

ANNEXE 3

Liste des parties prenantes consultées

Cette annexe recense, de manière non exhaustive, les consultations des différentes parties prenantes, effectuées depuis le 10 août 2000, dans le cadre des missions confiées au Président de la CRE sur le gaz naturel.

Pouvoirs Publics

- Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP),
- Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes (DGCCRF),
- Direction de la Prévision,
- Conseil de la Concurrence.

Collectivités concédantes

- Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR),
- Syndicat Intercommunal pour le Gaz et l'Electricité en Ile de France (SIGEIF).

Sociétés gazières nationales et internationales

- Gaz de France (GDF),
- Gaz du Sud-Ouest (GSO),
- Compagnie Française du Méthane (CFM),
- TotalFinaElf (TFE),
- BP,
- Exxon Mobil,
- Shell,
- Ruhrgaz,
- Lattice.

Organisations professionnelles représentatives de l'industrie du gaz

- Association Française du Gaz (AFG),
- European Federation of Energy Traders (EFET),
- Syndicat Professionnel des Entreprises Gazières Municipales et Assimilées (SPEGNN),
- Union Professionnelle des Industries Privées du Gaz (UPRIGAZ). .../...

Industries consommatrices et organisations professionnelles représentatives des utilisateurs de gaz

- Union des Industries Chimiques (UIC),
- Union des Industries Utilisatrices d’Energie (UNIDEN),
- Air Liquide,
- Dalkia,
- Elyo,
- Grande Paroisse,
- Rhodia,
- Saint-Gobain,
- Solvay,
- Suez,
- Usinor.

Autorités de régulation étrangères

- Autorita per l’Energia Elettrica e il Gas (AAEG) – Italie
- Comision Nacional de Energia (CNE) – Espagne
- Commission de Régulation de l’Electricité et du Gaz (CREG) – Belgique
- Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) – Grande-Bretagne

ANNEXE 4

COMPARAISON DES STRUCTURES TARIFAIRES de type « entrée/sortie » et « point à point à la distance »

Quelques rappels sur la tarification entrée/sortie :

- il s'agit d'une structure tarifaire comprenant un terme d'entrée dans le réseau de transport, seulement en fonction du point d'entrée, et d'un terme de sortie du réseau de transport, également seulement fonction du point de sortie ;
- l'expéditeur réserve des capacités d'entrée en un ou plusieurs points d'entrée et des capacités de sortie en un ou plusieurs points de sortie du réseau, sans qu'il y ait nécessairement un lien entre les capacités souscrites d'entrée et celles de sortie ;
- il est possible de différencier la durée de souscription pour des réservations d'entrée de celle pour des réservations de sortie : à titre d'exemple, au Royaume-Uni, sur le marché primaire, la durée de réservation pour les capacités d'entrée est d'un mois – ou d'un jour pour les capacités invendues – et la durée de réservation pour les capacités de sortie est d'un an ; naturellement, sur le marché secondaire, les produits sont beaucoup plus diversifiés ;
- la facturation des termes d'entrée est donc dissociée de celle des termes de sortie : ainsi, au Royaume-Uni, aucun terme de sortie n'est perçu aux points de stockages ; il est donc possible d'amener du gaz à un point de stockage ou d'échange en acquittant simplement un terme d'entrée, puis soit de l'acheminer ultérieurement vers un point de livraison en acquittant le terme de sortie correspondant, soit de le mettre à la disposition d'un tiers au point de stockage ou d'échange ;
- ce mode de tarification est donc particulièrement bien adapté au cas d'un marché ouvert comportant différentes catégories d'acteurs intervenant aux différents stades d'acheminement du gaz – entrée, point d'équilibre et sortie -, avec un dénominateur commun, le code d'accès au réseau, et des conditions commerciales extrêmement simplifiées, facilitant les transactions sur écran.

La tarification entrée/sortie possède, en outre, deux avantages principaux par rapport à la tarification à la distance :

- elle permet de réduire le différentiel de prix moyen d'acheminement entre les opérateurs historiques, disposant d'une base de clientèle importante et de sources d'approvisionnement diversifiées, et les nouveaux entrants ;
- elle favorise la fluidité du marché et l'émergence de marchés secondaires.

I – LA SYMETRISATION DES CONDITIONS D'ACCES AU RESEAU

L'un des principaux reproches faites à la tarification « à la distance » est le fait qu'elle favorise l'acteur qui est le plus capable d'optimiser ses réservations en fonction de son potentiel de clients et de ses points d'entrée du gaz dans le réseau, c'est-à-dire à l'opérateur historique au détriment du nouvel entrant n'ayant qu'un portefeuille de clients limité et ne pouvant injecter du gaz qu'à partir d'un nombre restreint de points d'entrée. C'est typiquement le cas en France où Gaz de France bénéficie de cinq points d'entrée pour le gaz H, alors que ses concurrents n'ont accès, en pratique, qu'à deux points d'entrée, Taisnières et Dunkerque.

L'exemple très simple, présenté ci-dessous, vise à mettre en évidence le manque de symétrisation dans la prise en compte du foisonnement dans une tarification « à la distance » et les impacts d'une tarification pondérée et d'une tarification entrée/sortie.

