



*Le Président*

**RAPPORT D'ETAPE  
SUR L'OUVERTURE  
DU MARCHE GAZIER FRANCAIS**

*15 janvier 2002*

## Sommaire

---

	<b>Pages</b>
<b>1. Synthèse et recommandations</b>	<b>5</b>
<b>2. Introduction</b>	<b>10</b>
<b>3. Situation et perspectives de la concurrence dans l'offre de gaz en Europe</b>	<b>11</b>
3.1. Spécificités du marché du gaz	11
3.2. Problématique de la concurrence dans l'offre de gaz	12
3.2.1. Stratégie des acteurs en présence : concurrence ou partenariat ?	13
3.2.2. Voies d'une possible concurrence	17
3.3. Etat de l'ouverture du marché gazier européen à fin 2001	20
<b>4. Premier retour d'expérience sur les conditions d'ouverture du marché français</b>	<b>23</b>
4.1. Tarification	23
4.2. Conditions d'accès aux terminaux méthaniers	28
4.3. Conditions contractuelles de mise en œuvre de l'ATR ( <i>transport et livraison</i> )	28
4.4. Prestations auxiliaires de l'ATR ( <i>modulation/équilibre – conversion</i> )	28
<b>5. Tarification de l'accès au réseau de transport de gaz et aux installations de gaz naturel liquéfié</b>	<b>30</b>
5.1. Rappel des conclusions du rapport de mission adressé au Gouvernement le 30 avril 2001	30
5.2. Point des travaux et recommandations sur l'évolution des barèmes d'accès	31
5.2.1. Processus d'élaboration des barèmes	31
5.2.2. Structure des tarifs	32
5.2.2.1. Etude d'un modèle tarifaire nodal sur le réseau de Gaz de France	33

5.2.2.2. Etude d'un modèle tarifaire simplifié	38
5.2.3. Valeur du capital à rémunérer	43
5.2.4. Détermination des charges tarifaires	46
5.2.5. Conditions d'accès aux terminaux méthaniers	51
<b>6. Modalités de mise en œuvre de l'ATR</b>	<b>52</b>
6.1. Contrats de transport et de raccordement	52
6.1.1. Problématique des contrats d'ATR	52
6.1.2. Transport du gaz (contrat d'acheminement ou de transport)	54
6.1.3. Livraison du gaz (contrat de raccordement)	55
6.1.4. Recommandations et conclusions	57
6.2. Prestations auxiliaires liées à l'ATR	58
6.2.1. Modulation/Equilibrage	58
6.2.2. Conversion Gaz H-Gaz B	60
6.2.3. Recommandations et conclusions	60
6.3. Traitement des congestions et des refus d'ATR	61
6.3.1. Problématique générale	61
6.3.2. Critères d'attribution des capacités et traitement des éventuels refus d'accès	62
6.3.3. Recommandations et conclusions	63
<b>7. Dissociation comptable des activités des opérateurs gaziers</b>	<b>64</b>
7.1. Cadre juridique	64
7.1.1 Cadre juridique Communautaire	64
7.1.2 Projet de transposition en droit interne de la directive communautaire	64

7.2. Schémas de dissociation comptable des opérateurs gaziers	65
7.2.1 Gaz de France	65
7.2.2 Compagnie Française du Méthane	66
7.2.3 Gaz du Sud Ouest	68
7.2.4 TotalFinaElf	69
7.3. Recommandations et conclusions	70

## **Annexes**

**72**

**Annexe 1** : Lettre de Mission du 9 juillet 2001

**Annexe 2** : Analyse détaillée des nouveaux barèmes provisoires de GDF et CFM

**Annexe 3** : Offre d'accès des tiers aux terminaux méthaniers

**Annexe 4** : Compatibilité d'une tarification nodale avec la présence de trois  
Opérateurs de transport : GDF, CFM et GSO

**Annexe 5** : Contrat-type d'acheminement GDF

**Annexe 6** : Contrat-type de raccordement GDF

## 1. Synthèse et recommandations

Le présent rapport fait suite à celui qui a été demandé le 3 août 2000 par le Ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie ainsi que par le Secrétaire d'Etat à l'Industrie et remis le 30 avril 2001.

Dans une nouvelle lettre de mission, en date du 9 juillet 2001 (cf. annexe 1), les Ministres ont demandé de poursuivre l'analyse des évolutions souhaitables de la tarification du transport du gaz et d'examiner également un ensemble de questions relatives à l'ouverture à la concurrence sur le marché français.

Le présent rapport d'étape, rédigé après une consultation des parties prenantes au cours du deuxième semestre 2001, permet de présenter l'ouverture du marché français depuis août 2000 et de formuler des premières recommandations sur l'ensemble des sujets faisant l'objet de la lettre de mission.

Le taux d'ouverture réel, exprimé en pourcentage de la consommation de la clientèle ayant changé de fournisseurs par rapport aux consommations éligibles totales, est, au début 2002, de 17 % du marché ouvert à la concurrence, soit environ 4 % du marché national, toutes utilisations confondues.

Ce taux de 4 % reste faible, même s'il est comparable à ceux constatés dans la plupart des autres pays européens, lorsqu'on exclut l'alimentation des centrales électriques, généralement transférée des opérateurs gaziers historiques aux opérateurs électriques historiques. Il traduit la difficulté structurelle de l'ouverture des marchés gaziers, déjà signalée dans le précédent rapport, liée à la dépendance de l'offre de gaz à des sources extérieures à l'Union Européenne (U.E.) et à la persistance des contrats de fourniture à long terme «take or pay», avec des prix rendus égaux, quelle que soit la destination, et interdiction de revente sur le parcours.

Des modalités spécifiques de mise en œuvre de l'ouverture des réseaux gaziers français pénalisent, également, les consommateurs éligibles :

- les barèmes mis en place par les opérateurs, en août 2000, de type «point à point, à la distance» entraînent des coûts de transport dissuasifs, au-delà d'une certaine distance des points d'injection contractuels du gaz, à la frontière. Dans la mesure où les points d'injection accessibles, en pratique, aux nouveaux intervenants sont situés au nord, on constate que les sites ayant changé de fournisseurs sont tous situés dans la moitié nord de la France, à l'exception des clients éligibles de la zone CFM acquis par GDF Négoce, dans le cadre des contrats multi-sites ;
- en n'autorisant pas les intervenants à souscrire, dans le cadre de l'accès des tiers aux réseaux (ATR), des capacités de transport pour des durées infra-annuelles et à procéder à des échanges de volumes de capacités et de modulation aux principaux nœuds du réseau, les opérateurs rendent, en pratique, impossible la création de marchés secondaires (ou *hubs*) en France. De tels marchés sont, au contraire, en plein développement dans le reste de l'Europe et permettent aux nouveaux fournisseurs de disposer d'outils commerciaux pour une gestion optimisée d'un portefeuille de sites diversifiés, tant géographiquement qu'en importance des consommations ;

- la lourdeur des modalités contractuelles d'accès aux réseaux est de nature à décourager les initiatives des clients éligibles de moindre importance. A cet égard, on constate que la consommation moyenne de ceux qui ont bénéficié de l'ouverture du marché est de 1,25 TWh par site, soit plus de quatre fois le seuil actuel d'éligibilité, ce qui fait apparaître que le bénéfice de l'ouverture du marché est limité aux très gros consommateurs de gaz. L'abaissement du seuil d'éligibilité à 0,16 TWh en 2003 risque donc de ne pas conduire à une évolution sensible de l'ouverture du marché si les modalités qui précèdent ne sont pas corrigées ;
- l'ATR est aujourd'hui appliqué en France par les opérateurs historiques d'une part, aux clients éligibles ayant changé de fournisseur (4 % du marché) et d'autre part, aux entités négoce des opérateurs historiques pour approvisionner l'ensemble de leur clientèle non éligible (80 % du marché) et de la clientèle éligible conservée (16 % du marché). En n'identifiant pas, dans la facturation aux clients éligibles conservés, la part afférente au transport (suivant les barèmes d'ATR publiés) et celle représentative du prix du gaz importé, les opérateurs historiques conservent la faculté de pratiquer des rabais sur les tarifs intégrés de fourniture, alors qu'une concurrence équitable ne devrait porter que sur le seul prix d'importation du gaz.

S'agissant, en premier lieu, de la tarification du transport du gaz, le rapport examine à la fois la structure des barèmes et leurs niveaux :

- il confirme l'intérêt théorique du modèle « nodal » ou « entrée/sortie » découlant des travaux du groupe « Bergougnoux », mais fait apparaître que ce modèle repose sur des choix de scénarios de fonctionnement des réseaux - et de leur pondération - comportant une part notable d'arbitraire. C'est pourquoi il suggère de poursuivre l'analyse critique de la faisabilité de la mise en œuvre d'un tel tarif en France ;
- il conforte la pertinence d'une méthodologie simplifiée de calcul des structures tarifaires, produisant les mêmes effets d'atténuation du facteur distance que le modèle théorique. Il relève, à cet égard, que les nouveaux barèmes d'ATR de GDF et CFM, dont la mise en application est prévue à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2002, constituent un premier pas positif – mais bien trop limité - en vue de l'extension à la moitié sud de la France du bénéfice effectif de l'éligibilité. Ces nouveaux barèmes laissent, en effet, subsister une distorsion importante (0,036 c €/kWh, soit 55 % du coût moyen d'acheminement) entre GDF Négoce et un fournisseur n'ayant accès qu'à un seul point d'entrée sur le réseau, au Nord de la France. Le rapport détermine donc les paramètres essentiels d'une structure tarifaire cible permettant de corriger les distorsions résiduelles entre les nouveaux entrants et les fournisseurs historiques, tout en assurant les conditions d'une perception autonome des recettes tarifaires pour chacun des opérateurs de transport ;
- il examine la problématique des niveaux tarifaires, en relevant que la méthodologie retenue par les opérateurs français est comparable à celle des autres grands opérateurs européens dans la mesure où ils retiennent, en particulier, une approche fondée sur la valeur économique des actifs de réseau. A cet égard, la loi de finances rectificative pour 2001 a prévu qu'une commission spéciale arrêtera la valeur de cession des réseaux aux opérateurs gaziers ; cette valeur sera naturellement incontournable pour déterminer l'assiette des capitaux à rémunérer. Enfin, la question du taux de rémunération des actifs est identifiée comme point de discussion, les opérateurs ayant retenu en France un taux de 8 % en valeur réelle avant impôt, des taux de 6 à 8% étant constatés dans d'autres pays européens.

S'agissant, en second lieu, de l'établissement de conditions globalement plus favorables à l'émergence en France d'un marché gazier accessible au plus grand nombre de clients éligibles, le rapport met en évidence les principaux axes de progrès suivants :

- l'opportunité, tant au plan de la souplesse dans l'accès au réseau que de l'optimisation économique de son utilisation, de l'élargissement à des périodes infra-annuelles de la durée des engagements de souscription, comme cela est déjà le cas au Royaume-Uni, en Allemagne et aux Pays-Bas ;
- l'extension à chacun des six points de modulation du réseau national des possibilités d'échange de gaz entre les clients de l'ATR. Ainsi, pourraient être créées en France les conditions permettant aux différents intervenants sur le réseau d'échanger des volumes de gaz et des capacités de transport en ces points, comme cela se pratique déjà en divers *hubs* gaziers européens (Bacton au Royaume-Uni, Zeebrugge en Belgique, Emden/Bunde en Allemagne, Baumgarten en Autriche...) et de faire participer les acteurs français à la constitution d'un marché paneuropéen du gaz au moment où se développent des marchés équivalents pour l'électricité ;
- la transparence dans l'information sur les capacités disponibles aux points d'entrée du réseau français. Il est suggéré, sur ce point, d'approfondir la réflexion avec les opérateurs gaziers, tant en ce qui concerne les capacités techniques et l'ordre de priorité des souscriptions, que les modalités d'affectation des capacités contraintes.

Le rapport rend compte, enfin, de l'état d'avancement des travaux des opérateurs gaziers en matière de dissociation comptable. Il relève qu'un schéma, initialement proposé par GDF, isolant au sein d'une « fonction investisseur » l'ensemble des éléments de haut de bilan des activités de transport, stockage et distribution, a été écarté, en faveur d'un schéma de dissociation comptable reflétant mieux les contours économiques de ces activités et leurs relations financières, tout en respectant la fluidité des cash-flows au sein de l'entreprise. Par ailleurs, un tel schéma est compatible avec l'évolution juridique de l'activité transport envisagée par le projet de nouvelle directive européenne ; son adoption évitera donc, le moment venu, un nouveau changement important des principes et systèmes comptables de GDF.

Les travaux entrepris seront poursuivis pour qu'un rapport définitif soit adressé aux Ministres, conformément aux termes de la lettre de mission. Ils viseront à accompagner les efforts des opérateurs gaziers en vue d'une ouverture maîtrisée du marché gazier français, dans la prolongation de l'évolution commencée en août 2000.

Dans ce contexte, les refus d'accès opposés par l'Espagne aux opérateurs français, GDF et TotalFinaElf (TFE), ne peuvent trouver une justification dans l'absence de réciprocité, au sens même de la directive, c'est-à-dire en termes d'accès équitable aux mêmes catégories de consommateurs dans les deux pays. Il n'en demeure pas moins que l'absence de transposition en France de la Directive 98/30/CE, plus de seize mois après son entrée en vigueur, présente des inconvénients sans cesse croissants : au plan interne, en laissant à l'initiative des opérateurs historiques un ensemble de mesures qui devraient être placées sous le contrôle du régulateur et au plan externe, en alimentant à l'étranger un ostracisme commercial vis-à-vis des opérateurs français.

A contrario, le retard pris par la France dans la transposition de la directive de 1998 pourrait être valablement utilisé en retenant, dans la future loi gazière française, certaines des dispositions du projet de deuxième directive gaz, en cours d'élaboration.

A cet égard, devraient être examinées les dispositions relatives à la filialisation des activités de réseaux de GDF (celle de TotalFinaElf étant déjà réalisée avec GSO) et, d'autre part, la mise en place d'une procédure de fixation des barèmes d'ATR facilitant la concertation entre les parties prenantes. Sur ce dernier point, il est suggéré que les tarifs d'ATR devant être soumis à l'approbation du régulateur soient élaborés par les opérateurs conformément à des principes généraux, préalablement fixés par le régulateur, dans le cadre d'une concertation avec les intéressés.

Au stade de ce rapport d'étape, les recommandations les plus importantes qui en découlent sont résumées dans l'encadré ci-dessous ; elles seront approfondies et consolidées dans le rapport définitif.

## **PRINCIPALES RECOMMANDATIONS**

### **TARIFICATION**

#### **Structure du tarif de transport**

- poursuivre l'évolution tarifaire traduite dans les nouveaux barèmes provisoires en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2002, visant à une réduction de l'effet distance ;
- valider avec les opérateurs gaziers le modèle tarifaire simplifié proposé dans le rapport pour l'élaboration d'un tarif cible devant être mis en place dès l'entrée en vigueur de la loi gazière ;

#### **Niveau du tarif de transport**

- prendre en compte les actifs immobilisés à leur valeur économique telle qu'elle sera fixée par la commission spéciale, instituée par l'article 81 de la loi de finance rectificative pour 2001 ;
- réexaminer les taux de rémunération du capital retenus par les opérateurs dans les barèmes provisoires (8 % réels avant impôt) ;
- valider le niveau des charges d'exploitation telles qu'elles ressortent, notamment de la comptabilité dissociée ;
- prendre en compte les gains de productivité dans l'évolution des tarifs ;

#### **Conditions d'accès aux installations de GNL**

- mettre en place une offre de lissage des volumes regazéifiés, qui n'empêche plus l'accès du marché français aux cargaisons spot de GNL ;

#### **Elaboration des tarifs d'ATR**

- prévoir, dans le projet de loi gazière française, l'intervention du régulateur, en concertation avec les parties prenantes, dès la fixation des principes généraux d'élaboration des tarifs en vue de faciliter l'approbation ultérieure de ceux-ci ;



## MODALITES DE MISE EN ŒUVRE DE L'ATR

### Contrat de transport

- étendre la contractualisation du transport, suivant les barèmes d'ATR publiés, à la clientèle éligible conservée par les opérateurs historiques ;
- assouplir les conditions de réservation de capacités de transport, en particulier en termes de durée (contrats infra-annuels) ;

### Modulation/Equilibrage

- autoriser les échanges de gaz, de modulation et de capacités de transport entre les expéditeurs, au droit des principaux nœuds du réseau, de manière à permettre la création de marchés secondaires comparables aux *hubs* en voie de généralisation en Europe ;

### Congestions et refus d'ATR

- donner la priorité aux renforcements des infrastructures aux points d'entrée du réseau de transport, y compris les terminaux de regazéification de GNL pour ne pas avoir à gérer des congestions permanentes qui seront autant d'obstacles à la réalisation d'un marché unique européen ;
- assurer la transparence des capacités disponibles en ces points (publication) ;
- assurer l'égalité de traitement entre les clients éligibles, qu'ils aient ou non changé de fournisseur ;

## DISSOCIATION DES ACTIVITES

- veiller à l'adoption par GDF de comptes dissociés dont les bilans retracent l'ensemble des éléments d'actifs et de passifs de chacune des activités dissociées ;
- anticiper sur la future directive gazière pour mettre en place la séparation juridique de l'activité transport et la séparation comptable de l'activité négoce de gaz naturel ;

## 2. Introduction

Le présent rapport d'étape a pour objet de rendre compte des travaux conduits dans le cadre de la mission définie par la lettre du Ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie et du Secrétaire d'Etat à l'Industrie datée du 9 juillet 2001.

Ces travaux ont été conduits en visant, d'une part, à recueillir des parties prenantes autant d'informations que possible sur l'ouverture du marché français et les conditions de son fonctionnement depuis le 10 août 2000 et, d'autre part, à approfondir avec eux et en interne l'ensemble des questions spécifiques constituant les domaines essentiels de préfiguration de la régulation gazière.

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

- les chapitres 3 et 4 présentent d'une part la problématique de la concurrence dans l'offre de gaz en Europe et ses conséquences sur l'ouverture du marché et, d'autre part, un premier retour d'expérience sur le fonctionnement du marché gazier français depuis le 10 août 2000 ;
  - les chapitres 5 à 7 présentent des synthèses partielles sur chacun des sujets énoncés par la lettre de mission :
    - une réflexion prospective et consolidée sur l'évolution de la tarification de l'ATR (chapitre 5) ;
    - une analyse critique des documents contractuels directement liés à la mise en œuvre de l'ATR, c'est-à-dire au transport et à la livraison du gaz (chapitre 6.1.) ;
    - un examen des conditions dans lesquelles sont aujourd'hui fournies des prestations auxiliaires liées à l'ATR, c'est-à-dire les prestations de modulation/équilibre et de conversion entre le gaz du Groningue et les autres gaz (chapitre 6.2.) ;
    - une réflexion sur le traitement des congestions et des refus d'ATR, même si ces contraintes n'ont pas à ce jour véritablement affecté le marché français (chapitre 6.3.) ;
    - une analyse pour chacun des opérateurs gaziers de la problématique et de l'état de la dissociation comptable de leurs activités intégrées (chapitre 7).
-

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

#### 3.1 Spécificités du marché du gaz

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

- la production de l'électricité est entièrement endogène et entre dans le champ des règles européennes en matière de concurrence. Les conditions d'un développement de la concurrence au bénéfice des consommateurs devenus libres de choisir leur fournisseur semblent remplies, dans la mesure où :
  - l'ouverture des marchés rend possibles des flux commerciaux d'électricité de réseau à réseau, que le cloisonnement historique cantonnait, pour l'essentiel, à la fourniture d'énergie de secours et à des échanges limités entre grands opérateurs, eux-mêmes organisés en monopoles intégrés ;
  - la dispersion des coûts de production, résultant de filières techniquement diversifiées, la multiplication des centres de production ainsi que la présence de surcapacités, rendent possibles des arbitrages dans le temps et l'espace européen, matérialisant un vrai marché intérieur ;
  - l'économie du transport de l'électricité conduit à généraliser des structures tarifaires indépendantes de la distance, elles-mêmes favorables à la fluidité de l'offre concurrentielle ;
  - en matière commerciale, les contrats à long terme sont peu nombreux et les décisions d'investissements (production, transport) sont liées aux perspectives de croissance intrinsèque du marché et non à la conclusion de ce type de contrats.
- il n'en est pas de même pour le gaz, pour des raisons techniques et commerciales :
  - fortement dépendant de l'offre extérieure à l'Union Européenne (à 45 % aujourd'hui, cette dépendance pourrait atteindre 60 % en 2020), l'approvisionnement implique le montage de grands projets d'infrastructures (canalisations et chaînes de GNL), dont le financement est adossé à des contrats de vente à long terme. L'impératif économique conduit à dimensionner ces équipements à hauteur des quantités contractuelles, ce qui laisse pour l'instant peu de place pour des fournitures de type «spot» en complément des flux dédiés ;
  - les contrats de vente à long terme, instruments de la politique commerciale des producteurs visant à pénétrer des marchés de plus en plus lointains, alignent les prix rendus du gaz sur ceux des produits pétroliers. Ces derniers étant largement péréqués en Europe, en raison du faible poids du coût du transport du pétrole, les producteurs de gaz sont ainsi conduits à consentir des prix du gaz, départ gisements, différents pour compenser les coûts de transport du gaz fortement croissants avec la distance. C'est ce que l'on qualifie de politique du «netback».

