourront proposer des offres globales à leurs clients, telles la globalisation de la fourniture de chaud, de froid et de l'électricité, grâce à la cogénération, l'installation, l'exploitation et la maintenance de systèmes combinés (Dalkia, Elyo, Shell, Elf, RWE, Distrigaz). Dans le souci de ne pas pénaliser GDF par rapport à ses futurs concurrents, le Conseil considère qu'il convient d'élargir son objet social et d'envisager sa transformation en société anonyme. Cette transformation faciliterait, pour l'opérateur public, la réalisation d'alliances avec d'autres sociétés et l'accès au marché des capitaux nécessaire pour réaliser des investissements de développement.

#### **D. - Conditions d'exercice de la concurrence**

La directive et le livre blanc ne contiennent aucune disposition d'ordre statutaire ou social. Il semble cependant que le projet de texte relatif à l'électricité ait étendu le statut commun électrique et gazier au personnel des nouveaux opérateurs électriques et gaziers. Le Conseil ne peut que reprendre les termes de son avis n° 98-A-05, dans son passage relatif à l'extension d'un tel système aux producteurs indépendants d'électricité :

" Compte tenu de l'ouverture progressive du marché et de la difficulté pour de nouveaux entrants à pénétrer un marché captif pendant très longtemps, l'application du statut de l'industrie électrique et gazière au personnel des concurrents potentiels de (GDF), en renchérissant leurs coûts (...) sans contrepartie, serait de nature à constituer un frein à l'accès au marché ainsi qu'une source de disparité de concurrence entre (compagnies gazières) des différents Etats européens ".

#### **E. - Organisation et fonctionnement de la régulation**



## ***1. La directive***

La directive prévoit la désignation d'une autorité indépendante pour régler les litiges contractuels d'accès aux réseaux.

L'article 21 dispose que " *les Etats membres désignent une autorité compétente qui doit être indépendante des parties pour régler rapidement les litiges relatifs aux négociations d'accès aux réseaux. Cette autorité doit notamment régler les litiges concernant les négociations et le refus d'accès dans le cadre de la présente directive. L'autorité compétente présente ses conclusions sans délai ou, si possible, douze semaines au plus tard après avoir été saisie du litige* ".

L'article 23 de la directive prévoit aussi la mise en place d'un système similaire " *pour permettre la résolution rapide des litiges portant sur l'accès aux réseaux de gazoducs en amont* ", c'est-à-dire au réseau utilisé pour transporter du gaz naturel d'un site de production vers une usine de production ou un terminal d'atterrissage. La France n'est pas concernée par cet article, à cause du faible niveau de sa production.

En vertu de l'article 12, ces " *autorités de règlement des litiges (...) ont le droit d'accéder à la comptabilité des entreprises de gaz naturel (...), lorsque cette consultation leur est nécessaire pour exercer leurs fonctions* ". Elles préservent la confidentialité des informations commercialement sensibles dont elles ont connaissance.

Certains articles se réfèrent à la désignation facultative d'une autorité compétente pour accorder les autorisations aux opérateurs gaziers (article 4), pour fixer les critères relatifs à l'octroi de construction ou d'exploitation de conduites directes (article 20), pour connaître des demandes de dérogation à l'accès des tiers au réseau des entreprises de gaz naturel, basées sur leurs engagements " *take or pay* " (article 25).

S'agissant des autres composantes de la mission de régulation, elles sont dévolues par la directive à l'Etat. C'est ainsi que l'Etat doit veiller à l'édition de prescriptions techniques d'interopérabilité des réseaux (article 5), prend les mesures nécessaires pour que les entreprises de transport, de stockage de GNL (article 6) et de distribution (article 9) exploitent et développent leurs réseaux et s'abstiennent de toute pratique discriminatoire à l'égard des tiers utilisateurs du réseau et pour qu'elles tiennent des comptes séparés de leurs différentes activités, lorsqu'elles sont intégrées (article 13).

Enfin, il est par ailleurs précisé à l'article 22 que " *les Etats membres créent des mécanismes appropriés et efficaces de régulation, de contrôle et de transparence afin d'éviter tout abus de position dominante, au détriment notamment des consommateurs, et tout comportement prédateur. Ces mécanismes tiennent compte des dispositions du traité et notamment de son article 86* ".

## ***2. Le livre blanc***

Le livre blanc rappelle quelles devraient être les caractéristiques de la régulation du secteur (articulation avec les politiques publiques de l'énergie ; rapidité d'intervention ; pouvoirs de sanction ; compétence technico-économique ; articulation avec les autorités de concurrence et les juridictions de droit commun) et suggère la

création d'une Commission de régulation. Il laisse ouvert le choix entre la création d'une commission spécifique au gaz et l'extension au gaz de la compétence de la Commission de régulation chargée de l'électricité.