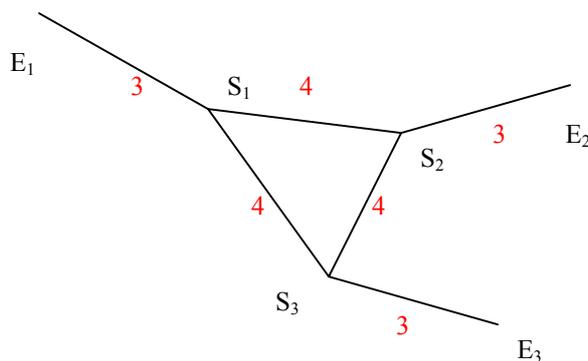
I.1) tarification à la distance

Prenons l'exemple d'un réseau très simplifié – schéma 1 - avec trois points d'entrée (E_1 , E_2 et E_3) et trois points de sortie (S_1 , S_2 et S_3). Les coûts de réservation sur chacun des tronçons, exprimés en nombre d'unités tarifaires, figurent dans le tableau ci-dessous¹ :

Tableau 1 : Coûts de réservation dans la tarification à la distance
(en nombre d'unités tarifaires par MWh/j)

| | | Points d'entrée du réseau | | |
|----------------------------|-------|---------------------------|-------|-------|
| | | E_1 | E_2 | E_3 |
| Points de sortie du réseau | S_1 | 3 | 7 | 7 |
| | S_2 | 7 | 3 | 7 |
| | S_3 | 7 | 7 | 3 |

Schéma 1 : Schéma tarifaire « à la distance » du réseau



N.B. : Les coûts de réservation sur les tronçons figurent en rouge sur les tronçons concernés.

¹ On notera que le calcul du coût d'un transport résulte bien de l'addition des coûts de réservation de chacun des tronçons composant ce transport.

Deux fournisseurs alimentent les clients éligibles en gaz naturel :

- le premier, F_1 , dispose des trois points d'entrée sur le réseau et ses clients sont également répartis sur les trois points de sortie ;
- le second, F_2 ne dispose que d'un point d'entrée, E_3 , et alimente une clientèle strictement identique à celle de F_1 .

Les injections et les livraisons journalières des deux fournisseurs, supposées constantes sur l'année, figurent dans le tableau 2.

Tableau 2 : Injections et soutirages journaliers des deux fournisseurs, F_1 et F_2 (en MWh/j)

| | Injections | | | Soutirages | | |
|-------|------------|-------|-------|------------|-------|-------|
| | E_1 | E_2 | E_3 | S_1 | S_2 | S_3 |
| F_1 | 130 | 100 | 70 | 100 | 100 | 100 |
| F_2 | - | - | 300 | 100 | 100 | 100 |

Les schémas de réservation optimaux pour F_1 et F_2 – c'est-à-dire à moindre coût – correspondent respectivement aux schémas de flux des schémas 2 et 3.

Schéma 2 : Schéma de flux optimal pour F_1

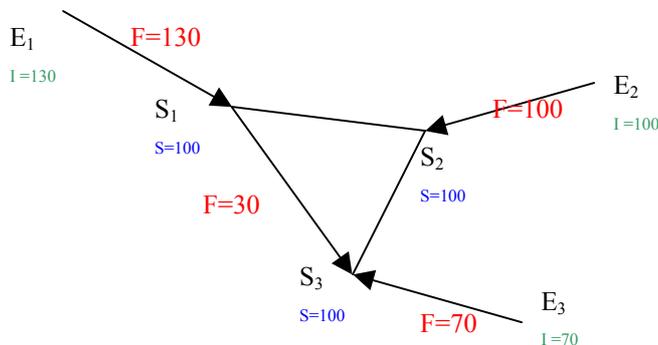
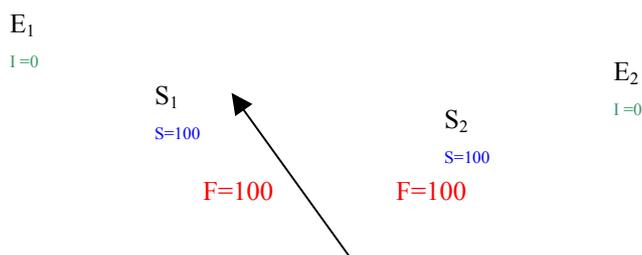
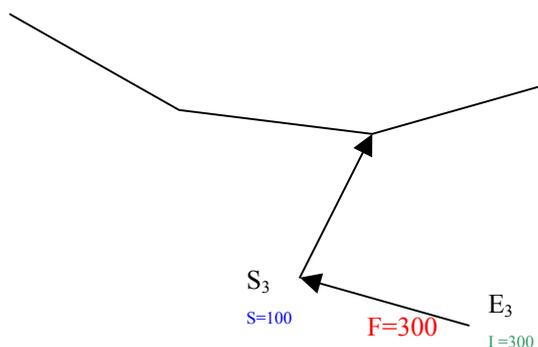


Schéma 3: Schéma de flux optimal pour F_2





N.B. : Dans les deux schémas précédents, les injections aux points d'entrée sont indiquées en vert, les soutirages aux points de sortie, en bleu et le volume des flux, en rouge. La flèche sur les tronçons indique le sens du flux.

Leurs réservations sont détaillées dans le tableau 3.