En contrepartie, les acheteurs ont accepté des clauses dites de « territorialité » ou de « non revente » par lesquelles ils s'engagent à ne pas commercialiser le gaz en amont de leur propre marché ;

- l'ouverture des marchés ne rend donc pas automatiquement possible le décloisonnement des marchés et l'apparition d'une concurrence « gaz-gaz ». En effet, compte tenu de ce qui précède, les grandes canalisations internationales de transit acheminant les flux dédiés de gaz hollandais, russe, norvégien et algérien vers les différents marchés européens ne peuvent pas servir de vecteur de concurrence entre les opérateurs historiques qu'elles desservent. Ainsi, par exemple, GDF ne peut-il commercialiser en Allemagne – en concurrence avec Ruhrgas ou Wingas – du gaz russe, acheté dans le cadre de ses contrats long terme avec Gazprom, en effectuant des prélèvements le long du tracé de la canalisation MEGAL, dont il est pourtant actionnaire à 43 %. De même, Enagas ne peut-il faire concurrence à GDF ou GSO avec le gaz norvégien transitant par la France, via la canalisation Lacal ;
- les interconnexions actuelles entre réseaux apparaissent, en tout état de cause, comme insuffisamment développées. Un maillage complémentaire, orienté davantage vers l'équilibrage à court et moyen termes des réseaux (cf. la canalisation Interconnector UK mise en service en 1998) reste à mettre en place ;
- le gaz étant substituable dans tous ses usages (y compris la synthèse chimique), en premier lieu par les produits pétroliers, l'alignement de son prix sur ceux du pétrole s'observe, dans une large mesure, même sur les marchés déréglementés et autosuffisants des Etats Unis et du Royaume-Uni, ce qui réduit la portée des arbitrages de zone à zone et entre énergies.

### 3.2 Problématique de la concurrence dans l'offre de gaz

Pour évaluer les possibilités et les perspectives d'un développement de la concurrence dans l'offre de gaz, il convient d'examiner :

- la capacité contributive et la stratégie des trois principales catégories d'acteurs en présence : les pétro-gaziers occidentaux, les grands fournisseurs actuels (Gazprom, Sonatrach, Statoil/GFU) et, enfin, les transporteurs/distributeurs européens ;
- les principaux canaux par lesquels peut s'établir une concurrence « gaz-gaz » sur les marchés européens ;
- les dispositions d'accompagnement susceptibles d'accroître la pression de la concurrence, qu'elles soient - ou non – prévues dans la Directive 98/30/CE.

### 3.2.1 Stratégie des acteurs en présence : concurrence ou partenariat ?

#### Les pétro-gaziers occidentaux

Avec le temps, la filière gazière européenne s'est intégrée verticalement de l'amont (production) à l'aval (transport/distribution). Ainsi, les principales sociétés de transport-commercialisation sont-elles des filiales de pétro-gaziers - à l'exception de GDF en France (40 Gm<sup>3</sup>/an), de DISTRIGAZ en Belgique (15 Gm<sup>3</sup>/an) et d'ÖMV en Autriche (7,5 Gm<sup>3</sup>/an) - et représentent environ 60 % du marché gazier global de l'Union Européenne (360 Gm<sup>3</sup>/an) (cf. tableau 1).

**Tableau 1**  
**Part des compagnies pétrogazières dans les principales sociétés de transport-commercialisation en Europe**

Pays <sup>1</sup>	Société	Actionnaires pétro-gaziers	Ventes (Gm <sup>3</sup> /an)
<b>Pays Bas</b>	GASUNIE	25 % Shell 25 % Exxon	63
<b>Allemagne</b>	RUHRGAS	25,6 % E.ON <sup>(*)</sup> 14,9 % Shell 14,9 % Exxon 6,4 % Mobil	54
	THYSSENGAS	25 % Shell	13,5
	BEB	50 % Exxon	9
<b>Italie</b>	SNAM <sup>(**)</sup>	ENI	63
<b>Espagne</b>	ENAGAS	45,3 % Repsol	13,5
<b>France</b>	GSO	70 % TotalFinaElf	3,6
	CFM	45 % TotalFinaElf	9

(\*) : Le conglomérat allemand E.ON, acteur majeur dans le domaine de l'électricité, se désengage de ses activités pétrolières et cherche à prendre le contrôle de Ruhrgas ; à ce titre, E.ON a déjà acquis l'ancienne part de BP. La prise de contrôle, qui reste soumise à l'avis de l'Office Fédéral des Cartels s'effectuerait par l'achat d'autres participations.

(\*\*) : SNAM a été séparée en trois entreprises, respectivement pour le transport (Snam Rete Gas) le stockage et la fourniture. Snam Rete Gas a été introduit en bourse fin novembre 2001 ; l'activité de stockage fera légalement l'objet d'une introduction en bourse, celle de fourniture étant conservée par ENI et étant adossée à ses activités de production.

(1) : Le Royaume-Uni n'apparaît pas dans le tableau ci-dessous dans la mesure où une scission complète entre les actifs amont et aval du groupe BG plc est intervenue en octobre 2000. Les actifs de transport (Transco) ont en effet été transférés à une holding « Lattice Group plc » cotée en bourse et indépendante de BG plc, ce dernier conservant les actifs amont et de négoce.

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

Ce sont également les grandes compagnies pétrolières déjà intégrées dans l'aval gazier européen qui se trouvent être les mieux placées pour promouvoir les nouveaux projets gaziers dont dépendent la sécurité et la diversification des approvisionnements du continent :

- Shell est l'opérateur des projets NLNG au Nigéria (14 Gm<sup>3</sup> en 2002 vers l'Europe) et Oman LNG (7 Gm<sup>3</sup> vers le Japon) ;
- BP-Amoco et Repsol sont, avec BG, les principaux actionnaires de l'usine Atlantic LNG à Trinidad (15 Gm<sup>3</sup> en 2002 dont 7 vers l'Espagne) ;
- TotalFinaElf et Mobil sont actionnaires de Qatargas ; TotalFinaElf et BP d'Abu Dhabi LNG.

A plus long terme, ces compagnies qui, dans la décennie 90, ont acquis des domaines miniers au Moyen Orient et dans le secteur de la mer Caspienne, pourraient jouer un rôle essentiel dans le montage des nouveaux projets d'exportation vers l'Europe, à partir d'Iran (TotalFinaElf et Agip sur South Pars), d'Azerbaïdjan (TotalFinaElf, BP et Agip sur Shah Deniz)...

Une logique appuyée sur une longue pratique impose, encore aujourd'hui, à ce type de projet de rester adossé à des contrats «take or pay» de long terme. En effet, d'une part, l'obtention du financement de la participation généralement détenue par les Etats producteurs ou leur société nationale (dans le cadre des concessions ou des contrats de partage de production) n'est possible qu'en regard de la signature de grands acheteurs institutionnels ; d'autre part, l'importance des infrastructures à construire pour chacun des nouveaux contrats (en particulier les terminaux de GNL) implique également une garantie de fourniture à long terme.

Même si, sur d'autres marchés mondiaux, à commencer par celui du pétrole, les garanties qu'offrent les contrats de très long terme ont été abandonnées, on peut s'attendre à ce que les pétro-gaziers occidentaux trouvent des arguments solides pour imposer au marché le maintien de contrats à long terme, au bénéfice, en premier lieu, des opérateurs de négoce issus de leurs filiales intégrées actuelles, d'autant plus qu'ils n'ont pas de raison de chercher à déstructurer le marché à partir de leurs propres ressources.

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

Quant aux productions européennes des compagnies pétro-gazières non intégrées, elles sont modestes et, à l'évidence, insuffisantes pour engendrer une concurrence significative. Ainsi, les six principales compagnies non intégrées productrices en Europe (Conoco, Phillips, Arco, Enterprise, Amerada et Texaco, dont deux seulement sont actionnaires d'Interconnector UK) ne représentent que 8,3 % de la production gazière européenne.

### *Les grands producteurs en dehors de l'Union Européenne*

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

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

Gazprom, tout d'abord, avec 33 Tm<sup>3</sup> de réserves, soit 23 % des réserves mondiales, ambitionne de quasiment doubler son potentiel d'exportation vers l'Europe occidentale (200Gm<sup>3</sup> /an à l'objectif 2020). Les besoins de financement pour couvrir un tel programme sont hors de ses moyens (6 à 8 milliards \$/an), tant pour le développement des champs que pour les canalisations (dont le Yamal-Europe).

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

- Shell pour une série de projets d'exploration, de production et de transport de gaz et de production d'électricité (1997) ;
- ENI, pour le développement des gisements de la région d'Astrakan (1998) ainsi que pour la construction de la conduite «Blue Stream» à travers la Mer Noire pour approvisionner la Turquie (16 Gm<sup>3</sup>/an) ;
- GDF, Ruhrgas, Wintershall et SNAM pour la construction du tronçon du Yamal-Europe devant contourner l'Ukraine (2000). Dans sa phase initiale, ce gazoduc aurait une capacité de 20 Gm<sup>3</sup>/an, devant être portée à 60 Gm<sup>3</sup>/an en phase ultime.

Il est, dans ces conditions, vraisemblable que Gazprom restera enclin à commercialiser ses ressources de gaz à travers les entités aval de ses grands partenaires plutôt qu'à rechercher des canaux concurrents. Aussi – et bien que son engagement dans Wingas (65 % Wintershall, 35 % Gazprom) en Allemagne et Promgas en Italie (association ENI-Gazprom pour vendre 2 Gm<sup>3</sup>/an à Edison) traduise un certain intérêt pour un accès plus direct au marché – paraît-il difficile de tirer des conclusions de portée générale de ces deux cas particuliers.

Sonatrach, en second lieu, avec 3,8 Tm<sup>3</sup> de réserves, exporte aujourd'hui environ 65 Gm<sup>3</sup>/an vers la France, l'Italie et l'Espagne, à la fois sous forme de GNL (31 Gm<sup>3</sup>/an) et par canalisation (33 Gm<sup>3</sup>/an). Elle semble également avoir choisi de poursuivre le développement de ses exportations, avec un objectif de 100 Gm<sup>3</sup>/an en 2020, par le canal de partenariats avec les pétro-gaziers et avec ses acheteurs historiques :

- en 1995, Sonatrach et BP ont créé une association pour développer les réserves de la zone d'In Salah (potentiel d'environ : 10 Gm<sup>3</sup>/an qui seraient commercialisés en association) ;

- en 2000, Sonatrach et Cepsa (TotalFinaElf 45 %) ont constitué une société pour promouvoir la construction d'une nouvelle canalisation d'exportation via l'Espagne (tracé Mostaganem-Cartagène, évitant le Maroc). D'autres partenaires (ENI, TotalFinaElf, GDF...) se sont récemment joints au projet ;
- en juin 2000, GDF et Sonatrach ont conclu un accord de coopération prévoyant, notamment, la création d'une entité commune pour commercialiser 1 Gm<sup>3</sup>/an de GNL supplémentaire en Europe ;
- début 2001, GDF s'est associé avec Sonatrach et Petronas pour l'exploration et le développement du bassin gazier d'Ahnet, au sud d'In Salah. Le potentiel de la zone est estimé à 140 Gm<sup>3</sup> de réserves – soit environ 7 Gm<sup>3</sup>/an sur 20 ans – et la participation de GDF est de 25 %.

Statoil, enfin, semble désireux de poursuivre la montée en régime des exportations norvégiennes (44 Gm<sup>3</sup> en 1999 devant passer à 70 Gm<sup>3</sup> en 2020), en recherchant une coopération avec ses grands partenaires historiques européens :

- Statoil serait intéressé par une prise de participation dans le capital de GDF, le moment venu ;
- en 2000, GDF a acquis de Statoil une participation de 12 % dans le gisement de Njord et de 20 % dans le champ gazier de Snohvit (plus de 200 Gm<sup>3</sup> de réserves).

Par ailleurs, le rôle joué par Statoil au sein du Comité de commercialisation du gaz à l'exportation (GFU) montre bien son attachement au mode « traditionnel » de gestion et de valorisation des ressources gazières norvégiennes.

#### *Les transporteurs-distributeur européens*

Jusqu'à un passé récent, les transporteurs distributeurs européens relevaient de deux catégories d'acteurs :

- les filiales des pétro-gaziers (Gasunie, Ruhrgas, SNAM, GSO, Enagas...). Etant intégrés sur l'ensemble de la chaîne de valeur du gaz, leurs actionnaires pourraient se résoudre à voir ces filiales évoluer vers une scission de leurs activités, ce que la première directive n'impose pas, mais que certaines législations nationales ont prévu (Italie, Espagne) :
  - fortement régulée et soumise à une rentabilité normée, l'activité logistique serait séparée, ouverte à des tiers, voire cotée en Bourse (cas de Transco, SNAM et Enagas). L'introduction en Bourse représente, pour l'actionnaire historique, une certaine protection au regard des pressions économiques exercées par les régulateurs ;
  - plus stratégique et proche de leurs intérêts dans l'amont, l'activité approvisionnement et fourniture serait progressivement transférée aux actionnaires pétro-gaziers.
- les opérateurs de transport/distribution non adossés à des pétro-gaziers (GDF, ÖMV), apparaissant comme relativement isolés et vulnérables, se sont engagés dans deux voies distinctes: acquérir directement des réserves (cas de GDF, notamment en Mer du Nord auprès de TotalFinaElf et de Statoil), ouvrir leur capital à un ou plusieurs pétro-gaziers en vue de conforter leur position stratégique et financière.



Depuis quelques années, on voit apparaître une nouvelle catégorie d'acteurs. Il s'agit d'opérateurs électriques désireux d'intervenir également sur le marché gazier, soit par croissance interne (développement des filières à cycle combiné à gaz et des cogénérations), soit par croissance externe (acquisition de participations dans les sociétés de transport-distribution en Europe). On note également l'apparition d'opérateurs mixtes gaz-électricité filiales de pétro-gaziers européens. C'est le cas notamment de Shell, BP, TFE, ENI... Ces nouveaux acteurs sont intéressés par la possibilité qu'ils ont de mettre en œuvre les stratégies suivantes :

- arbitrage gaz-électricité débouchant sur le trading de ces deux énergies. Cette première possibilité n'est, pour l'instant, mise en œuvre que par des opérateurs britanniques (gaz de la Mer du Nord), italiens et espagnols (accès aux ressources de long terme des opérateurs historiques dans le cadre de programmes de rétrocession de gaz) ;
- capacité à proposer des engagements de moyen-long terme, à la fois massifs et réguliers, pour l'achat du gaz et à conclure de tels engagements directement avec les producteurs sans passer par les opérateurs historiques. Ils peuvent, de la sorte, en offrant aux producteurs la couverture du risque volume qui était précédemment offerte par les contrats «take or pay», négocier des contrats d'achat de gaz et de GNL dans de bonnes conditions. C'est notamment le cas en Italie avec l'achat par Edison de 2 Gm<sup>3</sup>/an de gaz russe et d'Enel avec l'achat de 3,5 Gm<sup>3</sup>/an de gaz nigérian.

S'agissant de cette nouvelle catégorie d'acteurs, il est encore trop tôt pour estimer quelle pourrait être leur contribution à la diversification des approvisionnements et au fonctionnement des marchés de court terme. Cependant, les perspectives très ambitieuses de croissance de la production d'électricité au gaz en Europe permettent de penser qu'ils joueront un rôle positif dans l'ouverture des marchés en Europe.

### *3.2.2 Les voies d'une possible concurrence*

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

- la mise sur le marché des «liquidités» de gaz et leur circulation entre les «hubs gaziers», à l'image de ce que l'on observe aujourd'hui entre Bacton et Zeebrugge ;
- l'importation, via les terminaux méthaniers, de cargaisons «spot» de GNL, un marché significatif étant apparu depuis quelques années, en provenance des usines de liquéfaction existantes et en développement ;
- des mesures de limitation des parts de marché des opérateurs historiques.

### *Les « liquidités » gazières européennes*

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

- de la plus ou moins grande volonté des opérateurs de susciter une dynamique de la concurrence, qu'il s'agisse des producteurs, en mettant en œuvre les flexibilités dont ils disposent dans l'exploitation des installations de production de Mer du Nord ou des transporteurs/distributeurs, en jouant sur les souplesses dont ils bénéficient en matière d'enlèvements dans les contrats « take or pay » ;
- des arbitrages gaz/électricité exercés par les opérateurs des centrales à cycle combiné et des cogénérations.

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

Par ailleurs, d'autres transactions spot se développent, notamment en Allemagne (Bunde).

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

- l'impératif de fluidité de la circulation de ces disponibilités aléatoires dans les réseaux commande l'introduction d'une certaine souplesse dans les réservations de capacité (durée des engagements inférieure à un an, interruptibilité), un marché secondaire des capacités ne pouvant apparaître qu'après plusieurs années d'ouverture du marché ;
- l'impératif de compétitivité avec les fournitures programmées des opérateurs historiques impose que les charges tarifaires de transport de ces liquidités de court terme n'excèdent pas sensiblement les coûts réels entraînés par des prestations de cette nature.

### *Les livraisons « spot » de GNL*

Les grandes usines de GNL (20 % environ du commerce mondial de gaz naturel) disposent, en plus de leurs productions dédiées aux acheteurs de long terme, de capacités excédentaires, plus aléatoires, qui peuvent être mises sur le marché. Si l'on considère les usines susceptibles d'approvisionner l'Europe (deux en Algérie, une au Nigeria, une à Trinidad, une au Qatar, une en Oman et une en Abu Dhabi), représentant une capacité totale de production de 70 Gm<sup>3</sup>/an, c'est au minimum 20 à 30 cargaisons « spot » de GNL susceptibles d'être mises sur le marché chaque année (2 à 3 Gm<sup>3</sup>/an), sous réserve de la disponibilité en navires méthaniers. En 2000, le volume des cargaisons « spot » de GNL livrées en Europe s'est élevé à 2,5 Gm<sup>3</sup>.

Divers acteurs (CEPSA, GDF, SNAM) sont déjà actifs sur ce créneau ; des négociants (CMS et DUKE ENERGY) tentent, par ailleurs, d'organiser cette activité de manière plus efficace (livraisons de cargaisons fractionnées).

Ainsi, l'enjeu d'un accès transparent aux onze terminaux méthaniers européens : Italie (1), Espagne (3 + 1 en construction), Portugal (1 en projet), France (2), Belgique (1), Grèce (1), Turquie (1) apparaît-il comme d'une réelle importance pour le développement d'une offre plus concurrentielle. Le développement de nouveaux terminaux (projet TotalFinaElf au Verdon, projet Edison/Mobil en Italie) et le renforcement des capacités existantes (terminal GDF de Fos) pourraient contribuer à libérer des capacités d'accès au marché « spot » du GNL.

Toutefois, le GNL étant un marché mondial, les importateurs européens susceptibles d'acquérir des disponibilités « spot » sont en concurrence avec ceux des Etats-Unis. La crise des approvisionnements gaziers, révélée l'an dernier, incite les opérateurs américains à rouvrir d'anciens terminaux de GNL et à en construire de nouveaux. Cet attrait du marché américain pour les producteurs de GNL est, à court terme, renforcé par une différence de prix d'environ 20 à 25 % en faveur de ce marché.