### ***3. Les problèmes de concurrence***

La mise en place d'une régulation forte est indispensable à l'ouverture réelle du marché à la concurrence. Les tâches qui lui seront dévolues seront essentiellement de régler les litiges d'accès au réseau.

Le Conseil avait, dans son avis n° 98-A-05 du 28 avril 1998 sur l'électricité, exposé les différentes solutions envisageables pour assumer ces tâches. La solution d'une formation spécialisée au sein du Conseil de la concurrence avait été envisagée. En Allemagne et aux Pays-Bas, l'autorité de concurrence fait office de régulateur. La solution de l'autorité administrative autonome, selon le Conseil, " *permet une concentration des compétences et manifeste le souci d'indépendance vis-à-vis de la tutelle de l'opérateur public, notamment aux yeux de la Commission européenne et de la Cour de justice* ". Le Conseil avait par ailleurs envisagé " *la création d'une autorité à compétence plus large, qui couvrirait les différentes formes d'énergie, notamment le gaz* ".

Quelle que soit la forme finalement retenue pour cette autorité (formation spécialisée du Conseil de la concurrence, chambre spécialisée de la Commission de régulation de l'énergie ou nouvelle autorité administrative indépendante), ses compétences, d'ordre réglementaire, de sanction ou d'avis, devraient être notamment les suivantes :

- instruire les demandes d'autorisations des opérateurs gaziers de la chaîne aval de la production (fournisseurs de gaz, grossistes, transporteurs, opérateurs de distribution de l'article 50 de la loi DDOEF, et les demandes d'autorisations de lignes directes) ;
- évaluer les coûts des missions de service public ;
- intervenir sur les points suivants : le plan de desserte des communes, les tarifs de transport et les tarifs destinés aux consommateurs captifs ;
- sanctionner les manquements des entreprises gazières (à la confidentialité, au droit d'accès, aux missions de service public) ;
- régler les litiges d'accès au réseau (gazoducs, installations connexes) entre les entreprises gazières exploitant les réseaux et les tiers utilisateurs ;
- apprécier la validité des demandes de dérogations fondées sur les contrats " take or pay " ;
- fixer les règles de séparation comptable entre les activités de négoce, transport, stockage et distribution et entre la clientèle des éligibles et la clientèle des non éligibles.

La création d'une nouvelle autorité administrative indépendante appellerait la formalisation d'une coordination avec le Conseil de la concurrence. En effet, en l'absence d'une telle coordination, les mêmes litiges pouvant faire l'objet d'une décision de l'autorité de régulation et d'une saisine du Conseil (refus d'accès au réseau de transport, litiges concernant les tarifs ou les règles de raccordement), il pourrait arriver que ces deux autorités effectuent des analyses différentes des marchés pertinents, de la position des opérateurs et des pratiques en cause. Il est donc nécessaire de prévoir que l'autorité de régulation recueillera l'avis du Conseil de la concurrence avant de prendre une décision sur les litiges d'accès au réseau et que cet avis devra être recueilli lorsque se posera une question de concurrence inter-énergies. Plus généralement, une procédure identique à la procédure prévue à l'article L.36-10 du code des postes et télécommunications doit être prévue, afin que le président de l'autorité de régulation saisisse le Conseil de la concurrence " des abus de position dominante et des pratiques entravant le libre exercice de la concurrence dont il pourrait avoir connaissance dans le secteur de l'énergie ". A l'inverse, le Conseil pourrait être tenu de recueillir l'avis de l'autorité sur les saisines relatives au secteur du gaz.

Par ailleurs, le droit de la régulation du marché du gaz et le droit de la concurrence, national ou communautaire, devant s'appliquer concurremment, il serait souhaitable, afin d'assurer la cohérence de la réglementation et la sécurité juridique des opérateurs, de prévoir que l'avis du Conseil de la concurrence sera recueilli sur les textes réglementaires ayant des incidences sur le fonctionnement de la concurrence, à savoir notamment sur les autorisations, sur la définition des clients éligibles, sur l'activité de grossistes et sur l'accès au réseau de transport.

En dernier lieu, s'agissant d'une activité dont la composante internationale est importante et qui a déjà fait l'objet d'une réglementation dans le droit national de plusieurs pays européens voisins de la France, il serait souhaitable que la transposition de la directive gaz soit effectuée dans le respect des délais, pour garantir aux opérateurs français une sécurité juridique à défaut de laquelle ils ne pourront pas se préparer dans des conditions satisfaisantes à l'ouverture du marché.

Délibéré, sur le rapport de Mme Luc, par Mme Hagelsteen, présidente, Mme Pasturel, vice-présidente, M. Cortesse, vice-président, Mme Flüry-Herard, MM. Bidaud, Ripotot, Robin et Sloan, membres.

Le rapporteur général,

Patrick Hubert

La présidente,

Marie-Dominique Hagelsteen