**Tableau 3 : Facture des fournisseurs F₁ et F₂
(en unités tarifaires)**

| | | Tronçons | | | | | |
|----------------------|---------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| | | E₁-S₁ | S₁-S₂ | S₁-S₃ | S₂-S₃ | E₃-S₃ | E₂-S₂ |
| F₁ | Réservations | 130 | - | 30 | 0 | 70 | 100 |
| | Prix unitaire | 3 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 |
| | Facture | 390 | 0 | 120 | 0 | 210 | 300 |
| F₂ | Réservations | 0 | 0 | 100 | 100 | 300 | 0 |
| | Prix unitaire | 3 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 |
| | Facture | 0 | 0 | 400 | 400 | 900 | 0 |

Il en résulte les prix unitaires moyens d'acheminement suivants :

Tableau 4 : Prix unitaires moyens d'acheminement (en unité tarifaire/MWh)

| | Total de la facture | Volumes acheminés | Prix unitaire moyen |
|----------------------|----------------------------|--------------------------|----------------------------|
| F₁ | 1.020 | 300×365=109.500 | 0,0093 |
| F₂ | 1.700 | 300×365=109.500 | 0,0155 |

La facture du fournisseur ne disposant que d'une seule source d'approvisionnement est donc plus élevée de 67% que celle du fournisseur multi-source.

Deux solutions permettent de réduire l'écart de prix moyen d'acheminement entre les deux fournisseurs :

- une tarification dite « pondérée », combinant la distance tarifaire avec la distance au point d'entrée le plus proche selon des coefficients définis plus ou moins arbitrairement ;
- ou une tarification de type entrée/sortie.

I.2) tarification pondérée

L'exemple suivant est fondé sur une pondération 60/40 des distances tarifaires de l'exemple précédent, c'est-à-dire sur un re-calcul de celles-ci en additionnant :

- le coût de réservation entre le point de sortie et le point d'entrée considérés dans la tarification à la distance affecté du coefficient 0,6 ;
- et le coût de réservation entre le point de sortie considéré et le point d'entrée le plus proche de ce point de sortie affecté du coefficient 0,4.

Les coûts de réservation² sont donnés dans le tableau 6.

Tableau 6 : Coûts de réservation dans la tarification pondérée 60/40

(en nombre d'unités tarifaires par MWh/j)

| | | Points d'entrée du réseau | | |
|----------------------------|----------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| | | E ₁ | E ₂ | E ₃ |
| Points de sortie du réseau | S ₁ | $0,6 \times 3 + 0,4 \times 3 = 3,0$ | $0,6 \times 7 + 0,4 \times 3 = 5,4$ | $0,6 \times 7 + 0,4 \times 3 = 5,4$ |
| | S ₂ | $0,6 \times 7 + 0,4 \times 3 = 5,4$ | $0,6 \times 3 + 0,4 \times 3 = 3,0$ | $0,6 \times 7 + 0,4 \times 3 = 5,4$ |
| | S ₃ | $0,6 \times 7 + 0,4 \times 3 = 5,4$ | $0,6 \times 7 + 0,4 \times 3 = 5,4$ | $0,6 \times 3 + 0,4 \times 3 = 3,0$ |

L'application brute des coûts de réservations ainsi obtenus conduit à un revenu de transport (2.352) inférieur à celui obtenu dans le cadre de la tarification à la distance (2.720). Afin de maintenir le revenu du transporteur, il convient d'ajuster de façon homothétique le nombre d'unités tarifaires sans en modifier la valeur unitaire. On obtient le tableau 6 bis.

Tableau 6 bis : Coûts de réservation dans la tarification pondérée 60/40 ajustée

(en nombre d'unités tarifaires par MWh/j)

| | | Points d'entrée du réseau | | |
|----------------------------|----------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | | E ₁ | E ₂ | E ₃ |
| Points de sortie du réseau | S ₁ | $3,0 \times (2720/2352) = 3,47$ | $5,4 \times (2720/2352) = 6,24$ | $5,4 \times (2720/2352) = 6,24$ |
| | S ₂ | $5,4 \times (2720/2352) = 6,24$ | $3,0 \times (2720/2352) = 3,47$ | $5,4 \times (2720/2352) = 6,24$ |
| | S ₃ | $5,4 \times (2720/2352) = 6,24$ | $5,4 \times (2720/2352) = 6,24$ | $3,0 \times (2720/2352) = 3,47$ |

² Les distances tarifaires dans ce système ne peuvent plus être obtenues en additionnant des coûts de réservation sur les tronçons tarifaires. Chaque trajet tarifaire entre un point d'entrée et un point de sortie se voit affecter une valeur indépendante de celle des autres trajets.

Les factures ainsi obtenues sont détaillées dans le tableau 7.

**Tableau 7 : Facture des fournisseurs F₁ et F₂
(en unités tarifaires)**

| | | Tronçons | | | | | | |
|----------------|---------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| | | E ₁ -S ₁ | E ₁ -S ₂ | E ₁ -S ₃ | E ₂ -S ₂ | E ₃ -S ₁ | E ₃ -S ₂ | E ₃ -S ₃ |
| F ₁ | Réservations | 100 | 0 | 30 | 100 | 0 | 0 | 70 |
| | Prix unitaire | 3,47 | 6,24 | 6,24 | 3,47 | 6,24 | 6,24 | 3,47 |
| | Facture | 346,94 | 0 | 187,35 | 346,94 | 0 | 0 | 242,86 |
| F ₂ | Réservations | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 |
| | Prix unitaire | 3,47 | 6,24 | 6,24 | 3,47 | 6,24 | 6,24 | 3,47 |
| | Facture | 0 | 0 | 0 | 0 | 624,49 | 624,49 | 346,94 |

**Tableau 8 : Prix unitaires moyens d'acheminement
(en unités tarifaires/MWh)**

| | Total de la facture | Volumes acheminés | Prix unitaire moyen |
|----------------------|---------------------|-------------------|---------------------|
| F₁ | 1.124,08 | 109.500 | 0,0103 |
| F₂ | 1.595,92 | 109.500 | 0,0146 |

La comparaison des prix unitaires moyens d'acheminement des deux fournisseurs est toujours en faveur du fournisseur disposant de plusieurs sources, mais dans des proportions moindres puisque le fournisseur F₂ n'est plus pénalisé que de 42% par rapport à F₁.