#### *Les mesures de limitation des parts de marché des opérateurs historiques*

Ces mesures ont été mises en œuvre en Grande Bretagne au cours de la décennie 90, British Gas s'étant vu imposer l'obligation de rétrocéder 10 % de tous les volumes achetés dans le cadre des contrats « take or pay » (release gas).

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

- rétrocession de 25 % (2002) à 39 % (2010) des volumes contractés à l'importation par SNAM ;
- rétrocession, de 2001 à 2004, par Enagas de 25 % des importations de gaz algérien par le Maghreb-Europe.

Ces dispositions vont permettre à d'autres opérateurs gaziers (notamment GDF, qui vient d'acquérir 2 Gm<sup>3</sup>/an de gaz libyen d'origine AGIP) d'intervenir commercialement beaucoup plus rapidement qu'ils n'auraient pu le faire s'ils avaient dû attendre qu'apparaisse un « creux » dans le bilan des approvisionnements de ces marchés. On peut en attendre une concurrence entre fournisseurs, bien que limitée au niveau des marges de négoce.

Toutefois, l'exemple des conditions dans lesquelles s'effectuent les opérations de rétrocession de gaz en Italie et en Espagne montre bien les limites d'un tel dispositif qui présente le caractère d'une répartition, le volume global des ressources long terme étant inchangé. Ainsi, en Espagne, au terme du premier appel d'offres pour la rétrocession de gaz algérien, 73 % des volumes ont été affectés aux producteurs historiques d'électricité (Iberdrola, Endesa, Union Fenosa<sup>(2)</sup>, Hidrocanabrico) en substitution aux anciens contrats liant ces entreprises à Enagas. Les autres bénéficiaires de la rétrocession, BP et Shell n'ont, de ce fait, eu accès qu'à 27 % des ressources transférées par Enagas pour le marché ouvert. Dans le cas de l'Italie, il est probable que les opérateurs électriques (Enel et Edison) seront les principaux bénéficiaires de ces transferts, en substitution à des fournitures précédemment assurées par SNAM.

Dans le cas de la France, de telles rétrocessions permettraient d'introduire de nouveaux fournisseurs et d'obtenir pour Gaz de France des contreparties commerciales sur d'autres marchés européens. C'est pourquoi il serait intéressant d'orienter GDF vers des échanges de droits contractuels avec des opérateurs étrangers, ce qui permettrait à la fois d'augmenter la concurrence et d'assurer la réciprocité au bénéfice de GDF. La puissance publique en a le moyen, dans le cadre de la procédure d'approbation des contrats d'importation à long terme de GDF et de leur renouvellement.

### 3.3. Etat de l'ouverture du marché gazier européen à fin 2001

En l'absence de loi de transposition de la directive européenne 98/30/CE relative à l'ouverture du marché du gaz naturel, le marché gazier français est ouvert à la concurrence au niveau du seuil minimum de 20 % du marché global fixé dans cette directive.

Du fait de l'application directe de ce texte, les opérateurs gaziers ont fixé, dès le 2 août 2000, le seuil d'éligibilité au niveau d'une consommation minimale de 25 millions de m<sup>3</sup> (Mm<sup>3</sup>) par an pour les usagers finals du gaz (industriels sur les réseaux de grand transport et de distribution, distributeurs à hauteur des volumes correspondant à leurs propres clients éligibles). Ce seuil d'éligibilité garantit effectivement une ouverture du marché français à hauteur de 20 %, soit environ 88 TWh en 2000.

S'agissant de la clientèle industrielle, ce seuil correspond également à celui retenu, pour la période 2000-2003, dans le projet de loi de transposition de la directive gazière, approuvée par le Conseil des Ministres le 17 mai 2000, qui prévoit, par ailleurs, l'éligibilité directe des distributeurs au-delà du même seuil d'enlèvement annuel.

A la date de rédaction du présent rapport, quatorze sites industriels français ont changé de fournisseur. Ils représentent 17,5 TWh de consommation annuelle, soit 16,8 % du marché éligible total et 3,6 % du marché français global.

Cette ouverture résulte de l'entrée de nouveaux fournisseurs intervenant dans le cadre de l'ATR (TFE, BP, Distrigaz *via* le réseau GDF et de GDF Négoces *via* le réseau CFM).

---

<sup>(2)</sup> : Union Fenosa utilise également le gaz pour la synthèse chimique.

On notera que les sites industriels ayant fait appel à un nouveau fournisseur depuis le 10 août 2000 sont tous situés dans la partie Nord de la France ; cette constatation est imputable à la structure des barèmes provisoires en vigueur qui pénalise excessivement la distance de transport, alors même que les ressources actuellement accessibles aux nouveaux opérateurs sont situées en Europe du Nord, principalement aux *hubs* de Bacton et Zeebrugge et font l'objet d'une importation *via* Taisnières.

La Commission Européenne a récemment élaboré une étude résumant, selon elle, l'état de l'ouverture réelle du marché gazier dans l'Union Européenne. Le tableau 2 rapproche les taux d'ouverture déclarés et réels pour les principaux pays européens en septembre 2001, le taux d'ouverture réel porté dans le tableau étant le pourcentage du volume total des ventes de gaz, dans chaque pays, ayant fait l'objet d'un transport dans le cadre de l'ATR.

**Tableau 2**  
**Taux d'ouverture déclaré et taux d'ouverture réel**  
**pour les principaux pays européens en septembre 2001**

En %	Taux d'ouverture Déclaré	Taux d'ouverture réelle	Part des gros consommateurs industriels et centrales électriques ayant changé de fournisseur
Allemagne	100	2	<5
Autriche	49	<5	<5
Belgique	59	<2	<5
Danemark	30	0	0
Espagne	72	7	5-10
France	20	3	10-20
Irlande	75	>50	>50
Italie	96	16	10-20
Luxembourg	51	0	0
Pays-Bas	45	17	>30
Royaume-Uni	100	100 <sup>3</sup>	90
Suède	47	0	<5

Source : DG TREN/CE

Certaines constatations faites sur le marché complet, qualitativement, cette intercomparaison :

- en dehors de la France, du Royaume-Uni, de la Belgique et des Pays-Bas, l'accès des nouveaux entrants est, en pratique, extrêmement restrictif, notamment en Allemagne et en Espagne, surtout pour les non-nationaux du pays où est demandé l'accès ;

<sup>(3)</sup>: Le Royaume-Uni est le seul pays où le transporteur est totalement séparé patrimoniallement du fournisseur et dans ces conditions, tout le gaz est transporté sous les conditions de l'ATR.

- outre le Royaume-Uni, deux pays, l'Espagne et l'Italie, ont introduit dans leur transposition de la directive des mesures de limitation normative des parts de marché de leurs opérateurs historiques (Enagas/Gas Natural et SNAM). Dans les deux cas, elles se traduisent par la mise à disposition du marché de volumes de gaz déjà contractés sur le long terme par l'opérateur historique. Toutefois, on constate que l'essentiel de ces volumes de gaz sont transférés aux opérateurs électriques historiques locaux (Endesa et Iberdrola en Espagne, Edison et ENEL en Italie), qui étaient précédemment alimentés par les opérateurs gaziers historiques. Contrairement à ce que l'on avait constaté au Royaume-Uni dans les années 1990, ce type d'opération, qui permet d'afficher, dans le tableau 2 ci-dessus des taux d'ouverture réels plus élevés dans les pays concernés, ne peut donc pas être considéré comme participant véritablement à une ouverture concurrentielle des marchés industriels espagnol et italien.

A cet égard, il convient de rappeler que le niveau de l'ouverture du marché gazier français n'est obtenu que grâce aux changements de fournisseurs opérés par les seuls opérateurs industriels, la France n'ayant pas d'opérateurs électriques (en dehors du cas particulier des cogénérateurs) pouvant faire jouer l'éligibilité ;

- les opérateurs français ont joué la transparence dans le processus d'ATR, les barèmes d'accès et l'ensemble des dispositions contractuelles de l'ATR étant publiés sur leur site Internet<sup>(4)</sup>. Cependant, les clients éligibles conservés par les opérateurs historiques (environ 83% du marché des éligibles) continuent d'être approvisionnés dans le cadre de contrats de vente ne dissociant pas les termes de transport et de fourniture de la molécule de gaz. Cette disposition permet ainsi aux opérateurs historiques de jouer sur les deux composantes du prix final, alors que les nouveaux entrants ne peuvent jouer que sur le prix de la molécule. Ainsi, en France comme dans d'autres pays, on ne pourra véritablement parler d'ATR régulé que lorsque tous les clients éligibles feront l'objet d'une facturation du transport distincte de celle de la molécule, quel que soit leur fournisseur.

En résumé, avec un taux d'ouverture d'environ 17 % du marché des éligibles (3,6 % du marché total) au début 2002, la France ne fait pas mauvaise figure dans l'intercomparaison européenne, qui fait apparaître qu'en dehors du Royaume-Uni, de l'Irlande et des Pays-Bas, l'ouverture des marchés est encore très limitée.

A cet égard, il est légitime de s'interroger sur le bien fondé des refus d'accès opposés aux opérateurs français en Espagne, notamment GDF, au motif de l'absence de transposition formelle par la France de la directive de 1998. En effet, le principe de réciprocité posé dans la directive vise à assurer l'égalité de traitement entre les opérateurs des pays de l'Union Européenne, en faisant en sorte qu'il leur soit offert un accès aux marchés éligibles dans des conditions commerciales similaires à celles pratiquées dans leur propre pays. Sur cette base, GDF, CFM et GSO, qui offrent des conditions d'ATR à tous les opérateurs étrangers, pour l'approvisionnement des clients industriels finals de plus de 25 millions de m<sup>3</sup> (Mm<sup>3</sup>) par an, ne devraient pas se voir opposer un refus d'ATR pour la fourniture de gaz à la même catégorie de consommateurs en Espagne.

---

<sup>(4)</sup>: GDF : [www.gazdefrance.com](http://www.gazdefrance.com) ; GSO : [www.gso.fr](http://www.gso.fr) ; CFM : [www.cfm-gaz.fr](http://www.cfm-gaz.fr).

## 4. Premier retour d'expérience sur les conditions d'ouverture du marché français

Les éléments qui suivent résultent d'entretiens, en 2001, avec les parties prenantes (entités de négoce des opérateurs historiques, clients éligibles, UNIDEN, nouveaux fournisseurs et négociants).

Ce premier retour d'expérience, qui porte sur les principales conditions de l'ATR, met clairement en évidence :

- une forte convergence des commentaires des parties prenantes sur certaines difficultés découlant des conditions actuelles de l'offre d'ATR, en particulier l'effet excessivement pénalisant de la distance dans la tarification. Il permet également de définir des axes de progrès en vue de conférer une plus grande fluidité au marché ;
- l'intérêt d'une concertation permanente entre les parties prenantes en vue de faire évoluer le système de l'ATR d'une manière pragmatique et adaptée à l'évolution des besoins du marché, sans que soient remis en cause les principes généraux posés par la directive.

Les éléments essentiels résultant des discussions avec les parties prenantes sont résumés ci-dessous, en ce qui concerne les principales composantes de l'offre d'ATR et de services auxiliaires.

Il convient de remarquer qu'avec les seuils actuels d'éligibilité (consommateurs industriels de plus de 25 Mm<sup>3</sup>/an), les clients éligibles sont en totalité raccordés directement aux réseaux de transport. C'est donc la tarification du transport qui constitue l'élément économique déterminant pour ces consommateurs. Les prochains abaissments des seuils d'éligibilité (15 Mm<sup>3</sup>/an en 2003 et 5 Mm<sup>3</sup>/an en 2008) ne devraient pas changer significativement cet état de fait. Toutefois, la reconnaissance de l'éligibilité des cogénérateurs, initialement prévue dans le projet de loi du 17 mai 2000, mais non encore mise en œuvre par les opérateurs gaziers, pourrait s'exercer au bénéfice de nombreux cogénérateurs alimentés par les réseaux de distribution et justifier ce de fait une analyse critique approfondie des barèmes et conditions d'accès aux réseaux de distribution.

Au stade de ce rapport d'étape, les analyses portent uniquement sur les conditions de l'ATR pour le transport.

### 4.1. Tarification

La structure tarifaire des barèmes provisoires actuels de type « point à point, à la distance » fait l'objet de critiques unanimes de la part des utilisateurs de l'ATR.

Ceux-ci constatent en effet que, compte tenu de la localisation des ressources accessibles aux nouveaux entrants - elles ne peuvent en pratique entrer que *via* Taisnières - la tarification actuelle ferme l'accès à la clientèle éligible en dehors de la moitié nord de la France. Ils expriment donc leur soutien aux recommandations exprimées dans le rapport du 30 avril 2001 visant à une réduction de l'effet distance.

Les nouveaux entrants vivent, en effet, la situation actuelle comme une discrimination entre les « entités négoce » des opérateurs historiques qui, ayant accès à la ressource en tous les points d'entrée, peuvent minimiser leur facture globale d'ATR et les nouveaux entrants qui n'ont pour l'instant accès qu'à Taisnières. On peut rappeler que l'ampleur de cette discrimination est, en terme de coûts de transport, de l'ordre du simple au double pour l'acheminement du gaz vers un même portefeuille de clients éligibles dans l'hexagone<sup>(5)</sup>.

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

- la disparition du GFU<sup>(6)</sup>, qui devrait théoriquement apporter une concurrence à Dunkerque entre un nombre important de producteurs norvégiens de gaz, n'a pas eu d'effet sensible. En effet, préalablement à la dissolution de GFU, les anciens contrats à long terme de fourniture de gaz aux clients européens ont été prorogés et l'essentiel des disponibilités potentielles supplémentaires (devant faire passer les exportations norvégiennes de 60 à 70 Gm<sup>3</sup>/an) ont été engagées, également suivant des contrats *take or pay* à long terme. La contribution de la source Dunkerque se limite ainsi aux disponibilités entrant dans les marges de fonctionnement des installations de production (à ce jour, seul TotalFinaElf a proposé du gaz *via* ce point d'entrée) ;
- les difficultés pratiques rencontrées dans l'accès aux réseaux des opérateurs traditionnels allemands n'a pas permis de créer une offre concurrente de gaz à Obergailbach ;
- les deux terminaux de GNL de Montoir et de Fos offrent une certaine disponibilité d'accès, mais les barèmes de GDF actuellement en vigueur sont prohibitifs pour les importations de cargaisons isolées de GNL provenant du marché *spot*. De surcroît, s'agissant de Fos, le terminal ne peut accueillir que des navires de faible capacité (environ 75 000 m<sup>3</sup>) dont les seuls exemplaires en service sont aujourd'hui propriété d'une filiale de GDF.

Les parties prenantes sont donc extrêmement soucieuses de voir aboutir les recommandations exprimées dans le rapport aux Ministres du 30 avril 2001, visant notamment à prendre en compte dans le calcul de la distance tarifaire, non seulement le point d'injection contractuel, mais aussi le point d'entrée du gaz le plus proche du site de consommation du client éligible.

C'est d'ailleurs dans cette direction qu'un premier pas doit être accompli par les opérateurs GDF et CFM au 1<sup>er</sup> janvier 2002 pour la mise en place de nouveaux barèmes d'ATR dans lesquels la distance tarifaire est désormais déterminée suivant le principe ci-dessus.

---

<sup>(5)</sup> : Cf. le rapport du 30 avril 2001, paragraphe 2.1 p : 15 ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)) et tableau 4 du présent rapport.

<sup>(6)</sup> : Le GFU était un comité chargé de négocier et de conclure les contrats d'exportation de gaz norvégien. Les contrats étaient ensuite alloués à des opérateurs de production dans le cadre d'une programmation à long terme du développement des ressources. Le GFU était piloté par Statoil et Norsk Hydro/Saga.



En référence au barème provisoire de GDF en vigueur depuis le 10 août 2000, ce nouveau barème d'ATR introduit, en effet, les modifications suivantes indiquées dans le tableau 3 :

**Tableau 3**  
**Principales modifications des barèmes provisoires d'ATR de GDF**

	<b>Barème provisoire 2001</b>	<b>Barème provisoire 2002</b>
<b>Principe tarifaire</b>	« Point à point » à la distance au point d'injection (NUT)	Tarif binaire comportant un terme à la distance au point d'injection (NUT) et un terme à la distance au point source le plus proche (NZT) point source le plus proche
<b>Prix fixe d'entrée</b>	18 euros/(MWh/j)	18 euros/(MWh/j)
<b>Prix fixe de transport</b>	18 euros/NUT <sup>(7)</sup> par (MWh/j)	14,4 euros/NUT par (MWh/j)
<b>Prix fixe de sortie</b>	Néant	3,6 euros/NZT <sup>(8)</sup> par (MWh/j)
<b>Prix proportionnel de sortie</b>	0,018 euro/NUT par MWh	0,018 euro/NZT par MWh
<b>Prix proportionnel de livraison</b>	9 euros par MWh/j	18 euros par MWh/j

CFM a indiqué avoir l'intention d'appliquer une version simplifiée de ce barème puisqu'elle ne comportera que le prix fixe de transport et le prix proportionnel de livraison. Ce choix relève de deux considérations : l'une est que la quasi-totalité des points d'entrée sur le réseau de CFM est au-delà de la distance de plafonnement des zones tarifaires (9 unités de tarif), ce qui « annule » *de facto* la partie fixe et proportionnelle du prix de sortie et l'autre est le souhait d'éviter une discontinuité avec la tarification appliquée sur le réseau de GDF.

GSO a fait savoir son intention de ne pas modifier son barème provisoire au 1<sup>er</sup> janvier 2002, compte tenu de l'extension géographique limitée de sa zone de desserte et de la structure de son réseau qui n'est, en pratique, approvisionné que par deux sources, Lussagnet et Cruzy.

Ces nouveaux barèmes ont pour effet de modérer l'impact de la distance sur la charge tarifaire d'ATR, toutes choses égales par ailleurs, sans modifier les recettes tarifaires globales de GDF et CFM issues du transport. L'analyse détaillée de ces nouveaux barèmes<sup>(9)</sup> figure dans l'annexe 2.

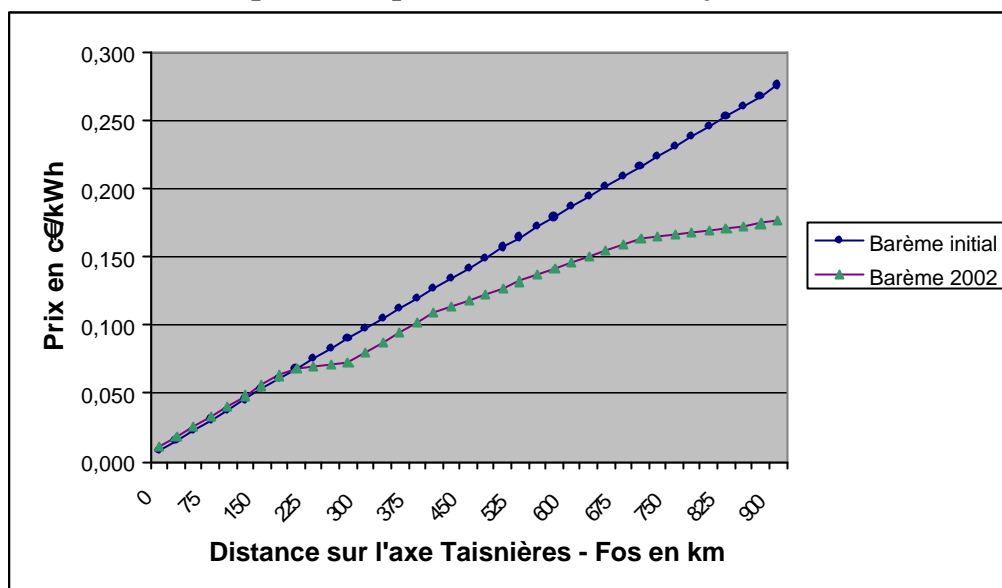
<sup>(7)</sup> : Le NUT – Nombre d'Unités Tarifaires – exprime la distance entre deux nœuds du schéma tarifaire de GDF – cf. schéma en annexe 4 -.

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

<sup>(9)</sup> : Ces nouveaux barèmes ont été mis en ligne sur le site Internet de GDF le 18 décembre 2001.

La réduction de l'effet distance est mise en évidence sur la figure 1, pour un trajet Taisnières – Région Parisienne – Fos.

**Figure 1**  
**Prix unitaire de transport sur un axe Taisnières – Fos**  
**pour un expéditeur modulé en 320 jours**



Le tableau 4 ci-dessous indique les prix de transport pour le même expéditeur, alimenté à partir de Taisnières, en différents points du réseau.

**Tableau 4**  
**Evolution du prix de transport pour un expéditeur alimenté à partir de Taisnières**  
**en modulation 320 jours**

Prix de transport, y compris prix fixe de livraison (en c€/kWh)	Barème provisoire 2001	Barème provisoire 2002	Hausse/Baisse
Zone Taisnières	0,015	0,018	+ 0,002
Ardennes	0,038	0,041	+ 0,003
Région Paris	0,075	0,078	+ 0,003
Langres	0,127	0,110	- 0,017
Lyonnais	0,201	0,154	- 0,047
Sud Est	0,276	0,177	- 0,099

Les nouveaux barèmes ont ainsi pour effet de faire baisser substantiellement la charge tarifaire d'ATR dans les zones éloignées des points d'injection du Nord de la France qui sont aujourd'hui peu accessibles aux nouveaux fournisseurs. En contrepartie, la charge d'ATR pour les clients éligibles au Nord de la Seine est très légèrement majorée. Globalement, si l'on considère l'ensemble des consommateurs éligibles industriels français, l'effet potentiel du nouveau barème serait une réduction de la charge tarifaire d'ATR de 0,023 c€/kWh soit environ – 12 % par rapport au barème provisoire en vigueur en 2001. Il faut toutefois relativiser cette remarque par le fait que l'essentiel des consommateurs éligibles des zones éloignées du nord de la France restent aujourd'hui approvisionnés par les opérateurs historiques dans le cadre de leurs contrats intégrés et ne bénéficieront donc pas, dans l'immédiat, de la baisse du tarif.

Cette évolution des barèmes entraîne également une modification des parts respectives des capacités (part fixe) et des volumes (part variable) dans la charge tarifaire des clients. Elles passent ainsi de 80/20 à 90/10 en zone GDF et de 80/20 à 100/0 dans la zone CFM, ce qui accentue l'effet du facteur « modulation » dans la charge tarifaire.

La réduction de l'effet distance diminue également la distorsion entre la charge tarifaire moyenne de GDF transport, déterminée en tenant compte de l'ensemble des points sources, et la charge tarifaire d'un nouvel entrant. Cependant, les nouveaux barèmes provisoires sont encore loin de permettre un accès non discriminatoire au réseau français car ils laissent persister une distorsion de 0,037 c€/kWh, soit 55 %, par rapport aux conditions dont bénéficie GDF Négoces, ce qui demeure excessif. La distorsion n'est ramenée à un niveau raisonnable (0,026 c€/kWh) que si l'on prend en considération un nouvel entrant ayant simultanément accès aux trois sources du Nord (Taisnières, Obergailbach et Dunkerque), ce que l'on ne constate malheureusement pas en pratique. En effet, aujourd'hui, seul TFE a été en mesure d'apporter du gaz directement via Dunkerque et aucun nouvel entrant ne s'est positionné à Obergailbach. Cette distorsion est mise en évidence dans le tableau 5.

**Tableau 5**  
**Charge tarifaire moyenne de GDF transport et d'un nouvel entrant**

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

Les éléments chiffrés de ce tableau résultent d'une simulation de scénarios de fourniture, dans les conditions suivantes :

- pour l'approvisionnement des clients éligibles, GDF Négoces a recours à chacune des cinq sources de gaz dont il dispose (Dunkerque, Taisnières, Obergailbach, Fos et Montoir), en retenant, au cas par cas, la source la plus proche de chacun des sites de consommation ;
- pour l'approvisionnement de ces mêmes clients, les « nouveaux entrants » font appel aux ressources disponibles sur les marchés du Nord de l'Europe, les points d'injection considérés étant soit exclusivement Taisnières, soit les trois sources du Nord de la France (Taisnières, Dunkerque et Obergailbach) ;
- l'échantillon de clientèle éligible retenu est réparti géographiquement sur l'ensemble du territoire français de manière homothétique à celle des consommations industrielles globales.

En résumé, si les nouveaux barèmes provisoires constituent un progrès vers une tarification moins discriminatoire, il subsiste une distorsion résiduelle importante, qui devra être supprimée au moment de la mise en œuvre de la future loi gazière transposant la directive européenne.

#### 4.2. Conditions d'accès aux terminaux méthaniers

Les clients éligibles n'envisagent pas, aujourd'hui, de faire appel directement à l'accès aux terminaux méthaniers. En effet, avec la structure tarifaire des barèmes de regazéification de GNL proposée par GDF, l'économie de ce moyen d'accès paraît réservée à d'assez gros utilisateurs (à titre d'illustration, une cargaison de GNL, telle qu'habituellement déchargée à Montoir, représente 90 Mm<sup>3</sup> gazeux, soit près de quatre fois le seuil actuel d'éligibilité). Cet accès intéresse davantage les fournisseurs traditionnels (TotalFinaElf, BP, Shell...) et les négociants (TotalFinaElf Trading, Dynegy...) qui sont en mesure de fédérer les besoins d'un ensemble de clientèle. Tous constatent néanmoins que les barèmes proposés par GDF, s'ils sont compétitifs pour des approvisionnements massifs et réguliers (2 Gm<sup>3</sup>/an), deviennent dirimants pour des livraisons *spot* (cf. annexe 3).

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

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

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

#### 4.4 Prestations auxiliaires de l'ATR (modulation/équilibre – conversion)

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

---

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

Il est apparu rapidement que le service de modulation constituait, même pour les gros consommateurs industriels utilisant le gaz d'une manière régulière, un complément indispensable de l'ATR. En effet, le contrat de modulation apporte au client éligible des souplesses dans l'usage du gaz, comparables à celles dont il bénéficiait dans le cadre des anciens contrats, tout en faisant appel à des fournitures de gaz en ruban à la frontière.

Ce service de modulation constitue un point très positif. Cependant, certaines critiques ont été exprimées par les clients éligibles et les nouveaux fournisseurs sur des modalités non financières de la prestation de modulation et il est, en particulier, demandé que :

- le service de modulation soit offert par des entités distinctes de « l'entité négoce » des opérateurs historiques afin de garantir l'absolue confidentialité du montage commercial de leurs offres de gaz vis-à-vis de leur principal concurrent ;
- les possibilités d'échange de gaz actuellement limitées aux points d'importation à la frontière soient étendues aux six points de modulation situés à l'intérieur du réseau français afin d'amorcer la création de *hubs* gaziers en France. La légitimité de cette demande apparaît forte dans la mesure où, en complément des *hubs* gaziers déjà mis en place à Bacton et Zeebrugge, se développent aujourd'hui de nouveaux marchés secondaires notamment à Emden, Zelzate, Baumgarten...
- les dates de prise d'effet des contrats d'acheminement et de modulation puissent coïncider. En effet, dans le dispositif actuel, les contrats de modulation sont obligatoirement conclus pour une période annuelle comprise entre le 1<sup>er</sup> avril d'une année et le 31 mars de l'année suivante. Les clients éligibles souhaiteraient que, sous réserve d'une rémunération adaptée, la date de démarrage des contrats de modulation soit flexible.

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

## **5. Tarification de l'accès au réseau de transport de gaz et aux installations de gaz naturel liquéfié**

### **5.1. Rappel des conclusions du rapport de mission du 30 avril 2001**

La problématique de la tarification ATR sur les réseaux de transport de gaz en France a été analysée à la fois sous l'angle théorique et pratique, à partir des barèmes provisoires déposés par les opérateurs gaziers le 10 août 2000 et de ceux des principaux opérateurs de l'Union Européenne.

Concernant les structures tarifaires, les principaux points suivants ont été mis en évidence :

- le réseau français étant approvisionné par six sources périphériques et étant assez convenablement maillé, l'exécution d'un contrat d'approvisionnement se traduit par des mouvements de gaz faisant intervenir d'autres sources que la source contractuelle ; aussi, la représentativité des coûts ne peut être assurée que par une tarification assise sur les flux physiques de gaz et non sur les seuls flux contractuels. A cet égard, la structure tarifaire « point à point, à la distance » des barèmes provisoires français n'est pas représentative des coûts, en particulier pour les nouveaux entrants n'ayant accès qu'à un nombre très limité de points sources ;
- une tarification nodale, déterminée par le calcul des coûts marginaux d'acheminement du gaz sur les différents tronçons du réseau, sur la base des flux de gaz transitant sur le réseau dans un ensemble de scénarios dimensionnants (hiver, été, crise...) est davantage représentative des coûts réels d'acheminement du gaz. Une telle tarification peut être exprimée sous la forme d'un tarif « entrée/sortie » dans lequel le terme d'entrée reflète le coût d'injection du gaz dans le réseau en ce point et le terme de sortie, le coût de desserte du point de sortie correspondant, indépendamment du point d'entrée du gaz ;
- une approximation de la tarification « entrée/sortie » peut être obtenue dans une tarification « à la distance », en introduisant dans le calcul de la distance tarifaire une moyenne pondérée des distances au point d'enlèvement du gaz au point d'injection contractuel et au point source le plus proche. La note de synthèse du rapport du 30 avril 2001 montre que ce type de tarification peut, moyennant une pondération convenable des distances, réduire fortement la distorsion tarifaire que subit un expéditeur approvisionnant, à partir d'un seul point source, un portefeuille de clientèle éligible répartie sur l'ensemble du réseau.

Le rapport du groupe de travail présidé par M. Bergougnoux et la note de synthèse concluaient à la nécessité de poursuivre les travaux sur la tarification, en complétant l'analyse des structures tarifaires dans les directions suivantes :

- voir s'il est possible d'établir une tarification nodale ou « entrée/sortie » étendue à l'ensemble du réseau français ;
- déterminer, dans une telle structure tarifaire, les modalités de perception des tarifs par chacun des opérateurs GDF, GSO et CFM, en veillant notamment à ce qu'elles ne conduisent pas à une répartition arbitraire des revenus issus de l'ATR ;

- simuler les divers schémas tarifaires simplifiés pouvant constituer une approximation satisfaisante des barèmes « entrée/sortie ».

De plus, le rapport indiquait qu'il convenait également d'analyser la problématique des niveaux tarifaires et, en particulier, la méthodologie de calcul des charges (investissements, durées d'amortissement, coût du capital, frais d'exploitation...) intervenant dans le modèle de calcul tarifaire.

Depuis le 30 avril 2001, les travaux effectués dans le cadre de la mission ont sensiblement progressé et certaines recommandations peuvent d'ores et déjà être formulées sur les questions tarifaires.

## 5.2. Point des travaux et recommandations sur l'évolution des barèmes d'accès

Les travaux conduits avec les opérateurs gaziers et l'ensemble des parties prenantes ont permis d'approfondir la réflexion sur la méthode de fixation des barèmes, ainsi que sur la structure et les niveaux des tarifs. A cet égard, le présent chapitre résume les conclusions d'environ dix huit mois de travaux qui ont notamment contribué à une première évolution des barèmes provisoires des opérateurs gaziers intervenue le 1<sup>er</sup> janvier 2002 (cf. 4.1 ci-dessus).

### 5.2.1. *Processus d'élaboration des barèmes*

La mise au point d'une tarification optimale de l'ATR sur le réseau français est une opération particulièrement complexe. Elle implique un très long travail préparatoire avec les opérateurs gaziers, portant notamment sur :

- la collecte d'informations confidentielles, techniques et économiques en vue de la modélisation d'un système tarifaire ;
- un processus itératif entre les opérateurs gaziers et le régulateur en vue d'assurer la compatibilité des structures tarifaires des trois opérateurs, de manière, entre autres, à permettre à chacun d'entre eux de percevoir directement les recettes tarifaires couvrant leurs coûts dans leur zone et, pour les clients éligibles, à ne pas se voir appliquer une discontinuité tarifaire au franchissement des interfaces de zones (le *pancaking*) ;
- une harmonisation des méthodologies conduisant au calcul des tarifs dans chacune des zones tarifaires, compte tenu des spécificités de chacune d'elles, notamment des mécanismes juridiques et contractuels régissant leur activité (cas de l'affermage en zone CFM, par exemple).

Cette complexité du processus rend nécessaire une implication précoce du régulateur. A cet égard, l'article 10 du projet de loi du 17 mai 2000 prévoyant une approbation *ex post* des barèmes déposés par les opérateurs ne conduit pas à une situation satisfaisante, même si l'on peut penser que, pour minimiser le risque de rejet des barèmes déposés, ces barèmes seront présentés au régulateur avant de lui être soumis officiellement.

De ce point de vue, le dernier projet en date du 6 novembre 2001 de la nouvelle directive européenne sur le gaz naturel contient en son article 22 des dispositions relatives à la tarification qui semblent mieux adaptées à la problématique, en prévoyant notamment les rôles suivants pour l'autorité de régulation :

- approbation préalable des méthodologies utilisées pour le calcul des tarifs de transport et de distribution ;
- pouvoir de demander certaines modifications dans les barèmes proposés par les opérateurs avant leur publication.

Dans le processus d'élaboration des tarifs, les paramètres essentiels sont les suivants :

- la structure (entrée/sortie, point à point, à la distance, timbre-poste, tarification à la distance pondérée entre les points sources...);
- la valeur du capital à rémunérer (valeur comptable, prix d'achat, valeur réévaluée) ;
- les modalités de détermination des charges tarifaires : charges de capital (investissement, amortissement, taux de rémunération, taux d'actualisation) et charges d'exploitation (base réelle et forfaitaire, annuelle ou moyennée sur plusieurs années, prise en compte des objectifs de productivité...).

### 5.2.2. Structure des tarifs

Les travaux du groupe « Bergougnoux » ont permis de dégager un certain nombre de conclusions relatives à la tarification du transport de gaz en France, notamment en ce qui concerne le choix des structures tarifaires :

- en première approximation, une tarification de type « timbre-poste » ne semble pas adaptable, actuellement, au cas français compte tenu du maillage insuffisant des réseaux et du nombre, encore trop limité, de points d'entrée du gaz dans le pays. Elle doit, néanmoins, être étudiée dans la perspective des évolutions à venir du marché et des infrastructures ;
- la tarification « point à point à la distance », telle qu'elle était en vigueur jusqu'au 31 décembre 2001 dans le cadre des barèmes provisoires d'ATR initiaux des opérateurs français, n'est pas non plus adaptée au cas français, dans la mesure où elle introduit une discrimination injustifiée entre les entités négoce des opérateurs historiques qui, disposent de l'ensemble des points sources à la frontière française et peuvent optimiser leurs réservations de capacités, alors que les nouveaux entrants n'ont accès, en pratique, qu'à un ou deux points sources situés dans le Nord de la France. Les nouveaux entrants doivent ainsi souscrire des réservations de capacités à partir de ces points, alors que les flux réels seront gérés en marginal dans le cadre de la conduite globale du réseau de transport ;



- l'application d'une tarification nodale est, en théorie, une méthode recommandable car davantage représentative des flux réels de gaz dans les réseaux et susceptible de refléter raisonnablement la « vérité des coûts », dès lors que les coûts de réservation unitaires sur les différents axes de transport auraient été convenablement déterminés. Cependant, de nombreuses difficultés pratiques sont rencontrées dans la détermination d'une tarification nodale opérationnelle, ne serait-ce que dans les choix des situations de référence relatives aux flux de gaz dans les réseaux ; ces flux étant éminemment variables dans le temps en fonction des éléments climatiques et des aléas d'approvisionnement, le tarif devrait sans doute changer en permanence pour respecter les hypothèses sous-jacentes à ce concept tarifaire ; une approximation, fatalement arbitraire, conduit à définir quelques scénarios de référence, qui doivent coïncider avec les situations dimensionnantes des principales infrastructures, pour servir de base au calcul de la structure tarifaire. En outre, en mettant en évidence des prix de réservation négatifs sur certains trajets - pour lesquels l'injection de gaz conduit à un allègement des flux dominants -, la tarification nodale peut susciter des comportements anormaux de la part des expéditeurs, consistant à réserver des capacités excédentaires dans le seul but de réduire leur facture globale de transport ;
- le réseau de grand transport français étant la juxtaposition des réseaux de trois opérateurs juridiquement et économiquement distincts, il importe que la structure tarifaire retenue permette à la fois d'assurer à chacun des opérateurs la couverture de ses coûts, conformément aux objectifs fixés par le régulateur et, dans la mesure du possible, une perception autonome des recettes tarifaires par chacun des opérateurs.

En aval de ces travaux, les études sur la structure tarifaire ont été conduites dans les directions suivantes :

- poursuite, d'une part, de l'examen d'un modèle théorique de tarification nodale couvrant, dans des hypothèses comparables, l'ensemble des réseaux de transport français et, d'autre part, de la faisabilité de la transformation du tarif nodal en un tarif « entrée/sortie » dans lequel les points d'injection du gaz (pouvant, en théorie, être l'ensemble des nœuds du réseau) sont limités aux points d'importation ;
- étude d'un modèle tarifaire simplifié visant à réduire la distorsion existant entre l'opérateur dominant et le nouvel entrant et maintenant la faculté pour chacun des opérateurs de transport d'établir une facturation autonome et indépendante.

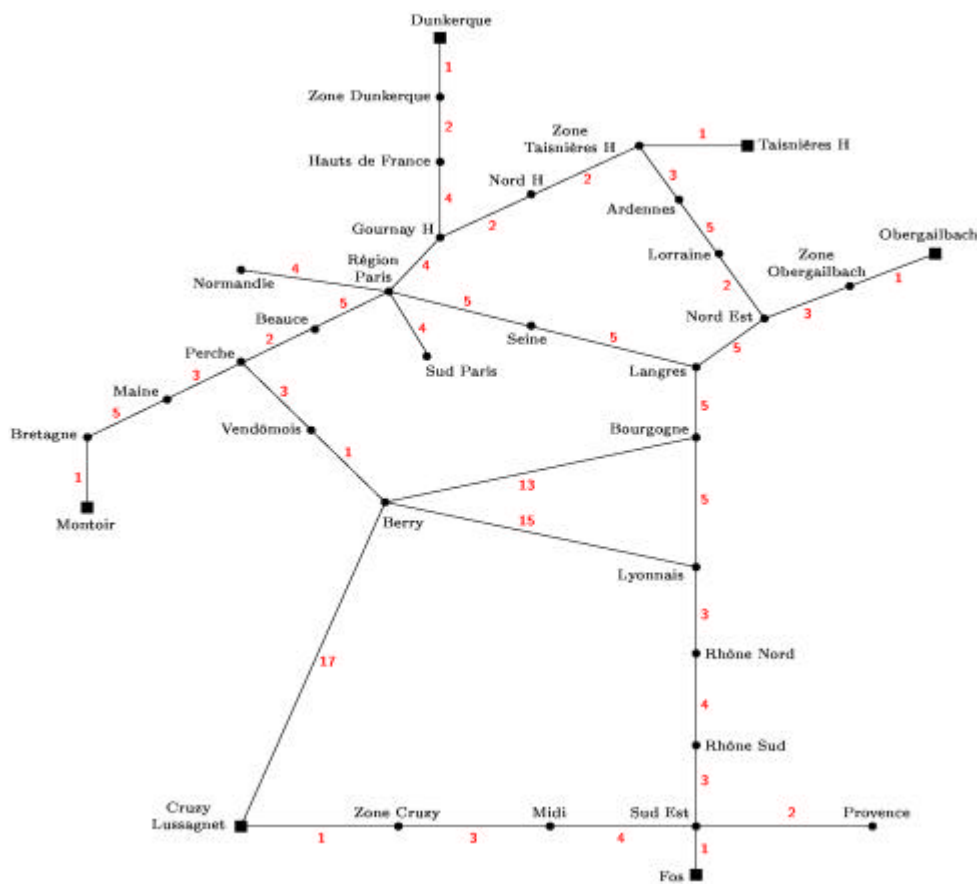
#### *5.2.2.1. Etude d'un modèle tarifaire nodal sur le réseau de Gaz de France*

La tarification nodale étudiée, ainsi que la comparaison avec la tarification à la distance, ont été examinées dans les hypothèses suivantes :

- les coûts de réservation sur chacun des tronçons sont ceux des barèmes provisoires initiaux des opérateurs gaziers exprimés en NUT (cf. figure 2 : coûts de réservation exprimés en nombre d'unités tarifaires pour l'accès au réseau GDF) ;
- la tarification est déterminée en cohérence avec des souscriptions de capacités annuelles et devrait être réexaminée si des souscriptions infra-annuelles ou saisonnalisées étaient envisagées ;

- les situations dimensionnantes du réseau sont celles retenues par GDF Négocier pour déterminer ses réservations de capacités et correspondent à l'ensemble des situations décrites dans le tableau 6 ci-dessous ;
- les calculs de la tarification nodale sont effectués de telle façon que la facture de GDF Négocier reste inchangée, que ce soit dans le barème provisoire ou dans la tarification nodale.