Naturellement, plus la part de la distance par rapport au point d'entrée le plus proche sera importante, plus l'écart entre le fournisseur multi-sources et l'opérateur mono-source sera réduit.

1.3) Tarification entrée/sortie

a) – Détermination de la tarification

Lorsque le revenu de référence du transport est déterminé, l'élaboration d'une tarification entrée/sortie consiste, d'une part, à allouer ce revenu entre termes d'entrée et termes de sortie et, d'autre part, à déterminer le terme d'entrée et de sortie pour respectivement chaque point d'entrée et de sortie.

Le propos n'est pas ici de s'attacher aux principes économiques de la tarification des réseaux, dont il sera traité dans le paragraphe suivant ; la tarification entrée/sortie utilisée dans l'exemple continue donc de se fonder sur la représentativité des coûts par les unités tarifaires de l'exemple I.1.

L'allocation du revenu de référence entre termes d'entrée et de sortie permet des marges de manœuvres tarifaires considérables : une répartition 25%-75% entre respectivement les termes d'entrée et les termes de sortie a été retenue, notamment afin de limiter les effets de bord aux frontières du réseau – au Royaume-Uni, cette répartition est plus proche de 50/50 -.

Dès lors, les termes d'entrée doivent procurer un revenu de $2.720 \times 0,25 = 680$ et les termes de sortie, un revenu de $2.720 - 680 = 2.040$.

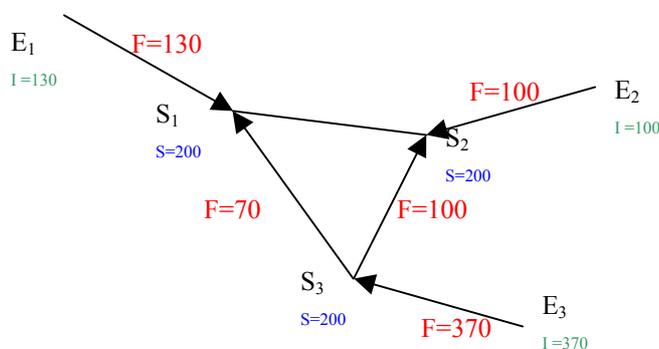
La détermination de chacun des termes d'entrée et de sortie est une opération plus complexe et peut répondre à une logique de signal tarifaire. Dans notre exemple, on suppose que les points d'entrée E_1 et E_2 bénéficient d'un terme d'entrée moins élevé afin d'encourager les injections en ces points ; il a donc été retenu un terme d'entrée inférieur de 20% au prix moyen d'entrée dans le réseau.

Tableau n°9 : Termes d'entrée dans le réseau (en nombre d'unités tarifaires)

| | Capacité souscrite (en MWh/j) | Prix unitaire moyen (en UT par MWh/j) | Prix unitaire (en UT par MWh/j) | Revenu (en UT) |
|--------------|----------------------------------|------------------------------------------|--------------------------------------------|-------------------|
| E_1 | 130 | $680/600 = 1,133$ | $1,133 \times 0,8 = 0,907$ | 117,87 |
| E_2 | 100 | $680/600 = 1,133$ | $1,133 \times 0,8 = 0,907$ | 90,67 |
| E_3 | 370 | $680/600 = 1,133$ | $(680 - (0,907 \times 230)) / 370 = 1,274$ | 471,46 |
| Total | 600 | $680/600 = 1,133$ | 1,133 | 680,00 |

S'agissant des termes de sortie, leur fixation devrait logiquement dépendre du coût moyen d'alimentation du point de sortie considéré pour le gestionnaire du réseau, c'est-à-dire une fois l'ensemble des flux optimisé – schéma n°4 -. Il en résulte le schéma tarifaire n°5.

Schéma 4: Schéma de flux optimal pour le transporteur



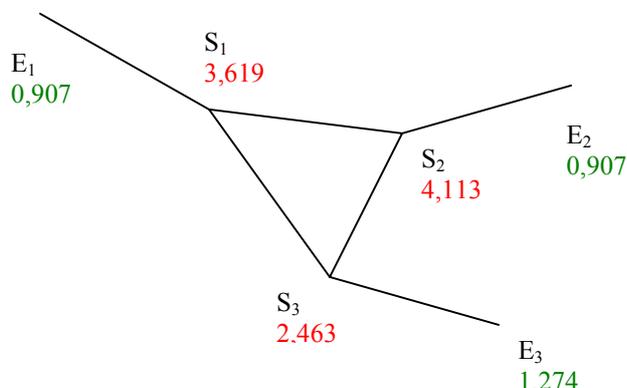
N.B. : Dans les deux schémas précédents, les injections aux points d'entrée sont indiquées en vert, les soutirages aux points de sortie, en bleu et le volume des flux, en rouge. La flèche sur les tronçons indique le sens du flux.

Tableau n°10 : Termes de sortie du réseau (en nombre d'unités tarifaires)

| | Capacité souscrite (en MWh/j) | Coût d'acheminement (en UT) | Revenu à recouvrir (en UT) | Prix unitaire (en UT par MWh/j) |
|-------|----------------------------------|---------------------------------------------------|---------------------------------------|------------------------------------|
| S_1 | 200 | $130 \times E_1 S_1 + 70 \times E_3 S_1 = 880$ | $2.040 \times 880 / 2.480 = 723,87$ | 3,619 |
| S_2 | 200 | $100 \times E_2 S_2 + 100 \times E_3 S_2 = 1.000$ | $2.040 \times 1.000 / 2.480 = 822,58$ | 4,113 |
| S_3 | 200 | $200 \times E_3 S_3 = 600$ | $2.040 \times 600 / 2.480 = 493,55$ | 2,463 |

| | | | | |
|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|
| Total | 600 | 2.480 | 2.040 | 3,400 |
|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|

Schéma 5 : Schéma tarifaire entrée/sortie du réseau



Les calculs sur la facture des intervenants donnent les résultats suivants :

**Tableau 11 : Facture des fournisseurs F₁ et F₂
(en unités tarifaires)**

| | | Tronçons | | | | | |
|----------------------|---------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | E ₁ | E ₂ | E ₃ | S ₁ | S ₂ | S ₃ |
| F₁ | Réservations | 130 | 100 | 70 | 100 | 100 | 100 |
| | Prix unitaire | 0,907 | 0,907 | 1,274 | 3,619 | 4,113 | 2,463 |
| | Facture | 117,87 | 90,667 | 89,196 | 361,935 | 411,290 | 246,774 |
| F₂ | Réservations | 0 | 0 | 300 | 100 | 100 | 100 |
| | Prix unitaire | 0,907 | 0,907 | 1,274 | 3,619 | 4,113 | 2,463 |
| | Facture | 0 | 0 | 382,270 | 361,935 | 411,290 | 246,774 |

**Tableau 12 : Prix unitaires moyens d'acheminement
(en unités tarifaires/MWh)**

| | Total de la facture | Volumes acheminés | Prix unitaire moyen |
|----------------------|----------------------------|--------------------------|----------------------------|
| F₁ | 1.317,73 | 109.500 | 0,0120 |
| F₂ | 1.402,27 | 109.500 | 0,0128 |

L'écart de prix d'acheminement entre le fournisseur multi-sources et le fournisseur mono-source est pratiquement gommé : en effet, la facture « de sortie » est identique pour les deux fournisseurs, qui alimentent exactement la même clientèle, la différence se faisant uniquement sur les termes d'entrée.

II – RENFORCEMENT DE LA FLUIDITE DU MARCHE GAZIER

Les possibilités d'échange de capacités ou d'échange de gaz contribuent à la dynamisation des marchés du gaz. Si la tarification n'est pas le facteur essentiel de cette dynamisation, elle n'en contribue pas moins à faciliter la mise en place d'une logique de marché. A cet égard, la tarification de type entrée/sortie possède une bien meilleure capacité contributive en ce qui concerne les échanges de capacités de transport ainsi que les échanges de gaz.

II.1) – Echange de capacités

Un autre avantage de la tarification entrée/sortie par rapport à une tarification fondée sur l'addition de coût de transport sur des tronçons tarifaires identifiés, dont la tarification à la distance n'est qu'un exemple, réside dans la « banalisation » des capacités.

En effet, pour acheminer son gaz d'un point i à un point j :

- dans une tarification à la distance ou apparentée, l'expéditeur doit réserver des capacités sur chacun des tronçons composant le trajet tarifaire de i à j ; dès lors, il ne pourra échanger de capacités qu'avec un expéditeur partageant, au moins partiellement, le même trajet tarifaire ;
- à l'inverse, dans une tarification entrée/sortie, l'expéditeur réserve des capacités d'entrée au point i et des capacités de sortie au point j ; il peut donc échanger des capacités avec tout expéditeurs injectant en i et/ou soutirant en j .

A titre d'exemple, sur le réseau de Gaz de France, un expéditeur injectant du gaz à Dunkerque pour alimenter des clients situés dans la zone Région Paris ne pourra, an aucun cas, échanger des capacités avec un expéditeur injectant au point d'entrée d'Obergailbach et alimentant lui-aussi des clients à Région Paris dans une tarification à la distance. Par contre, une tarification entrée/sortie pourrait permettre, en cas d'excédent de capacités de sortie de l'un ou l'autre expéditeur à Région Paris, un prêt de capacités.

On voit immédiatement les conséquences de cette « banalisation » :

- les nouveaux entrants pourront disposer de possibilités d'arbitrage, sinon équivalentes aux fournisseurs historiques, en tout cas largement supérieures à celles dont ils peuvent disposer actuellement : en effet, le coût net d'une souscription de capacité, notamment celui d'une capacité d'entrée, dont l'utilisation pourrait s'avérer aléatoire – par exemple, arbitrage en faveur du marché spot en cas de conditions de marché favorables – serait diminué dans la mesure où cette souscription, en cas de non utilisation, pourrait être cédée à un tiers ;
- cette dynamique sera renforcée par la formation d'un ou de plusieurs marchés secondaires de capacités, qui permettront la rencontre d'une multitude d'intervenants proposant des produits diversifiés de façon transparente et fluide. Il va de soi qu'un tel marché ne peut être envisagé qu'au sein d'un réseau totalement fluide ou que sous le contrôle d'un « gendarme » veillant au respect du fonctionnement du réseau.

II.2) – Echange de gaz

Aujourd'hui, les échanges de gaz entre deux expéditeurs ne sont possibles qu'aux points d'importation du gaz naturel, à condition que chacun des intervenants dispose des capacités suffisantes à partir de ces points. Dès lors, il est impossible, pour des expéditeurs injectant en deux points d'importation différents, de s'échanger du gaz. C'est pourquoi il a été demandé aux opérateurs de transport d'améliorer leur offre d'échange de gaz en l'étendant à l'ensemble des points de modulations existants, ce qui devrait permettre une transition vers la création de hubs gaziers à termes.