**Figure 2**  
**Coûts de réservation en nombre d'unités tarifaires (NUT)**



**Tableau 6**  
**Situations dimensionnantes retenues par Gaz de France Négoce**  
**pour déterminer ses réservations de capacité de transport**

Types de situations	Description
<b>Approvisionnements normaux et aléas climatiques</b>	Approvisionnements normaux. Trois situations : journée d'hiver froide, journée d'hiver moyenne, journée d'été
<b>Aléas d'approvisionnement par canalisation et aléas climatiques</b>	Aléas d'approvisionnement par canalisation pour les mêmes types de journées
<b>Aléas d'approvisionnement par GNL et aléas climatiques</b>	Aléas d'approvisionnement par GNL pour les mêmes types de journées
<b>Gestion des réservoirs</b>	Divers scénarios concernant la gestion des réservoirs souterrains
<b>Utilisation des sources</b>	Divers scénarios d'utilisation des capacités aux points sources

Ces situations dimensionnantes étant explicitées sous forme de scénarios cohérents d'injections et de prélèvements aux différents nœuds du réseau, le problème de réservation optimale relève des techniques classiques de la programmation linéaire. Il s'agit en effet de minimiser, sous contraintes, un coût de réservation qui est une fonction linéaire des capacités réservées sur les différents axes du réseau.

Ces réservations doivent permettre d'acheminer les flux gaziers demandés par les consommateurs à partir des injections aux différentes sources et ce dans toutes les situations dimensionnantes. On montre alors qu'existe un système de « prix nodaux »  $[p_i]$  attachés aux différents nœuds du réseau tels que si l'on cherche à acheminer une petite quantité de gaz supplémentaire entre le nœud  $i$  et le nœud  $j$ , le coût de réservation optimal augmente (ou, le cas échéant, diminue) précisément de  $p_j - p_i$ .

S'agissant, en particulier, d'acheminer un flux de gaz supplémentaire, constant dans le temps et sans aléas, d'une source  $i$  à un nœud de prélèvement  $j$ , ce coût marginal de réservation est directement comparable au coût de réservation « à la distance » de « l'expéditeur marginal » envisagé plus haut. Une concurrence équitable supposerait que ces deux coûts (marginaux) de réservation soient égaux puisque la concurrence entre « expéditeurs » se joue sur la base des coûts marginaux de fourniture.

Le groupe d'experts avait étudié cette question sur un jeu de situations dimensionnantes plausibles mais limité à deux journées types (journée d'hiver au risque climatique 2 %, journée d'été). Il avait constaté des écarts très significatifs entre les « prix à la distance » et les coûts marginaux calculés sur la base des prix nodaux. Il a été possible de reprendre cette question de manière plus précise sur la base des situations dimensionnantes retenues par GDF Négoce (ensemble des situations recensées dans le tableau 6).

Le tableau 7 présente la comparaison à l'ensemble des nœuds du réseau GDF des prix à la distance et des coûts marginaux de réservation calculés sur la base des prix nodaux dans l'ensemble des situations dimensionnantes de GDF Négoce.

**Tableau 7**  
**Comparaison des prix à la distance et des coûts marginaux de réservation calculés sur la base des prix nodaux dans l'ensemble des situations dimensionnantes de GDF Négoce**

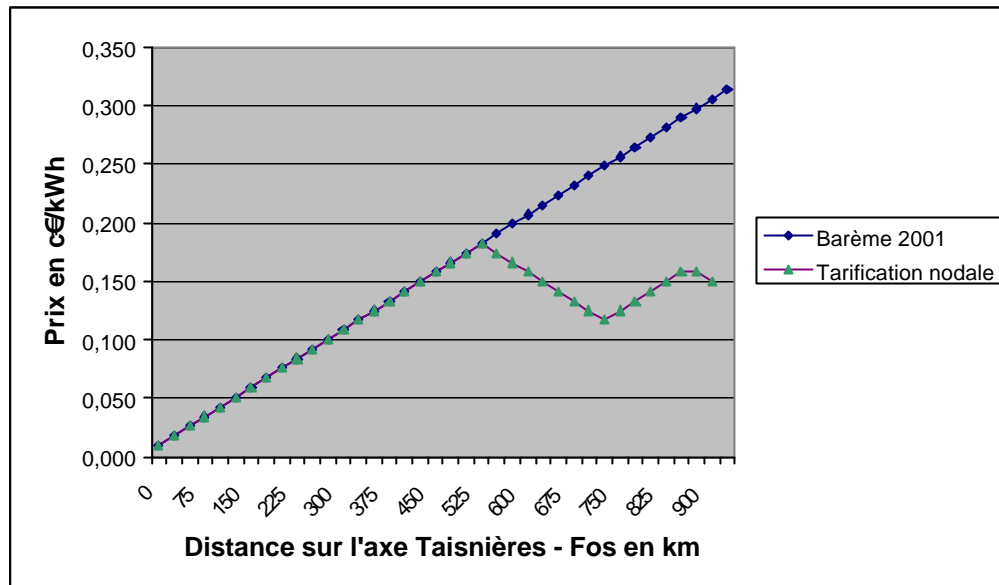
	Dunkerque		Taisnières		Obergailbach		Fos		Montoir	
Cruzy-Lussagnet	39	27	34	25	37	18	9	9	30	30
Berry	22	10	20	8	27	1	26	-8	13	13
Zone Obergailbach	24	10	14	8	1	1	29	-8	34	13
Nord Est	21	13	11	11	4	4	26	-5	31	16
Langres	21	18	16	16	9	9	21	0	26	21
Bourgogne	26	23	21	21	14	14	16	5	26	26
Lyonnais	31	18	26	16	19	9	11	0	28	21
Rhône Nord	34	15	29	13	22	6	8	-3	31	18
Rhône Sud	38	19	33	17	26	10	4	1	35	22
Provence	43	21	38	19	31	12	3	3	40	24
Sud Est	41	19	36	17	29	10	1	1	38	22
Midi	43	23	40	21	33	14	5	5	42	26
Zone Cruzy	48	26	43	24	36	17	8	8	45	29
Ardennes	14	6	4	4	11	-3	33	-12	27	9
Lorraine	19	11	9	9	6	2	28	-7	32	14
Zone Taisnières	11	3	1	1	14	-6	36	-15	24	6
Nord H	9	5	3	3	16	-4	37	-13	22	8
Région Paris	11	11	9	9	19	2	31	-7	16	14
Sud Paris	15	15	13	13	23	-6	35	-3	20	18
Bretagne	26	-2	24	-4	34	-11	38	-20	1	1
Maine	21	3	19	1	29	-6	33	-15	6	6
Perche	18	6	16	4	26	-3	30	-12	9	9
Beauce	16	8	14	6	24	-1	32	-10	11	11
Seine	16	16	14	14	14	7	26	-2	21	19
Vendômois	21	9	19	7	28	0	27	-9	12	12
Zone Dunkerque	1	1	11	-1	24	-8	41	-17	26	4
Hauts de France	3	3	9	1	22	-6	39	-15	24	6
Normandie	15	15	13	13	23	6	35	-3	20	18
Gournay H	7	7	5	5	18	-2	35	-11	20	10

*Pour chaque source, on trouve dans la colonne de gauche les prix à la distance correspondant aux différents nœuds de prélèvement, dans la colonne de droite les coûts marginaux calculés par différence des prix nodaux.*

On observe sur ce tableau que :

- les coûts marginaux de réservation de capacités de transport entre une source et un nœud de prélèvement calculés sur la base des prix nodaux sont toujours inférieurs ou égaux aux prix à la distance ;
- ces coûts marginaux sont très généralement positifs pour les quatre sources Dunkerque, Taisnières, Obergailbach et Montoir. Ils sont par contre fréquemment négatifs dans le cas de Fos, traduisant le fait qu'une injection supplémentaire en cette source réduit très souvent les besoins de réservation de capacités de transport ;
- sur un trajet allant d'une source à une autre, ils présentent généralement la forme d'une « courbe en cloche » plus ou moins régulière comme l'illustre l'exemple de l'alimentation à partir de Taisnières de différents nœuds de prélèvement situés sur l'axe Taisnières-Fos (cf. figure 3).

**Figure 3**  
**Prix à la distance et coûts marginaux (en NUT)**  
**le long de l'axe Taisnières - Fos**



L'application pratique d'une tarification nodale telle que déterminée ci-dessus soulève cependant une difficulté majeure : en effet, dans un système de tarification nodale, la facture d'un expéditeur devrait être égale à la somme de coûts de prélèvement (quantités de gaz délivrées aux différents nœuds multipliées par les prix unitaires de prélèvement indiqués par les tarifs pour les nœuds en cause) diminuée de bonus d'injection (quantités de gaz injectées aux différents nœuds multipliées par les bonifications unitaires pour injections indiquées par les tarifs pour les sources en cause).

Il est clair que cette structure tarifaire pose problème dans une approche fondée sur les réservations de capacités (en l'occurrence de capacités de prélèvement aux différents nœuds et d'injections aux différentes sources). C'est ainsi qu'un expéditeur pourrait trouver intérêt à déclarer des réservations de capacités d'injection inutiles afin de réduire sa facture d'accès au réseau !

Pour contourner cette difficulté, quelques pistes comportant, inévitablement, une part d'arbitraire plus ou moins grande, ont été explorées :

- ajuster par une méthode de moindre carrés un modèle « entrée/sortie »<sup>(11)</sup> sur la matrice des coûts marginaux calculés à partir des prix nodaux ;
- affecter uniformément d'un terme fixe – timbre-poste toutes les réservations de capacités d'injection ou de prélèvement, de manière à ce que réserver une capacité d'injection ou de prélèvement constitue toujours une charge tarifaire pour l'expéditeur ;
- n'accorder les bonus d'injection que sur la base des injections effectivement réalisées.

<sup>(11)</sup> : On rappelle que dans une tarification « entrée/sortie » la facture d'accès au réseau est la somme de droits de prélèvement et de droits d'injection tous positifs.

La première piste - *ajustement par la méthode des moindres carrés* -, directement inspirée par la méthode mise en œuvre par TRANSCO au Royaume-Uni, a été étudiée de manière approfondie sur la base de multiples simulations numériques ; elle s'est révélée peu convaincante dans le cas français. L'obtention d'un ajustement de qualité acceptable supposait, en effet des manipulations quelque peu arbitraires de la matrice des coûts marginaux et le résultat obtenu atténuait trop l'intérêt d'une injection à Fos.

La deuxième piste – *adjonction d'un timbre-poste uniforme* - apparaît également comme particulièrement arbitraire dans la mesure où les simulations effectuées montrent que le montant du timbre-poste permettant d'atteindre cet objectif devrait représenter presque 50% du prix moyen d'acheminement du gaz en France. Elle montre, a contrario, que le tarif « timbre-poste » peut être adapté au cas d'un réseau plus maillé qu'actuellement et ayant davantage de points d'injection.

La troisième piste - *attribution des bonus sur la base des injections effectives* -, sous réserve de la compléter par un petit timbre-poste uniforme à l'injection afin d'éviter des sur-réservations d'injection sans signification, apporte une réponse satisfaisante aux risques d'effets pervers attachés à la structure même de la tarification nodale. Cette méthode présente par contre l'inconvénient de nécessiter une analyse *ex post* des quantités de gaz effectivement injectées par les différents expéditeurs, ce qui peut paraître quelque peu compliqué. Sa mise en œuvre deviendrait par contre beaucoup plus simple si l'on pouvait admettre que les écarts de prix nodaux constatés sur les sources de la moitié Nord de la France (Montoir, Dunkerque, Taisnières, Obergailbach) sont peu significatifs. Seules les injections à Fos ouvriraient alors droit à bonus, sous réserve qu'elles soient suffisamment permanentes pour bien utiliser la capacité d'injection réservée en cette source très particulière au regard de l'équilibre général du réseau.

S'agissant de l'articulation des systèmes tarifaires des trois opérateurs français, un premier examen d'application d'une tarification nodale sur l'ensemble du réseau français fait l'objet de l'annexe 4.

Cet exercice a été réalisé avec les seules situations dimensionnantes intégrant des approvisionnements normaux, compte tenu des données disponibles, mais les conclusions qui peuvent en être tirées resteraient valables, au niveau des principes, en cas d'intégration des autres scénarios dimensionnants.

Il montre que, dans le cas d'une tarification nodale, il n'y a pas de difficulté particulière, à articuler en cascade les tarifications de GDF, de CFM et de GSO.

Il paraît donc possible de traiter le problème de l'accès au réseau de transport de gaz français en le considérant comme la juxtaposition de trois réseaux, chacun ayant sa tarification et ses recettes propres, sans qu'il soit nécessaire de recourir à des méthodes plus ou moins complexes et arbitraires de ventilation de recettes entre ces réseaux.

#### 5.2.2.2. *Etude d'un modèle tarifaire simplifié*

Le rapport du 30 avril 2001 suggérait l'étude d'une tarification dérivée du barème tarifaire provisoire actuel de GDF en introduisant dans le calcul de la distance tarifaire une moyenne, éventuellement pondérée, des distances entre le point de soutirage et, d'une part, le point d'injection contractuel et, d'autre part, le point d'injection le plus proche.

Cette suggestion s'appuyait sur les constats suivants :

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

L'introduction dans la structure du tarif de transport d'une référence à la distance entre le point de livraison et le point d'entrée du gaz sur le réseau le plus proche constitue, au moins à court terme et en l'absence de mise en place d'une structure de type « entrée/sortie », une évolution indispensable pour que les tarifs reflètent suffisamment les coûts réels de transport. Les barèmes tarifaires de GDF et de CFM prévus pour 2002 constituent donc une évolution allant dans le bon sens, mais pas assez loin.

Il est donc apparu souhaitable d'étudier, en liaison avec GDF, une structure tarifaire dérivant du barème 2002 et prenant en compte, pour une part plus importante, la distance entre le point de livraison et le point d'entrée le plus proche sur le réseau ; cette étude incorpore la suppression du plafonnement à 9 unités de tarif des niveaux de zone tarifaire (NZT) : le plafonnement tarifaire n'est, en effet, pas fondé économiquement et il complique, en outre, l'établissement d'une tarification permettant une perception directe des recettes tarifaires par chacun des opérateurs sans répartition arbitraire entre eux.

L'étude réalisée par les services de GDF suivant les principes précités visait à :

- supprimer le plafonnement des niveaux de zones tarifaires (NZT) ;
- atteindre le même niveau de recettes tarifaires de transport pour GDF qu'avec le barème 2002 ;
- abaisser l'écart entre le prix moyen de transport de l'expéditeur dominant et celui du nouvel entrant, tels que définis au 2.2.3, à moins de 0,023 c€/kWh, en ajustant convenablement la pondération des distances du point d'enlèvement, respectivement au point d'injection contractuel et au point source le plus proche.

Par rapport au barème envisagé par GDF en 2002, les principales évolutions de la tarification issue de cette étude sont résumées dans le tableau 10 ci-dessous :

**Tableau 10**  
**Composantes du prix de transport dans le barème 2002**  
**et dans le barème résultant de l'étude**

	<b>Barème 2002</b>	<b>Résultat de l'étude</b>
Prix fixe d'entrée	18 euros/an par MWh/j	18 euros/an par MWh/j
Prix fixe de transport	NUT×14,4 euros/an par MWh/j où NUT est le Nombre d'Unités de Tarif <sup>(12)</sup>	NUT×9,0 euros/j par MWh/j où NUT est le Nombre d'Unités de Tarif
Prix fixe de sortie	NZZ×3,6 euros/an par MWh/j où NZZ est le Niveau de la Zone de Tarif concernée <sup>(13)</sup> , <u>plafonné à 9 UT</u>	NZZ×6,3 euros/an par MWh/j où NZZ est le Niveau de la Zone de Tarif concernée, <u>non plafonné</u>
Prix variable de sortie	NZZ×0,018 euro par MWh où NZZ est le Niveau de la Zone de Tarif concernée, <u>plafonné à 9 UT</u>	NZZ×0,030 euro par MWh où NZZ est le Niveau de la Zone de Tarif concernée, <u>non plafonné</u>

L'écart de prix moyen de transport pour l'alimentation des clients éligibles entre un opérateur dominant capable d'approvisionner systématiquement les clients éligibles à partir du point source le plus proche et un nouvel entrant ne disposant de gaz qu'au seul point source de Taisnières est le suivant (cf. tableau 11) :

**Tableau 11**  
**Prix moyen de transport pour l'alimentation des clients éligibles**  
**dans le barème 2001, le barème 2002 et le barème résultant de l'étude**

<b>Prix en c€/kWh</b>	<b>Barème 2001</b>	<b>Barème 2002</b>	<b>Résultat de l'étude</b>
Cas n°1 : Alimentation à partir du point source le plus proche	0,064	0,066	0,069
Cas n°2 : Alimentation à partir de Taisnières	0,125	0,102	0,091
Ecart entre le cas n°2 et le cas n°1	0,061	0,036	0,022

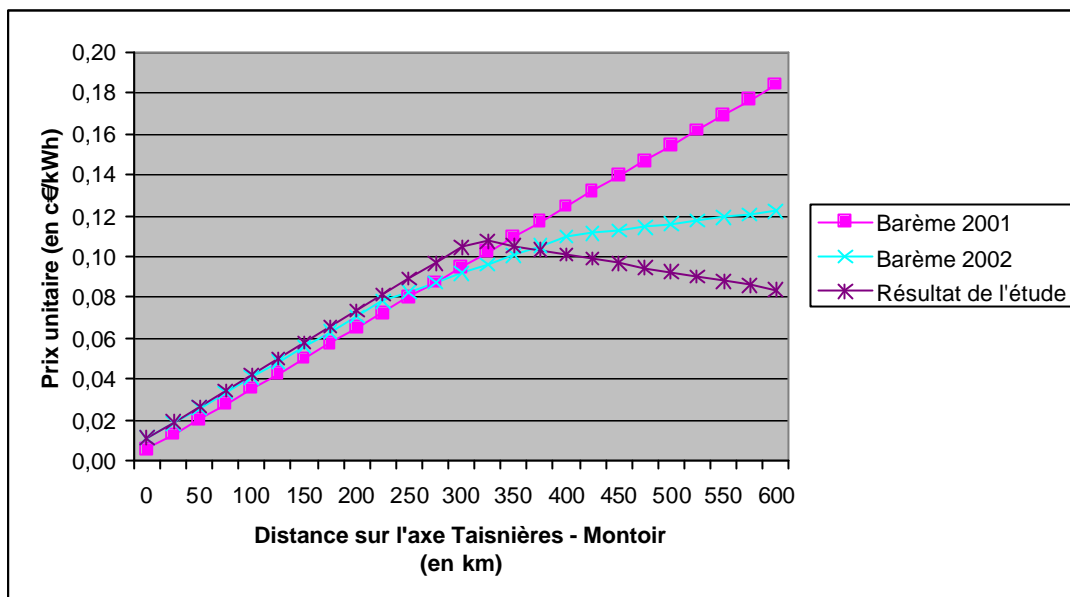
Les figures 7 et 8 permettent d'effectuer une comparaison de prix de transport sur les axes Taisnières - Montoir et Taisnières - Fos, pour un client éligible modulé en 320 jours, entre le barème actuel, le barème envisagé pour 2002, le barème résultant de l'étude et le barème issu de la tarification nodale.