Il n'en demeure pas moins que, dans un système tarifaire fondé sur la distance, les échanges de gaz sont contraints par l'obligation de souscrire des capacités sur les différents tronçons, avec des souscriptions sur une base annuelle.

A l'inverse, la tarification entrée/sortie permet une dissociation entre les capacités d'injection et les capacités de soutirage ; un fournisseur peut donc injecter du gaz jusqu'à un point de stockage en souscrivant simplement des capacités d'entrée et le revendre en ce point de stockage à un tiers qui s'acquittera des capacités de sortie.

ANNEXE 5

Document GSO

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

TARIFICATION DE TRANSPORT

Impact de la tarification sur le degré d'ouverture du marché

Le marché a mal accueilli la tarification de transport 'à la distance' publiée pour le 10 août 2000 et qui consistait pour tout Expéditeur à réserver des capacités sur des tronçons contractuels et à payer un prix proportionnel entre autre à la longueur des tronçons qu'il empruntait. Les utilisateurs reprochent à ce tarif notamment de favoriser indûment les négociants des compagnies gazières intégrées et de restreindre la concurrence à des zones proches des points frontières.

La tarification de transport doit être appréhendée distinctement des problématiques de concurrence de prix de gaz. Nous pensons que la tarification de transport a pour objet de répartir des coûts en étant fidèle à la réalité de l'économie du transport de gaz.

Objectifs tarifaires retenus par GSO

Nous avons souhaité concevoir un tarif saisonnier, déterminé à partir de coûts en développement de notre réseau, qui envoie les signaux économiques pertinents au marché et qui reflète l'évolution de notre activité de transport sur la période 2003-2007 tout en garantissant une stabilité des prix aux utilisateurs.

Tarification entrée sortie

Suite aux préconisations de la CRE, nous avons travaillé à l'élaboration d'une méthodologie tarifaire entrée sortie en essayant de concilier au mieux les objectifs tarifaires avec l'inconvénient de perdre des informations en passant d'une tarification par tronçons à une tarification de type entrée sortie.

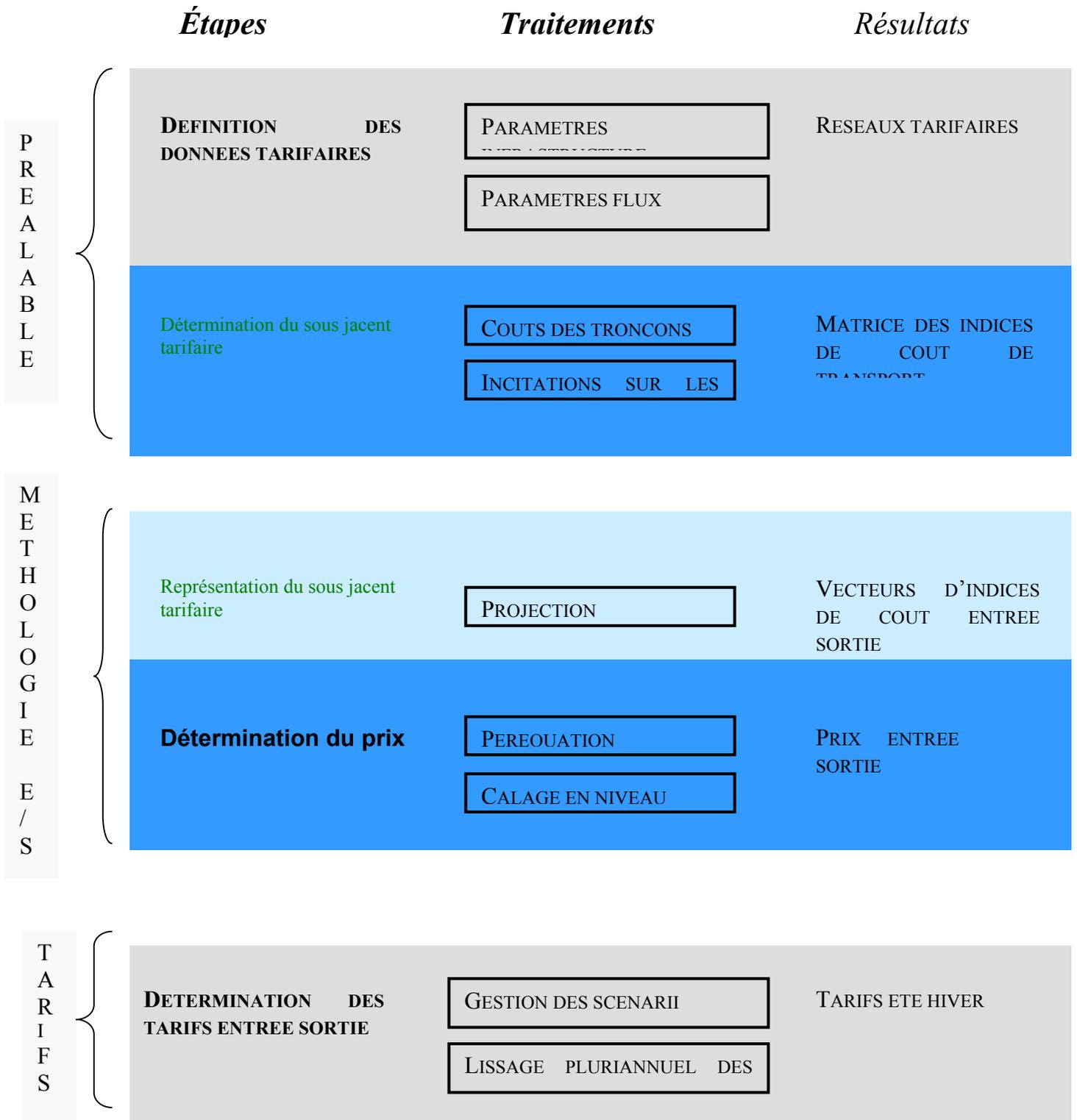
Mérites comparés des tarifications à la distance et entrée sortie

| | Tarification par tronçon | Tarification entrée sortie |
|---------------------------------|--------------------------|----------------------------|
| Simplicité d'utilisation | non | oui |
| Transparence | oui | non |
| Fidélité aux coûts | oui | difficultés intrinsèques |
| Stabilité des prix | intrinsèque | non intrinsèque |

L'intérêt majeur de la tarification entrée sortie est de faciliter les échanges entre expéditeurs grâce à la simplification de la procédure de réservation de capacité et à la déconnexion des prix d'entrée et de sortie du réseau.

La tarification entrée sortie est pour cela adaptée au fonctionnement d'une zone notionnelle (Hub) d'échange de gaz entre expéditeurs.

METHODOLOGIE TARIFAIRE ENTREE SORTIE



DONNEES TARIFAIRES

Définition du réseau tarifaire

Le réseau tarifaire grand transport contient l'ensemble des paramètres qui sont utilisés dans le calcul des indices de structure de coût.

Nous avons déterminé deux catégories de paramètres :

- les paramètres caractéristiques des infrastructures (*longueur, diamètre des tronçons*)
- les paramètres relatifs aux flux dimensionnants (*sens et valeur du flux, saturation des canalisations et des compressions*)

Construction des réseaux tarifaires pour 2003-2007

Le réseau tarifaire est un réseau équivalent de grand transport déterminé à partir des scénarii de dimensionnement 2003-2007.

Les paramètres des infrastructures (longueur, diamètre des tronçons) évoluent à mesure de la réalisation des conduites inscrites au plan.

Les paramètres de flux (*sens et valeur du flux, saturation des canalisations et des compressions*) sont fonction de la consommation des clients du sud ouest et des hypothèses de mise à disposition de gaz aux points frontières.

Il y a quatre réseaux tarifaires par an, deux pour l'hiver et deux pour l'été. (voir annexe)

DETERMINATION DU SOUS JACENT TARIFAIRE

Coût unitaire de création d'une capacité sur un tronçon

Le coût et la capacité d'un tronçon dépendent des choix du transporteur en matière de :

- compression (puissance, type et positionnement des compresseurs)
- canalisation (longueur, diamètre et pression maximale de service).

Nous avons déterminé pour des canalisations de diamètre nominaux (DN) compris entre DN 400 et DN 800, les caractéristiques associées (longueur caractéristique de la canalisation, pressions amont et aval et puissance de compression) et calculé les coûts de canalisation et de compression associés ainsi que la capacité de transport de l'ensemble.

Incitations à réserver des capacités sur des trajets soulageant le réseau

Nous avons introduit une incitation à réserver des capacités sur des trajets soulageant le réseau en allégeant l'indice de coût d'un trajet empruntant des portions à contre flux ou non saturées. Nous avons également augmenté l'indice de coût d'un trajet empruntant des portions proches de la saturation.

| | Taux appliqué au coût d'un tronçon si le trajet est dans le sens du flux | Taux appliqué au coût d'un tronçon si le trajet est en rebours du flux |
|------------------------|--------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| Niveau de saturation 1 | 0.8 | 0.28 |
| Niveau de saturation 2 | 0.9 | 0.22 |
| Niveau de saturation 3 | 1 | 0.2 |
| Niveau de saturation 4 | 1.1 | 0.18 |
| Niveau de saturation 5 | 1.4 | 0.16 |

Matrices d'indice de structure de coût de transport

L'indice P_{ij} de structure de coût de transport entre le point d'entrée E_i et le point de sortie S_j est déterminé en sommant pour les tronçons empruntés les coûts de canalisation et de compression auxquels sont appliqués les taux incitatifs.

REPRESENTATION DU SOUS-JACENT TARIFAIRE

Principe

On cherche à remplacer au mieux les indices de structure de coût de transport P_{ij} par la somme Des indices de coût entrée et sortie $e'_i + s'_j$. On remplace donc une série de donnée (36 dans notre cas) par une série de donnée plus limitée (13 dans notre cas) ce qui engendre forcément une distorsion entre les P_{ij} et les $e'_i + s'_j$.

On détermine donc les indices de coût entrée et sortie de manière à minimiser l'erreur d'ajustement définie ci dessous :

$$\text{Minimisation } \Sigma (L_{ij}^2 * (P_{ij} - e'_i - s'_j)^2)$$

e'_i : indice de coût entrée

s'_j : indice de coût sortie

P_{ij} : indice de structure de coût de transport entre un point d'entrée i et un point de sortie j

L_{ij} : liaison entre un point d'entrée i et un point de sortie j , est un coefficient pondérateur compris entre 0 et 1 fonction de la probabilité d'occurrence d'un trajet entre un point d'entrée i et un point de sortie j

$L_{ij} = 1$ pour les couples (point d'entrée i ; point de sortie j) liés par un flux de i vers j

$L_{ij} = 0.1$ pour les couples (point d'entrée i ; point de sortie j) non liés par un flux de i vers j

Qualité de l'ajustement

L'introduction des L_{ij} permet de contraindre le calculateur à ajuster plus précisément les indices de coût entrée et sortie aux indices de coût de transport pour les couples les points les plus probables.