<sup>(12)</sup> : Le NUT – Nombre d'Unités Tarifaires – exprime la distance entre deux nœuds du schéma tarifaire de GDF

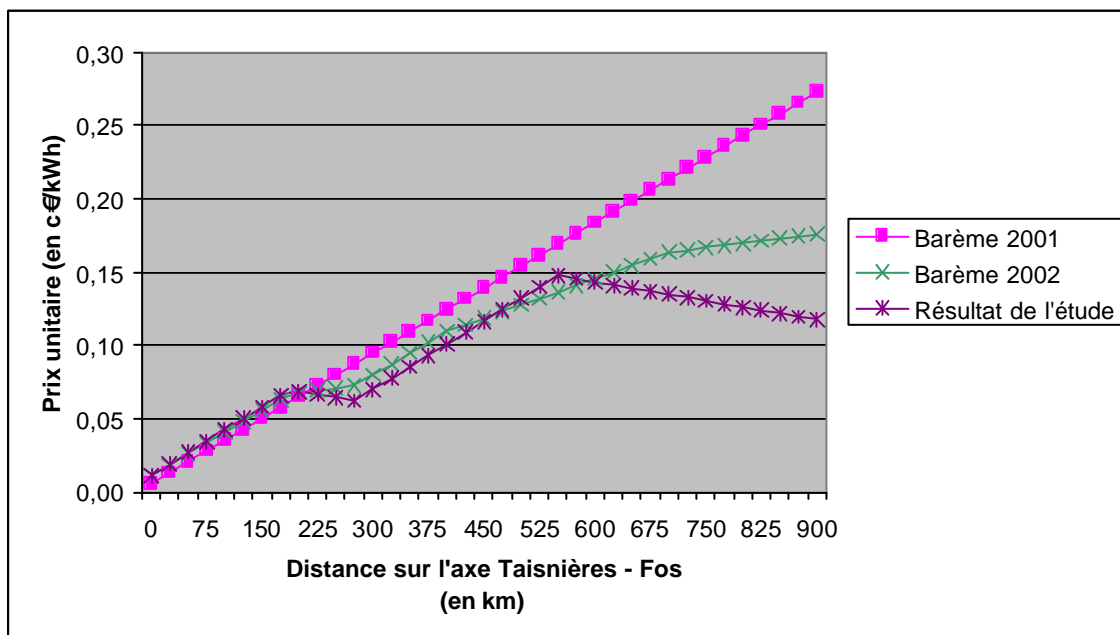
<sup>(13)</sup> : Le NZZ – Niveau de Zone Tarifaire – exprime la distance entre une zone de tarif et le point d'injection le plus proche



**Figure 7**  
**Prix unitaire de transport sur l'axe Taisnières – Montoir pour un expéditeur modulé**  
**en 320 jours en fonction des différents barèmes tarifaires**  
**(2001, 2002 et résultat de l'étude)**



**Figure 8**  
**Prix unitaire de transport sur l'axe Taisnières – Fos pour un expéditeur modulé en**  
**320 jours en fonction des différents barèmes tarifaires**  
**(2001, 2002 et résultat de l'étude)**



Le barème qui résulte de l'étude menée conjointement avec GDF illustre le phénomène de « courbe en cloche » évoqué dans la partie relative à la tarification nodale ; ce phénomène est cependant atténué par la pondération retenue et par le fait que, sur un trajet entre deux sources du réseau GDF, une troisième source peut intervenir à un point de sortie du réseau donnée comme étant la source la plus proche.

On notera que le résultat principal est une diminution sensible du prix de transport, sauf au-delà d'une certaine distance, variable en fonction des trajets. Les clients éligibles de la moitié sud de la France pourraient ainsi avoir davantage de chance de bénéficier de la concurrence ; on peut noter que ces diminutions de tarif n'ont pas de conséquence sur les recettes globales puisqu'elles concernent des situations de clients ne pouvant être desservis actuellement par le gaz concurrentiel.

Comme dans la tarification nodale, le barème étudié reflète mieux les flux physiques du gaz dans les réseaux et il représente ainsi un progrès considérable par rapport à la tarification à la distance au seul point d'injection. On peut objecter son caractère simplificateur, dans la mesure où il se fonde uniquement sur deux points sources ; mais comme, à terme prévisible, l'essentiel du gaz commercial, venant en concurrence avec celui des opérateurs historiques, entrera par le nord de la France, le barème étudié peut constituer une approximation suffisante de la tarification nodale.

Ainsi, ce barème présente plusieurs caractéristiques intéressantes :

- il permet de réduire largement l'écart de prix moyen de transport entre l'opérateur dominant et le nouvel entrant, sans l'annuler toutefois, ce qui maintient l'intérêt pour les expéditeurs de diversifier au maximum leurs points d'injection ;
- il permet à chacun des opérateurs de transport d'effectuer la facturation du transport sur son réseau de façon transparente et autonome, tout en maintenant une tarification uniforme sur l'ensemble du territoire ; en effet, chaque opérateur de transport facturera les termes suivants :
  - le terme d'entrée, si l'opérateur gère le réseau sur lequel l'expéditeur injecte son gaz - concrètement, en France aujourd'hui, cela ne peut être que GDF - ;
  - un terme fixe de capacité d'acheminement fonction des capacités réservées sur chaque tronçon de son réseau ; à titre d'exemple, pour une réservation de capacité entre Taisnières (réseau GDF) et Auvergne (réseau CFM), soit 25 unités de tarif, GDF facturera les capacités réservées entre Taisnières et Berry (20 UT) et CFM, celles entre Berry et Auvergne (5 UT) ;
  - un terme fixe de capacité de sortie fondé sur la distance non plafonnée entre le point de livraison et le point d'entrée le plus proche ; l'opérateur facturera ce terme à hauteur de la part de la distance correspondant à son réseau<sup>(14)</sup> ;
  - un terme proportionnel aux quantités sorties, qui sera facturé de façon identique au terme fixe de capacité de sortie ;

---

<sup>(14)</sup> : On remarquera que, pour une distance donnée, plusieurs trajets sont possibles, ce qui peut favoriser un opérateur ou un autre. Il conviendrait de fixer conventionnellement pour chaque point de livraison en zone CFM ou GSO la part revenant à GDF et celles revenant aux autres opérateurs.

- un terme fixe de sortie, perçu par l'opérateur gérant le réseau sur lequel se situe le client.
- il s'inscrit dans la continuité à la fois du barème tarifaire en vigueur depuis le 10 août 2000 et de celui qui est mis en place le 1<sup>er</sup> janvier 2002 ; il s'avère, en outre, simple à appréhender, ce qui le rendra d'autant plus recevable pour les clients.

En résumé, ce barème s'inscrit bien dans le prolongement de la démarche suivie par GDF et CFM pour la nouvelle tarification provisoire du 1<sup>er</sup> janvier 2002 et il permet de corriger les derniers éléments de discrimination tarifaire dans l'accès au réseau. A cet égard, ses effets paraissent aujourd'hui comparables à ceux d'une tarification « entrée/sortie » dont l'analyse doit encore faire l'objet de travaux complémentaires en concertation avec les opérateurs.

### *5.2.3. Valeur du capital à rémunérer*

Les travaux conduits dans le cadre du groupe « Bergougnoux » ont essentiellement porté sur la structure de la tarification. Les charges tarifaires étaient celles des barèmes provisoires déposés par les opérateurs le 10 août 2000, exprimant notamment la valeur de charges de réservation de capacité et de transit de volume par référence à des nombres d'unités tarifaires (NUT) déterminés par les opérateurs sans remise en question des hypothèses de calcul.

Il s'avère aujourd'hui nécessaire d'examiner la méthodologie et les paramètres essentiels conditionnant le niveau des tarifs et sur lesquels le régulateur devrait avoir à se prononcer.

Un de ces paramètres clés est la valorisation par le régulateur des réseaux de transport. En effet, l'activité de transport de gaz est très fortement intensive en capital.

L'évaluation des actifs de réseau et leur mode de rémunération dans les tarifs constitue donc un paramètre essentiel de la régulation tarifaire.

### *Durées de vie économique et durées d'amortissement comptable*

La majeure partie des actifs de réseaux gaziers est caractérisée par des durées de vie techniques longues. Compte tenu du caractère relativement récent de la construction des réseaux gaziers actuels, on ne connaît pas encore précisément les limites de ces durées de vie qui n'ont pas été atteintes. On considère, par exemple, qu'elle peut dépasser cinquante ans pour les canalisations.

Toutefois, pour des motifs d'optimisation de leur résultat fiscal, les opérateurs gaziers pratiquent des amortissements comptables des immobilisations concernées sur des durées sensiblement plus courtes (vingt cinq ans pour les canalisations dans le cas de GDF).

On peut noter qu'aucun régulateur ne s'est fondé sur les valeurs comptables des ouvrages pour rémunérer les capitaux employés. Cette option aurait évidemment pour effet de dévaloriser le patrimoine des propriétaires de réseaux.

Dans la pratique, la méthode qui a été mise en œuvre par la plupart des régulateurs étrangers<sup>(15)</sup> est celle d'une évaluation des réseaux sur la base de leur coût historique, selon deux principes :

- réévaluation des valeurs brutes des immobilisations sur la base de l'évolution de l'indice<sup>(16)</sup> des prix depuis leur construction pour neutraliser l'effet de l'inflation. La valeur obtenue devrait cependant être ajustée en fonction du critère de progrès de productivité dans la construction des réseaux, lui-même nuancé de l'impact éventuel d'autres facteurs (contraintes environnementales, prix du foncier, fiscalité...).
- calcul des amortissements sur des durées de vie techniques.

Dans tous les pays où elles ont été pratiquées, ces revalorisations conduisent à une valeur des actifs régulés (*Regulated Asset Value* - RAV) sensiblement supérieure aux valeurs nettes comptables. Ainsi, le régulateur italien a estimé la RAV du réseau de transport de Rete Gas à 9600 M€ à comparer à une valeur nette comptable plus de quatre fois inférieure (2044 M€).

#### *Les propositions des opérateurs français*

Dans cette ligne, GDF et GSO ont fondé leurs tarifs provisoires actuels sur une méthode économique de valorisation des réseaux déterminée comme suit :

- la durée de vie des actifs a été estimée à cinquante ans pour les canalisations et vingt cinq ans pour les installations de compression ;
- ces actifs ont été réévalués selon l'évolution de l'indice des prix du produit intérieur brut (PIB) marchand depuis leur date de mise en service.

Si la méthode de revalorisation des valeurs brutes proposée par les deux opérateurs est similaire à ce qui a été pratiqué dans d'autres pays, la méthode d'amortissement employée par les deux opérateurs diffère en revanche de celle des régulateurs étrangers qui ont retenu en général un mode d'amortissement linéaire des actifs. Cette méthode part du principe que le service rendu par un actif de transport est constant au cours de sa durée de vie économique. L'utilisateur de l'accès au réseau devrait donc payer à travers le tarif un même prix pour un service identique tout au long de la durée de vie de l'actif afin d'éviter des « subventions croisées intergénérationnelles ».

Tout d'abord, il convient de noter que les opérateurs n'ont pas pris en compte, dans la réévaluation, l'incidence des gains de productivité constatés depuis l'installation des ouvrages, tant en ce qui concerne la fourniture des canalisations que leur pose.

---

<sup>(15)</sup> : Italie, Royaume-Uni, Irlande et Danemark.

<sup>(16)</sup> : L'indice des prix du PIB est généralement retenu pour des motifs de simplicité, même si le recours à un indice représentatif du coût des infrastructures gazières serait plus pertinent.

GDF et GSO calculent par conséquent une « charge de capital » relative à cet actif qui est constante en terme réel (c'est-à-dire indexée sur l'indice des prix) tout au long de la durée de vie de l'actif. Cette charge de capital, exprimée par une annuité constante, couvre la rémunération du capital investi dans l'actif et son amortissement ; dans les premières années, la part représentative de l'amortissement est faible et s'accroît progressivement au cours du temps. Sur le plan financier, cette charge de capital correspond au cash-flow généré par l'actif.

GDF met en avant que la méthode qu'il propose lisse, dans le temps, l'impact de nouveaux investissements sur le niveau tarifaire et l'oppose à celle d'un amortissement linéaire où le niveau des charges répercutées dans le tarif pourrait varier sensiblement en fonction du cycle des investissements. Cette seconde approche situerait le tarif initial à un niveau certes plus élevé, mais pourrait présenter l'avantage d'afficher une trajectoire tarifaire à la baisse.

La réévaluation des actifs et le changement du mode d'amortissement marqueraient une rupture avec la pratique tarifaire antérieure. Les tarifs de fourniture de gaz (intégrant la prestation de transport) étaient en effet jusqu'à présent fixés à un niveau permettant une couverture globale des charges comptables des opérateurs, y compris donc les amortissements pratiqués de manière accélérée par rapport à la durée de vie réelle des actifs. On pourrait, par conséquent, reprocher à ce changement de méthode d'avoir pour conséquence d'intégrer au tarif de transport de gaz l'amortissement d'actifs qui avaient, dans le passé, déjà largement été amortis dans les comptes, et donc déjà été intégrés au moins en partie dans les tarifs de fourniture du gaz.

Dans la mesure où plusieurs méthodes sont possibles, il conviendra d'évaluer leur impact sur le niveau tarifaire initial et son évolution.

### *Evolution du cadre législatif*

Les titulaires actuels des concessions de transport vont avoir la faculté d'acquérir la propriété des réseaux gaziers de transport. Une indemnité pour résiliation anticipée, due par l'Etat aux actuels titulaires de concessions, devrait venir en déduction du prix à payer par les opérateurs pour acquérir la propriété des réseaux. Ce « prix de cession » sera déterminé par une commission spéciale prévue par la loi de finances rectificative pour 2001.

Pour les raisons évoquées précédemment, la détermination du prix de cession par cette commission aura pour conséquence de révéler la valeur économique des réseaux de transport. Cette valeur économique sera naturellement incontournable pour déterminer l'assiette des capitaux à rémunérer. Tout écart entre ces deux valeurs devrait en effet être dûment justifié, ne serait-ce que parce qu'il attirerait l'attention des autorités de la concurrence, françaises et communautaires.

#### 5.2.4. Détermination des charges tarifaires

GDF et GSO ont déterminé les niveaux des barèmes provisoires publiés d'ATR, actuellement en application, selon un principe de couverture globale des charges, avec prise en compte de la méthode de l'annuité constante pour les charges de capital. Ces barèmes couvrent aussi l'ensemble des charges d'exploitation imputées à l'activité Transport, y compris pour certaines d'entre elles sur la base de clés de répartition discutables, et n'intègrent pas de gains de productivité. Un régulateur sera évidemment en droit de vérifier la répartition des charges entre activités et d'imposer aux opérateurs des objectifs de productivité, fixés notamment sur la base de comparaison avec les performances d'opérateurs étrangers.

Les entreprises ont déterminé un niveau global de charges comprenant les charges d'exploitation courantes, d'une part, et les charges d'amortissement et de rémunération des capitaux investis, d'autre part. Dans le cas de GDF, chaque rubrique correspond environ à la moitié des charges totales à couvrir.

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

#### *Les contrats de transit à long terme*

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

GSO a choisi une méthode différente pour traiter cette question des transits à long terme. L'entreprise a intégré le chiffre d'affaires du transit comme recette de l'activité de Transport. Ces recettes viennent donc diminuer le montant à couvrir par les recettes d'ATR. Par conséquent, le niveau du tarif d'ATR est diminué si la rentabilité des transits est supérieure au taux sur la base duquel l'opérateur a calculé son barème d'ATR (soit 8 %) et augmenté dans le cas contraire.

A l'évidence, le régulateur, qui aura la charge d'approuver les tarifs de transport de gaz, devra définir sur ce point des modalités s'appliquant à tous les opérateurs. Ces modalités devront tenir compte de la difficulté à dissocier les coûts relatifs aux transits au sein de l'ensemble des coûts de transport et de la nécessité d'éviter des subventions croisées entre les transits et le reste de l'activité de transport.

### *Le cas de CFM*

CFM, dont le réseau correspond à environ un cinquième du territoire français, n'a pas calculé de tarif d'ATR propre et a repris celui publié par GDF. Le tarif d'ATR de CFM ne correspond donc pas à ses coûts propres mais à ceux de GDF. Les coûts de CFM sont d'ailleurs difficiles à appréhender.

En effet, c'est GDF, actionnaire majoritaire de CFM, qui est titulaire de la concession de transport pour la zone CFM et qui afferme ce réseau à CFM.

De plus, le réseau de CFM est, pour l'essentiel, exploité par GDF qui en facture un coût contractuel normatif à CFM à travers une convention de prestations de service. La présente mission n'a pas eu les moyens de s'assurer que cette facturation correspond à la réalité des coûts.

La mise en place d'un tarif d'ATR spécifique à CFM supposerait donc de vérifier le niveau des charges effectives de GDF au titre de l'exploitation du réseau CFM. Une autre option consisterait à considérer que les réseaux de GDF et de CFM, exploités tous deux par GDF, constituent une entité économique unique devant faire l'objet d'une seule tarification sur la base des coûts de l'ensemble. Un équilibre global entre charges et recettes de transport serait alors assuré sur la zone couverte par GDF et CFM. Il appartiendrait alors à GDF et sa filiale CFM de trouver un accord sur les modalités de répartition de ces charges et de ces recettes.

### *Les charges d'exploitation*

Les charges intégrées par les opérateurs dans le montant à couvrir par les recettes tarifaires découlent de leurs schémas de dissociation comptable. Dans une entreprise intégrée comme GDF, dont les charges de structures sont communes à plusieurs activités (fonctions centrales, charges liées au statut du personnel), le niveau de tarif peut être sensiblement affecté par les choix opérés en matière de clé de répartition de ces charges. D'ores et déjà, certains ajustements dans ce domaine ont été demandés à GDF. Un examen plus approfondi, le cas échéant appuyé par des audits des comptes des opérateurs, devra être mené.

### *La rémunération du capital*

Le niveau de rémunération de l'opérateur doit lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir par ailleurs dans des investissements comportant des niveaux de risque comparables.

Ce niveau de rémunération correspond à la notion de coût moyen pondéré du capital (CMPC).

Le CMPC est un des principaux déterminants du niveau de tarif. Dans le cas de GDF, chaque point de CMPC correspond à une variation de l'ordre de 6 % du niveau de tarif d'ATR.

Le choix d'un taux de rémunération du capital dépend largement du risque de l'activité considérée. La revue des différents facteurs de risque affectant l'activité de transport permet de conclure qu'elle est, globalement, faiblement risquée.

Le risque de concurrence sur l'activité de transport de gaz elle-même est pratiquement inexistant. Même si les opérateurs ne disposent pas juridiquement d'un monopole, les obstacles juridiques et techniques à l'entrée d'éventuels concurrents apparaissent très importants. Par ailleurs, du fait des rendements croissants qui caractérisent l'activité de transport de gaz, l'arrivée d'une concurrence frontale remettant significativement en cause la valeur des réseaux actuels paraît peu probable.

Contrairement à l'électricité, l'énergie gaz naturel est en concurrence avec d'autres énergies sur l'ensemble de ses usages, mais rares sont les utilisateurs qui peuvent passer du gaz à une autre énergie à tout moment. En effet, une fois les équipements installés, il est difficile et coûteux pour un agent, qu'il soit industriel ou domestique, de changer de mode de fourniture : la concurrence entre énergie existe donc essentiellement au moment du choix d'équipement. Pour autant, une perte de compétitivité durable de l'énergie gaz serait porteuse de risque pour les opérateurs de réseau. De plus, compte tenu du nombre réduit des pays producteurs de gaz auprès desquels la France est susceptible de s'approvisionner, on ne peut totalement exclure d'éventuelles difficultés futures d'approvisionnement liées à la situation politique des pays producteurs. Toutefois, les scénarios prospectifs consensuels des experts prévoient une poursuite du développement de la consommation de gaz naturel, notamment parce que cette énergie est généralement plus compétitive que l'électricité pour les usages thermiques.

Le risque inhérent à l'activité de transport de gaz est donc limité. Il est néanmoins essentiel de mettre en place un cadre de régulation clair, prévisible, avec des règles du jeu nettement définies. Un tel cadre, en apportant une sécurité aux investisseurs (prêteurs et apporteurs de fonds propres), sera de nature à minimiser les coûts de financement des opérateurs et donc *in fine* les tarifs payés par les utilisateurs.

### *Exemples étrangers*

Les taux de rémunérations du capital (CMPC) des opérateurs gaziers accordés par les régulateurs européens semblent se situer dans une fourchette de 6 à 8% en terme réel, c'est à dire avant impôt et hors inflation :

- Royaume-Uni : 6,2 %,
- Irlande : 7,5 %,
- Italie : 7,94 %.

Ces taux correspondent à l'activité de transport proprement dite, les niveaux de rémunération accordés sur des activités annexes au transport (stockage, terminaux méthaniers) étant généralement plus élevés.

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



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

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

Le caractère public ou privé de l'opérateur, ou sa cotation en bourse, ne devrait pas en principe avoir d'impact sur le niveau de rémunération. Ceci étant, il est possible d'estimer que l'efficacité de l'entreprise est accrue dès lors qu'une partie au moins du capital est détenue par un actionariat privé, ce qui peut légitimer une rémunération plus importante, contrepartie de l'effort de gestion consenti. De plus, le caractère public d'une entreprise peut lui permettre de bénéficier de conditions d'emprunts plus avantageuses, diminuant de ce fait son coût moyen pondéré du capital.

### *Les propositions des opérateurs français*

GDF et GSO ont fondé le niveau de leur tarif d'ATR sur une rémunération réelle de 8 % des capitaux investis. GDF avance que ce taux serait justifié notamment par sa structure financière qui présente une pondération de l'ordre de 80 % de fonds propres contre 20 % de dettes financières<sup>(17)</sup>

Ce taux peut sembler excessif à plusieurs titres :

- il est plus élevé que les taux retenus dans d'autres pays d'Europe, même lorsqu'ils sont jugés favorables par les analystes du secteur (Italie) ;
- le niveau de risque intrinsèque d'une activité monopolistique régulée est limité et ne mérite pas une prime de risque élevée par rapport aux taux d'intérêt de marché ;
- la structure financière actuelle de GDF ne peut être acceptée comme telle par le régulateur qui devra fixer un taux de rémunération sur la base d'un levier normatif adapté au profil de risque de l'activité de transport de gaz et qui comprendra nécessairement moins de capitaux propres et sera donc moins coûteux. Il revient en effet aux opérateurs d'adapter leur structure de financement, et non à l'autorité chargée d'approuver le niveau de tarif de s'adapter à la politique de financement des opérateurs.

En tout état de cause, la détermination d'un juste niveau de rémunération des actifs employés (qui dépend de la valeur de l'actif régulé – cf. 5.2.3 - et du taux de rémunération) sera un des enjeux majeurs de la régulation tarifaire. C'est la raison pour laquelle le régulateur devra procéder, avant d'arrêter sa décision, à une large consultation ainsi qu'à des expertises détaillées.

---

<sup>(17)</sup> : Etant donné cette pondération, la rentabilité des fonds propres après impôt serait de l'ordre de 5,6 % en terme réel avec un taux de rémunération des actifs de 8 %.

## *L'évolution des tarifs*

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

Dans un premier temps, un réexamen des modalités de répartition des charges entre les différentes activités des opérateurs intégrés et du niveau de rémunération des capitaux investis pourrait conduire à une diminution significative.

Par la suite, les tarifs de transport de gaz devraient être structurellement orientés à la baisse grâce, d'une part, à l'augmentation des quantités transitant sur le réseau qui entraînera une diminution mécanique des prix unitaires et, d'autre part, aux gains de productivité que le régulateur pourra imposer.

## *Le programme de travail*

Au stade actuel des travaux effectués, le processus à suivre devrait être le suivant :

- fixer, avec chacun des opérateurs gaziers, des règles transparentes et homogènes de détermination de leurs comptes dissociés de transport et de distribution. Ce préalable est en effet nécessaire pour avoir accès aux éléments de charges des activités de transport et de distribution servant de base au calcul des tarifs :
  - tableau des investissements susceptible de permettre des traitements économiques ou comptables appropriés (calcul de réévaluation, tableau d'amortissement, calcul des charges financières et du coût moyen pondéré du capital...);
  - tableau des charges d'exploitation, en s'assurant notamment d'une évaluation convenable des charges récurrentes et des charges exceptionnelles (gros entretiens) dans la prise en compte du calcul tarifaire (représentativité de l'exercice de référence);
- fixer, après discussion avec les différentes parties intéressées, après consultation publique, les principaux paramètres du calcul économique des tarifs en particulier :
  - le mode de réévaluation des investissements,
  - les modalités et durée d'amortissement,
  - les taux de rémunération du capital,
  - les taux d'actualisation des calculs tarifaires.
- élaborer avec les opérateurs la méthode de calcul des tarifs en cohérence avec la structure tarifaire retenue et sur la base d'hypothèses de flux et de volumes comparables d'une zone à l'autre (taux de croissance réel ou normé des ventes, durée de la période d'actualisation, modalités de prise en compte des futurs renforcements de réseaux sur la période des prévisions...).

De nombreux exemples étrangers suggèrent de procéder suivant cette méthode pour déterminer les niveaux tarifaires. Ainsi au Royaume-Uni et en l'Italie, le dialogue tarifaire entre Transco et OFGEM d'une part, Rete Gas et l'Autorità d'autre part, peut-il être circonscrit à un petit nombre de paramètres clefs (rémunération autorisée du capital, hypothèse de croissance du marché et volume des investissements correspondant à cette hypothèse, niveau des charges du transporteur et prise en compte d'objectifs normatifs de productivité (RPI – X)).

C'est également ce même processus que le Dte (autorité de régulation néerlandaise) poursuit actuellement pour la mise en place, attendue au 1<sup>er</sup> janvier 2002, d'une nouvelle tarification de type « entrée/sortie » aux Pays-Bas.

#### 5.2.5 Conditions d'accès aux terminaux méthaniers

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

Ces barèmes ont fait l'objet de critiques déjà présentées dans le rapport «Bergougnoux» du 30 avril 2001 et dont les éléments essentiels ont été indiqués au 2.2.1. La problématique soulevée par ces tarifs a été approfondie et peut être résumée de la manière suivante :

- la tarification proposée pour la regazéification n'est adaptée tant en structure qu'en niveau que pour les flux contractuels importants et réguliers (plus de 2 Gm<sup>3</sup> par an). De tels volumes excluent, en pratique, la plupart des nouveaux fournisseurs, cette tarification ne paraissant adaptée que pour des contrats d'approvisionnement à long terme de GNL ;
- la tarification est prohibitive pour des importations faisant appel au marché *spot* mondial du GNL, ce qui est préjudiciable aux consommateurs français, dans la mesure où ce marché est en expansion rapide. En effet, les barèmes de regazéification deviennent très élevés pour un nombre annuel de cargaisons inférieur à huit (soit 600 Mm<sup>3</sup>/an environ), même si elles sont régulièrement réparties sur l'année.

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

GDF a exprimé l'intention d'offrir prochainement un tel service de lissage qui aurait pour effet de plafonner à 0,30 c€/kWh le coût global de regazéification et de lissage, même pour une cargaison *spot* isolée. Cette évolution paraît de nature à permettre une contribution effective de la fourniture de GNL *spot* à la concurrence gaz/gaz en France.

## 6. Modalités de mise en œuvre de l'ATR

### 6.1. Contrats de transport et de raccordement

#### 6.1.1. *Problématique des contrats d'ATR*

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

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

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

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

Trois intervenants sont désormais identifiés :

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

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

Trois types de contrats sont alors utilisés :

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

Ces deux derniers contrats font partie des documents contractuels de l'ATR. Ils ont fait l'objet d'un examen avec les parties concernées (opérateurs de transport, négociants, clients éligibles et leurs organisations professionnelles) qui a permis une première évolution de ces contrats en vue d'assurer un accès non discriminatoire aux réseaux de transport de gaz. Les contrats-types d'acheminement et de raccordement de GDF figurent respectivement en annexes 5 et 6.

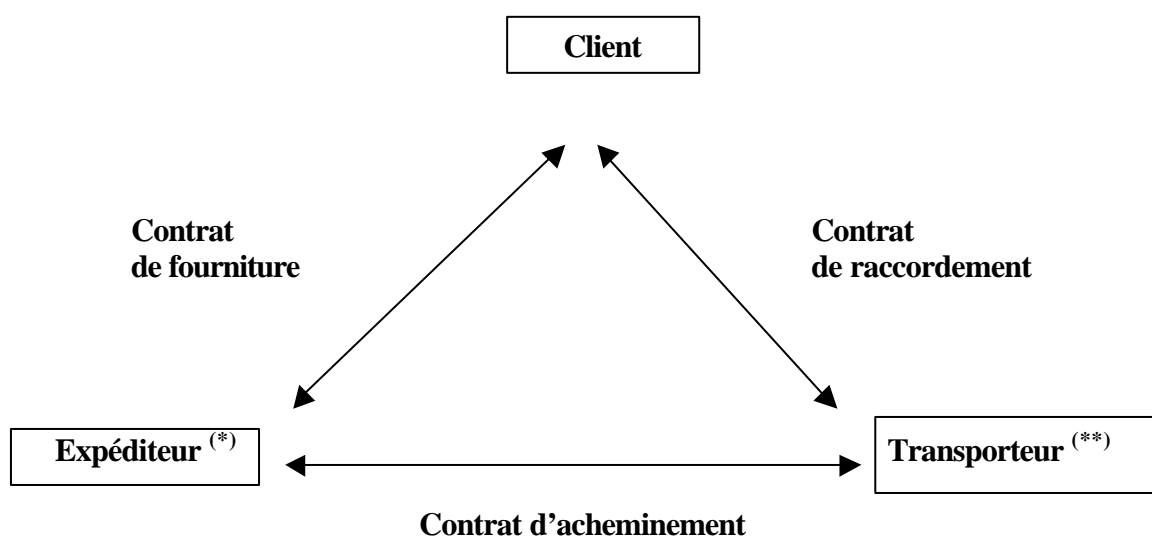
Les contrats de raccordement et d'acheminement sont complémentaires (cf. figure 9). Le principe de la rémunération attachée à chacun d'eux est la rémunération des ouvrages collectifs pour le contrat d'acheminement au travers du tarif de transport, et celle des ouvrages dédiés pour le contrat de raccordement, avec les redevances liées à la construction, l'entretien et l'exploitation des postes de livraison et des branchements.

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

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

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

**Figure 9**  
**Contrats de fourniture, de raccordement et d'acheminement**



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

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

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

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

Dans certains pays, notamment au Royaume-Uni, l'ATR fait l'objet d'un ensemble de dispositions communes englobées dans un code de réseau. Un tel code, approuvé par le régulateur, constitue le cahier des charges du transporteur et de l'expéditeur au regard d'un ensemble de dispositions d'application communes. Il est complété, au cas par cas, par un document contractuel très léger fixant les conditions spécifiques (débit, durée...) applicables à chaque opération de transport. Au Royaume-Uni, où de nombreuses opérations se traitent directement sur écran, le code de réseau constitue le dénominateur commun des transactions, la documentation papier étant alors réduite au minimum.

Au stade actuel d'ouverture du marché français, les opérateurs ont choisi de regrouper au sein du contrat type d'acheminement ou de transport l'ensemble des conditions générales, le contenu du contrat type se rapprochant de ce fait de celui d'un code de réseau.

On comprendra aisément que, ayant reçu jusqu'à présent une fourniture de gaz rendu sur chacun de leur site industriel, les clients éligibles n'avaient pas, en août 2000, l'expérience de la problématique du transport du gaz, ce qui a conduit au départ à une certaine asymétrie entre les parties contractantes, à l'avantage des opérateurs de transport.

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

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

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

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

- *durée des contrats* : les contrats d'acheminement ou de transport proposés par les opérateurs français sont aujourd'hui fixés de manière rigide à un an. Il semble nécessaire d'envisager, à l'instar de ce qui est aujourd'hui pratiqué au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et en Allemagne, des contrats d'une durée inférieure à un an, mieux adaptés aux fonctionnements des marchés *spots*. A cet égard, on note que les réservations de capacité peuvent se faire à la journée en Grande-Bretagne et au mois au Pays-Bas, en Belgique et en Allemagne. De même, dans certains cas, des contrats de plus longue durée peuvent permettre d'asseoir des fournitures garanties pour des consommateurs éligibles importants désireux d'acquérir une base de fournitures présentant une meilleure visibilité à moyen terme, notamment lorsque la fourniture est destinée à un nouvel équipement industriel. Les opérateurs de transport paraissent conscients de l'intérêt d'une telle évolution pour le marché, mais n'ont pas été en mesure, à ce jour, de l'inscrire dans un calendrier précis ;
- *limites de responsabilité des opérateurs de transport* : les contrats actuels contiennent des plafonds de responsabilité pour les opérateurs d'un niveau n'excédant pas, par événement, 150 000 € pour GDF Transport<sup>(18)</sup> et de 200 000 € pour GSO Transport. Ces niveaux sont jugés largement insuffisants par les gros clients éligibles, et ils peuvent être rapprochés des valeurs constatées par exemple au Royaume-Uni (1 million de livres, soit 1,7 millions d'€ par événement).

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

### 6.1.3. Livraison du gaz (contrat de raccordement)

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

---

<sup>(18)</sup> : GDF Transport a fait savoir qu'il allait porter à 1 500 000 € par événement, le montant de cette limite de responsabilité dans les futurs contrats.

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

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

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

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

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

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

- une pression minimale serait garantie pour chaque client éligible. Cette garantie serait assortie de pénalités en cas de défaillance du transporteur ;
- des limites normatives (haute et basse) de pression de fonctionnement devraient être définies pour les principales catégories d'ouvrage (artère de grand transport national, artère de transport national, antenne importante, antenne secondaire) ;



- le transporteur ne serait pas tenu de fournir durablement le gaz à une pression supérieure à la limite basse de pression. Cependant, dans certains cas, une négociation pourrait s'ouvrir avec le client éligible en vue de lui fournir une pression supérieure à celle-ci. En tout état de cause, si la pression de desserte du client devait être durablement modifiée, notamment en raison du déclassement de l'ouvrage sur lequel celui-ci est raccordé, un préavis minimal lui serait donné afin de lui permettre d'installer lui-même un ouvrage de compression à l'entrée de ses installations.

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

#### *6.1.4. Recommandations et conclusions*

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

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

Cette souplesse est à rechercher, tant au niveau de la durée des contrats d'acheminement pour s'adapter aux marchés de court terme du gaz, qu'au travers de la possibilité pour les expéditeurs d'échanger entre eux des capacités de transport souscrites sur les différents tronçons du réseau de transport, afin d'amorcer la création d'un marché secondaire de capacités.

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

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

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

## 6.2. Prestations auxiliaires liées à l'ATR

### *6.2.1. Modulation/Equilibrage*

L'offre de modulation est proposée par les entités « négoce » des trois opérateurs français GDF, CFM, et GSO, en complément du contrat d'acheminement.

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

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

Six points de modulation sont définis sur le réseau de gaz H, quatre sur celui de GDF (Paris, Gournay H, Nord-Est, Lyonnais), un commun à GDF et CFM (Berry) et un sur celui de GSO (Lussagnet) (cf. figure 10).

**Figure 10**  
**Carte des points de modulation**



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

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

- les possibilités d'échanges de gaz entre les expéditeurs aux points de modulation : ces échanges, entre expéditeurs, des quantités de gaz dont ils disposent en un même point de modulation ne sont pas permis actuellement dans les contrats des opérateurs historiques et sont actuellement limités aux seuls points d'entrée du gaz à la frontière française. Cette mesure allant au-delà des exigences de la directive 98/30/CE, les opérateurs historiques ont indiqué vouloir étudier en détail les conséquences qu'entraîneraient de telles possibilités d'échange, avant d'envisager de les proposer. Il paraît important de faire aboutir la démarche, qui pourrait constituer un préalable à la création de marchés secondaires de volumes et de capacités, voire à l'émergence d'un ou plusieurs *hub(s)* gazier(s) en France ;

- les souplesses à introduire dans les contrats de modulation : certaines d'entre elles ont déjà été intégrées dans les dernières propositions des opérateurs, notamment la fixation d'horaires de nomination et de renomination des quantités journalières moins contraignants. D'autres mesures sont cependant souhaitables. A titre d'exemple, les dates d'effet de ces contrats sont obligatoirement du 1<sup>er</sup> avril d'une année donnée au 30 mars de l'année suivante, afin de respecter le cycle annuel d'exploitation des réservoirs souterrains qui assurent principalement la modulation saisonnière des consommations de gaz. Les clients sont tenus de déposer le gaz en début de cycle avant de pouvoir en disposer pendant les périodes froides de l'hiver. Il a été demandé à GDF et à GSO de faire coïncider les dates d'effet des contrats d'acheminement et de modulation en introduisant un mécanisme compensatoire financier au cas où le solde du compte modulation deviendrait temporairement négatif ;
- l'équilibre juridique du contrat type de modulation : à l'instar du travail effectué sur les contrats d'approvisionnement et sur ceux de raccordement, dans les prochains mois les clauses du contrat type de modulation seront examinés afin de s'assurer du bon équilibre contractuel entre les parties signataires. Les conclusions figureront dans le prochain rapport.

### 6.2.2. Conversion gaz H - gaz B

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

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

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

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

### 6.2.3 Recommandations et conclusions

Les prestations auxiliaires de modulation/équilibre et, pour certains consommateurs, de conversion gaz H - gaz B, constituent des compléments essentiels pour une ouverture du marché comportant suffisamment de flexibilité pour les clients éligibles et les nouveaux entrants .

Il semble important de souligner que la possibilité de créer de véritables sites d'échange entre les expéditeurs, sans l'entremise obligée des opérateurs historiques, est une des clés de la création de marchés secondaires de capacités de transport et de modulation ainsi que de volumes.

Une telle évolution serait rendue possible en France, si l'on faisait en sorte que les points de modulation puissent être également considérés comme des points d'échange entre les utilisateurs de l'ATR ; en permettant ainsi la création de *hubs* gaziers au droit des points de modulation, le marché français pourrait mieux s'intégrer au sein du marché européen désormais structuré par un ensemble de *hubs* où s'effectuent des échanges entre opérateurs, notamment Bacton au Royaume-Uni, Zeebrugge en Belgique, Zelzate et Einaten en Allemagne et Baumgarten en Autriche. En outre, autoriser les échanges de gaz et de modulation aux principaux nœuds des réseaux pourrait permettre l'émergence sur le marché de nouveaux intervenants assurant le transport et l'équilibrage pour un ensemble de sites éligibles, en partageant avec les clients correspondants le bénéfice des effets de foisonnement et de « swaps » des réservations de capacités de transport et de modulation (cf. les responsables d'équilibre sur le marché électrique).

Par ailleurs, les parties prenantes ont exprimé de fortes réserves quant au maintien de ces prestations au sein des entités négoce des opérateurs historiques, dans la mesure où elles sont conduites à leur dévoiler des éléments de caractère commercial de leur offre de gaz aux clients éligibles. Les opérateurs historiques ont bien pris note de cette exigence et ont indiqué avoir déjà pris des mesures destinées à assurer la confidentialité des données liées aux prestations accessoires au sein des entités de négoce. Il paraît cependant souhaitable qu'une protection plus formelle de ces données sensibles puisse être accordée aux utilisateurs.

### 6.3. Traitement des congestions et refus d'ATR

#### 6.3.1. *Problématique générale*

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

- nécessité de couvrir les besoins en volume et en pointe au risque 2 % (conditions climatiques très rigoureuses) des distributions publiques, conformément au cahier des charges des concessions de transport ;
- nécessité de disposer de capacités de stock utile permettant de faire face à la demande dans deux situations dégradées des approvisionnements :
  - rupture d'une des trois grandes sources (Norvège, Algérie ou Russie) pendant une période pouvant atteindre une année et couverture des besoins d'hiver au risque 50 % (conditions climatiques moyennes) avec effacement de la clientèle interruptible ;
  - rupture temporaire d'une de ces sources avec couverture des besoins de pointe au risque 2 % avec effacement de la clientèle interruptible.

L'ouverture du marché, en ne permettant plus de concentrer tous les leviers d'approvisionnement au niveau des opérateurs historiques, peut conduire à un déséquilibre géographique des entrées de gaz par rapport aux prévisions à partir desquelles ont été dimensionnées les infrastructures.

A cet égard, on peut souligner qu'en dépit d'une ouverture encore modeste (4 % du marché national), des perspectives de saturation sont apparues au premier trimestre 2002 à Taisnières qui ont été notifiées par GDF aux principaux utilisateurs potentiels de l'ATR.

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

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

- définition des capacités techniques disponibles au droit des points d'importation et sur les principales grandes artères ;
- identification des besoins prioritaires tels qu'exprimés dans la directive et dans le projet de loi du 17 mai 2000 (clients non éligibles, remplissage des stockages souterrains pour les besoins d'hiver...);
- par différence, recensement des capacités disponibles pour les bénéficiaires de l'ATR et publication de ces capacités.

De ce point de vue, les informations sur les capacités disponibles aux principaux points frontières que GDF vient de publier, sur son site Internet, le 18 décembre 2001, pour le premier semestre 2002, devraient être complétées.

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

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

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

- à court terme, sur le choix d'une procédure d'attribution des disponibilités : condition d'application de la règle « premier arrivé, premier servi », répartition des capacités au prorata des demandes exprimées pour les ramener au niveau des capacités disponibles, mises aux enchères... ;
- pour le moyen/long terme, examen des renforcements des infrastructures tant en amont de la France - et dans ce cas, vraisemblablement en liaison avec les opérateurs et le régulateur du pays concerné - que sur le réseau français.

Comme pour l'électricité, on constate que ce sont les points d'interconnexion aux frontières des réseaux des opérateurs gaziers historiques qui sont - ou seront, à terme prévisible - affectés par des congestions. Il importe donc de donner la priorité au renforcement des infrastructures correspondantes (stations d'interconnexion régionales) sur le traitement contractuel et commercial des congestions. En effet, les mesures prévues dans le cadre de ce traitement conduisent généralement à une augmentation du coût d'accès au gaz par l'instauration de péages d'entrée et vont ainsi à l'encontre du but recherché de créer un marché unique du gaz.

Ces questions doivent être examinées courant 2002 et il en sera rendu compte dans le rapport de mission définitif. En tout état de cause et s'agissant de l'hiver 2001-2002, GDF a indiqué qu'il s'efforcera de minimiser les conséquences sur la clientèle éligible du risque de saturation de Taisnières, en mettant en place un service de *swap* à partir d'un des autres points sources, notamment Dunkerque et Obergailbach. Ce service avait été déjà offert pendant la durée de travaux techniques effectués sur le site de Taisnières.

### 6.3.3. *Recommandations et conclusions*

Il apparaît ainsi nécessaire de poursuivre les travaux avec les opérateurs gaziers, et en premier lieu avec GDF Transport qui contrôle les points d'entrée du gaz sur le territoire français, afin d'examiner les mesures nécessaires, en vue d'éviter l'apparition de congestions durables en certains points du réseau ; Il convient également de convenir des dispositions à prendre pour assurer la transparence dans l'information relative aux capacités disponibles et d'examiner les règles d'attribution des capacités saturées...

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

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

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

A cet égard, la directive européenne de 1998 donne la possibilité aux opérateurs historiques, sous le contrôle du régulateur, de s'opposer à certaines demandes d'ATR au motif de l'exécution des contrats de gaz à long terme, mais elle ne dit pas que les clients éligibles conservés par les opérateurs historiques doivent avoir un traitement plus favorable que ceux qui choisissent de se tourner vers de nouveaux fournisseurs.

---

## 7. Dissociation comptable des activités des opérateurs gaziers

### 7.1 Cadre juridique

Les principes généraux de la dissociation comptable des activités des opérateurs gaziers sont fixés par l'article 13 de la directive 98/30/CE du Parlement Européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, et par l'article 11 de l'actuel projet de loi gazière.

#### 7.1.1 *Cadre juridique communautaire*

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

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

#### 7.1.2 *Projet de transposition en droit interne de la directive communautaire*

L'article 11 du projet de loi gazière reprend, sans les modifier, les termes de la directive. Les opérateurs gaziers devraient donc tenir, dans leur comptabilité interne, des comptes séparés au titre des activités de transport, de distribution et de stockage du gaz naturel ainsi que, le cas échéant, des comptes séparés regroupant l'ensemble des autres activités en dehors du secteur du gaz naturel, et établir pour chacune de ces activités un bilan et un compte de résultats.

Selon les termes du projet, ces comptes devraient être communiqués chaque année à la CRE et comporter les règles d'imputation des postes d'actif et de passif et des charges et produits que les opérateurs appliquent ainsi que le périmètre de chacune des activités comptablement séparées et les principes déterminant les relations financières entre ces activités. Ces règles, périmètres et principes, ou leur modification seraient approuvés par la CRE, après avis du Conseil de la Concurrence.

Ces dispositions seraient applicables à GDF et aux autres distributeurs assurant aussi des activités de transport et de stockage ou une autre activité en dehors du gaz naturel, ainsi qu'à toute entreprise qui exerce au moins deux activités dans le secteur du gaz naturel ou qui exerce au moins une activité dans le secteur du gaz naturel et une autre activité en dehors de ce secteur, sous réserve de la réalisation d'un certain montant de chiffre d'affaires dans le secteur du gaz naturel fixé par arrêté conjoint des ministres chargés de l'économie et de l'énergie. A cet égard, on notera que lorsqu'une de ces entreprises dispose dans un secteur d'activité autre que celui du gaz naturel d'un monopole ou d'une position dominante, appréciée après avis du Conseil de la Concurrence, les ministres chargés de l'économie et de l'énergie lui imposent par arrêté conjoint d'individualiser sur le plan juridique son activité dans le secteur du gaz naturel.



## 7.2 Schémas de dissociation comptable des opérateurs gaziers

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

### 7.2.1 *Gaz de France*

GDF est actuellement organisé autour de cinq activités opérationnelles :

- l'achat-revente de gaz naturel comprenant le service de modulation (activité dite de négoce) ;
- le stockage ;
- le transport (y compris les terminaux méthaniers) ;
- la distribution ;
- les activités non liées au gaz naturel (actuellement, la distribution d'air propané en Corse).

Dans ce schéma, l'activité d'achat-revente joue un rôle central. Cette activité porte la relation commerciale de GDF et procède à l'ensemble de la facturation aussi bien pour la clientèle éligible conservée que pour la clientèle non éligible. Dans ce cadre, l'activité d'achat-revente supporte le coût des activités de transport, de distribution et de stockage qui jouent un rôle de prestataire interne. En revanche, les clients qui feront jouer leur éligibilité et s'adresseront à un fournisseur autre que GDF auront une relation directe avec l'activité transport pour la prestation d'accès au réseau.

Des débats approfondis ont eu lieu avec GDF sur le schéma de dissociation comptable à mettre en place par l'opérateur. Les discussions ont notamment traité de la finalité même de la dissociation comptable et de la portée de la notion de subvention croisée. Le projet de loi, calqué sur la loi électrique, mentionne en effet que la séparation comptable a notamment pour objectif « d'éviter les subventions croisées ». Ce principe d'évitement (la loi électrique dispose quant à elle que les principes de dissociation comptable ne doivent « permettre aucune subvention croisée ») va manifestement plus loin que le droit de la concurrence qui ne prohibe les subventions croisées que dans la mesure où elles génèrent des distorsions de concurrence inacceptables. La question s'est donc posée de la compatibilité de la dissociation comptable avec la mutualisation des cash flows, règle de gestion naturelle dans une entreprise intégrée.

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

Plus précisément, tout schéma incluant une fonction investisseur est à exclure aux motifs suivants :

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

Il apparaît en effet que la séparation comptable a notamment pour objet de révéler, dans la comptabilité interne des opérateurs, les flux financiers entre les activités en monopole et les activités en concurrence de manière que le respect des règles de concurrence soit assuré. En amont, des principes rigoureux de séparation (qui font l'objet d'une approbation par le régulateur spécialisé, après avis du Conseil de la concurrence) permettent de prévenir les subventions croisées ; en aval, lors de l'examen des comptes, la séparation met en évidence les flux financiers et facilite donc leur analyse critique.

Compte tenu de ce qui précède, GDF a accepté de revoir sa position et de travailler sur un nouveau schéma de séparation ne comprenant pas de fonction investisseur. GDF s'est ainsi engagé à appliquer ce schéma dès l'élaboration des comptes 2002. Ce changement tardif de position n'a pas permis d'entrer dans le détail de la nouvelle architecture et donc de pouvoir porter un jugement pertinent sur sa compatibilité avec les exigences du futur régulateur.

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

### *7.2.2 Compagnie Française du Méthane*

#### *Périmètre des activités opérationnelles*

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

Cet ensemble a pour activité le transport et la fourniture de gaz naturel à partir d'un réseau affermé de canalisations souterraines d'une longueur totale de 6 350 km, qui couvre schématiquement le centre de la France. Ses ventes avoisinent une centaine de TWh et se répartissent entre les clients industriels (25 %) et les distributions publiques (75 %). Les achats de gaz sont effectués majoritairement auprès de GDF (de manière exclusive antérieurement au 10 août 2000).

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

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

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

### *Proposition par CFM de dissociation comptable*

Dans un premier temps, CFM avait considéré que l'existence de deux structures juridiques distinctes, CFM et CFMH, le dispenserait de toute obligation de dissociation comptable.

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

Alors que les résultats de CFM étaient quasiment en équilibre au titre de l'année 2000 et que CFMH dégagait un résultat net positif significatif, les comptes issus de la dissociation présentée par CFM (à partir de données *pro forma* 2001) font apparaître que l'activité transport dégage un bénéfice largement supérieur à celui du négoce.

Deux facteurs expliquent ce décalage :

- d'une part, alors que les comptes sociaux 2000 ont été bâtis sur une logique de répercussion sur CFMH des coûts supportés par CFM, les recettes estimées pour 2001 du transport ont été déterminées en appliquant aux souscriptions du négoce les tarifs publiés d'accès au réseau de transport ;
- d'autre part, les charges supportées par le transport ne comprennent plus, compte tenu de la séparation comptable, la prestation de stockage fournie par GDF, qui était ensuite refacturée au négoce. Utilisée au profit du service de modulation, lui-même rattaché à l'activité de négoce, son montant est directement imputé à cette activité.

En définitive, les recettes du transport, calculées à partir des tarifs publiés, correspondent sensiblement au chiffre d'affaires des comptes sociaux 2000 de CFM, lesquels comprenaient la refacturation à CFMH de la prestation de stockage fournie par GDF, alors que ses charges diminuent du montant de cette même prestation. Dans ces conditions, c'est le transport qui réalise l'essentiel du résultat.

Les prestations de réseau, qui représentent le poste le plus important des charges du transport, comprennent la redevance d'affermage du réseau de transport et la rémunération au titre de la convention de service d'exploitation du réseau par GDF.

Selon CFM, le bénéfice important dégagé par le transport résulte des conditions financières du contrat d'affermage avec GDF (les charges de capital étant déterminées sur la base des coûts comptables). CFM précise que l'application par GDF d'un taux de rémunération théorique des capitaux engagés de 8 %, après revalorisation selon la méthode appliquée par GDF pour le calcul des tarifs d'ATR, conduirait à un surcoût significatif assez proche du résultat actuel du transport.

En tout état de cause, CFM souligne que l'équilibre économique avec GDF est rétabli par le biais des conditions contractuelles de cession du gaz naturel que lui applique CFM Négoco. En effet, la logique de relations GDF-CFM serait une logique de refacturation des coûts, de sorte qu'une hausse de la redevance d'affermage se traduirait mécaniquement par une augmentation corrélative des tarifs de cession de gaz à GDF.

Le projet de loi de finances rectificative a récemment introduit une disposition relative au transfert de propriété des réseaux de transport de gaz. A cet égard, les propriétaires du réseau seraient titulaires d'une autorisation de l'exploiter, elle-même incessible. Dans la mesure où CFM dispose d'un contrat d'affermage avec GDF, le traitement juridique de cette relation est donc en question dans le nouveau contexte.

### *7.2.3 Gaz du Sud Ouest*

#### *Périmètre des activités opérationnelles*

GSO exerce les activités de négoce et de stockage de gaz naturel.

L'activité négoce comprend les achats de gaz, les ventes de gaz et le service de modulation, le stock de gaz, les frais commerciaux et les frais d'approvisionnement. De son côté, l'activité transport comprend les actifs industriels et les dettes à long terme qui les ont financés, les activités de prestations de transport ATR et de transit, et la construction, la maintenance et l'exploitation du réseau. Cette activité a été définie de manière résiduelle une fois déterminé le périmètre de l'activité négoce.

Les achats de gaz naturel sont destinés à être revendus à des clients industriels et aux distributions publiques des trois grandes régions du Sud-Ouest ; ils sont effectués auprès de TFE (gisement de Lacq) à hauteur de 35 %, de GDF (sur son *pool* d'approvisionnement et aux conditions moyennes d'importation, y compris sur le gaz *spot*) à hauteur de 55 %, le solde, soit 10 %, étant obtenu sur le marché *spot*.

#### *Proposition par GSO de dissociation comptable*

Le transport constitue, dans le schéma de dissociation comptable proposé, l'activité principale dès lors que lui sont affectées les immobilisations, les dettes sociales et les dettes financières à long terme, à charge pour cette dernière activité de procéder à certaines facturations à destination du négoce.

Les fonds propres sont entièrement affectés au négoce car ils ont été levés par GSO pour financer l'acquisition de ses stocks de gaz utile en 1998.

S'agissant des relations entre activités dissociées, le prix de la prestation de transport fournie au négoce est déterminé à partir du tarif ATR.

La valorisation de cette prestation de transport pose le problème de la ristourne accordée par GSO sur les barèmes intégrés de vente de gaz aux distributions publiques.

Cette ristourne, d'un montant significatif, résulte d'une convention conclue en 1964 avec les distributeurs publics et a été maintenue lors de la refonte des tarifs effectuée en 1997 dans la perspective de l'ouverture du marché du gaz naturel à la concurrence et du déclin du gisement de Lacq.

Selon GSO, les tarifs de vente du gaz aux distributions publiques correspondent au coût de transport et de modulation effectivement supporté par l'entreprise pour cette catégorie d'utilisateurs dont les enlèvements sont très fortement saisonnalisés (le chauffage au gaz est dominant dans le Sud Ouest de la France). Toutefois, compte tenu de la politique de prix des Pouvoirs Publics pour la clientèle domestique, les distributions publiques ne sont pas en mesure de répercuter en totalité les prix de vente de GSO et dans ces conditions, une ristourne a dû être mise en place. En réalité, le problème ne se pose vraiment qu'aux distributeurs non nationalisés (DNN) et l'extension de la ristourne aux distributions publiques de GDF ne paraît justifiée que par des arguments formels (principe d'égalité de traitement).

Dans un premier projet de comptes dissociés, GSO avait réparti le manque à gagner lié à cette ristourne sur les activités de transport et de négoce au prorata de part de chaque activité dans la prime fixe sur les tarifs de vente.

Cette répartition avait toutefois pour inconvénient de faire apparaître deux tarifs de transport dans les comptes dissociés et n'apparaissait par conséquent pas compatible avec le principe de non discrimination entre les utilisateurs du réseau. Dans une version postérieure de ses comptes dissociés, GSO a donc imputé l'ensemble du manque à gagner lié à cette ristourne sur l'activité négoce. Il en résulte un résultat d'exploitation négatif pour cette activité, ce déficit, selon GSO, devant structurellement s'accroître. A terme, le développement de l'éligibilité des consommateurs de gaz pourrait rendre cette situation de déficit structurel sur les distributions publiques insupportable pour l'activité négoce de GSO. Les distributeurs qui bénéficient de cette ristourne sont les distributions publiques de GDF (pour 75 % du total) et des distributeurs non nationalisés (DNN) pour le solde. Une voie envisageable vers une solution de ce problème serait que GSO et GDF trouvent ensemble des modalités permettant de mettre fin à la ristourne dont bénéficient les distributions publiques de GDF. Resterait alors à traiter, probablement de manière progressive, l'évolution de la ristourne applicable aux DNN.

L'ampleur de ce problème pourrait d'ailleurs être sensiblement réduite avec la mise en place par GSO d'une structure des tarifs de transport différente. L'application par GSO d'un tarif de transport constitué à 100 % d'une prime fixe se démarque en effet des pratiques constatées chez les autres opérateurs pour lesquels la part fixe du tarif est de l'ordre de 75 % ou 80 %.

#### *7.2.4 TotalFinaElf (TFE)*

##### *Activités exercées par le groupe TotalFinaElf*

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

L'activité de production en France, qui concerne uniquement le gisement de Lacq, va s'interrompre au cours des prochaines années.

L'activité de négoce de TFE est exercée au travers de sa filiale TFE Gaz et Electricité (TFE-GE). Selon TFE, cette société se limite à l'exécution de contrats de long terme antérieurement conclus. TFE détient également une filiale britannique, TFE Gaz and Power UK, qui fait du négoce au profit de CFM et GSO.

L'activité de stockage s'exerce par l'intermédiaire de TFE Stockage Gaz France (TFE-SGF), filiale à 100 % du groupe. Cette structure exploite les sites de Lussagnet et Yzaute, dont la capacité totale devrait en principe être portée au cours des prochaines années de 5 à 6 milliards de m<sup>3</sup>. Les utilisateurs de ces sites sont GSO et accessoirement TFE-GE (sur Lussagnet) et GDF (sur Yzaute).

Les recettes de l'activité stockage proviennent essentiellement de deux clients, GSO et GDF, et résultent de contrats anciens conclus sur une durée de quinze ans.

En ce qui concerne les charges, on notera que TFE-SGF dispose de son propre personnel depuis la renégociation des conditions de fonctionnement de la société intervenue en 1998, visant à rendre autonome l'entité TFE-SGF. En revanche, le « gaz coussin » des installations ne lui appartient pas mais est la propriété de GDF pour le site d'Yzaute et de TFE-GE pour celui de Lussagnet. GDF et GSO sont respectivement propriétaires du gaz utile de ces stockages.

#### *Proposition par TFE de dissociation comptable*

Dans la mesure où TFE-SGF constitue une entité juridique autonome exerçant la seule activité de stockage, cette société estime ne pas être soumise à l'obligation de dissociation comptable.

### 7.3 Recommandations et conclusions

Ni la directive n° 98/30/CE, ni le projet de loi gazière ne prévoient la séparation comptable de l'activité d'achat-revente de gaz naturel. Quel que soit l'opérateur concerné, seules doivent être dissociées les activités de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel, ainsi que l'ensemble des activités exercées hors du secteur du gaz naturel.

Il paraît cependant opportun de prévoir dans le projet de loi gazière la séparation comptable de l'activité d'achat-revente de gaz naturel, à l'instar de ce qui a été retenu pour l'électricité.

En effet, bien qu'il soit toujours possible de raisonner par différence à partir des comptes sociaux de l'opérateur, le fait de ne pas disposer d'un compte séparé au titre de l'activité d'achat-revente nuit à la transparence des comptes et donc à la prévention des subventions croisées entre activités dissociées.

A cet égard, il est intéressant de noter que les opérateurs concernés, hormis le cas de GDF et de sa fonction investisseur, ont spontanément et sans difficulté particulière présenté des comptes séparés au titre de l'activité achat-revente, et ne devraient donc pas réagir négativement à cette proposition, étant rappelé que les comptes dissociés n'ont pas vocation à être publiés.

Il est, en outre, demandé aux opérateurs de rechercher la plus grande transparence de leurs schémas de séparation comptable. Devront être ainsi retracés précisément les circulations de *cash* entre activités dissociées, de même que l'éventuelle affectation des résultats.

Surtout, il convient que les comptes séparés soient établis dès le début de 2002 de manière à éviter les retraitements comptables *a posteriori* susceptibles d'introduire des erreurs de nature à fausser leur signification.

---

## **Annexes**

**Annexe 1** : Lettre de Mission du 9 juillet 2001

**Annexe 2** : Analyse détaillée des nouveaux barèmes provisoires de GDF et CFM

**Annexe 3** : Offre d'accès des tiers aux terminaux méthaniers

**Annexe 4** : Compatibilité d'une tarification nodale avec la présence de trois opérateurs de transport : GDF, CFM et GSO

**Annexe 5** : Contrat-type d'acheminement GDF

**Annexe 6** : Contrat-type de raccordement GDF