Les simulations que nous avons menées sur 2003 nous montrent que le problème d'optimisation posé admet des résultats satisfaisants et que la corrélation entre les indices de coût de transport et les indices de coût entrée sortie est satisfaisante. Le coefficient de corrélation entre les $[L_{ij} * P_{ij}]$ et les $[L_{ij} * (e^i + s^j)]$ est supérieur à 96 %.

DETERMINATION DES PRIX ENTREE ET SORTIE

Procédure

On cherche à passer des indices de coûts entrée sortie aux prix entrée sortie :

- en reflétant les coûts
- en incluant une péréquation
- en calant les prix d'entrée et de sortie en fonction des revenus cibles et des capacités

Nous avons pour cela retenu la formule suivante :

$$E_i = k_1 * (1 + \text{Coefficient péréquation entrée} * (e^i - \min e^i) / (\max e^i - \min e^i))$$

$$S_j = k_2 * (1 + \text{Coefficient péréquation sortie} * (s^j - \min s^j) / (\max s^j - \min s^j))$$

E_i : prix d'entrée au point i

S_j : prix de sortie au point de sortie j

k_1, k_2 : coefficients de calage en niveau

DETERMINATION DES TARIFS ENTREE ET SORTIE

Gestion des scénarii

Pour une saison donnée, les scénarii de schémas de flux étant équiprobables, on détermine le prix entrée sortie de la saison par la moyenne des prix entrée sortie des deux réseaux tarifaires.

Lissage pluri annuel

Pour déterminer des tarifs stables aux points d'entrée et de sortie, on calcule les prix été et hiver tel que décrit dans les paragraphes précédents sur la période 2003-2007 et on fixe le tarif saisonnier de chaque point d'entrée et de sortie de manière à lisser son évolution sur la période 2003-2007.

ANNEXE 6

Offre d'accès des tiers aux terminaux méthaniers (Montoir et Fos)

Gaz de France a publié à la fin du mois de janvier 2001 une offre d'accès aux terminaux méthaniers – Montoir et Fos -. Parmi les opérateurs européens, seuls Enagas et Gaz de France publient leurs tarifs d'accès aux terminaux méthaniers, les autres opérateurs disposant de terminaux GNL – notamment Snam et Distrigaz – proposant un accès aux terminaux méthaniers sur une base négociée ou, en tout cas, non publiée.

L'analyse effectuée porte sur la tarification de l'accès aux installations des terminaux méthaniers telle que publiée par GDF. Faute d'avoir eu accès aux données de coûts relatives à ces installations, tant en structure qu'en niveau, il n'a pas été possible de procéder à une analyse critique de ces barèmes au regard de l'orientation des tarifs vers les coûts. Le régulateur devra effectuer cette analyse avant l'entrée en vigueur de la future loi gazière, le projet de transposition de la Directive Gaz du 17 mai 2000 étendant déjà les compétences du régulateur aux tarifs d'accès aux installations de GNL.

L'analyse est donc centrée sur l'intercomparaison de l'offre d'accès de GDF avec les tarifs de ses concurrents étrangers, notamment Enagas en Espagne, et sur leur pertinence en fonction du type d'utilisateur concerné (utilisateur régulier ou importateur de cargaisons spots).

L'offre de GDF recouvre les prestations suivantes : la réception et le déchargement des navires méthaniers, le stockage du gaz dans les réservoirs sous forme de GNL, sa regazéification et son émission vers le point d'entrée du réseau principal de transport le plus proche.

Cette offre est étroitement couplée à l'offre de transport puisque seul un affréteur disposant d'un contrat d'acheminement entre ce point d'entrée et son site de consommation – *via* un point de modulation, si le client dispose d'un contrat de modulation - peut bénéficier de cette offre. Une contrainte supplémentaire s'ajoute en matière d'émission de gaz vers le réseau principal : le niveau d'émission vers le réseau principal est limité au volume journalier déchargé – en moyenne annuelle - majoré de 10%. On peut d'ailleurs noter que, de toute façon, l'offre de modulation de GDF telle qu'elle est conçue ne permettrait pas économiquement d'adapter une cargaison « spot » - qui représente environ 0,4 TWh à Fos et 0,9 TWh à Montoir regazéifiés en quelques jours seulement - à la consommation d'un industriel, fût-elle importante.

Dès lors, le client se trouve contraint de recourir à la prestation de stockage sous forme GNL, pour un niveau et une durée plus importants que ce qui pourrait lui être strictement nécessaire. A titre d'exemple, un affréteur déchargeant à Montoir deux méthaniers de 135.000 m³ dans l'année, l'un en janvier et l'autre en juillet, ne pourra émettre quotidiennement vers le réseau principal que l'équivalent gazeux de 815 m³ liquides, ce qui l'oblige à utiliser le stockage GNL pendant plus de 330 jours pour un volume égal à une demi-cargaison dans le meilleur des cas.

Au stade actuel, Gaz de France n'a fourni aucune indication sur les volumes de GNL susceptibles d'être réceptionnés dans les deux terminaux, Montoir et Fos en complément des approvisionnements programmés. La capacité « normative » du terminal de Montoir doit être portée à 120 navires par an fin 2001 alors que le terminal de Fos est susceptible d'accueillir 180 navires annuellement ; Or, en régime de croisière³, GDF réceptionne approximativement 16,2 millions de m³ par an au terminal de Montoir, soit l'équivalent de 120 méthaniers de 135.000 m³, et 8,3 millions de m³ à Fos, soit environ 150 méthaniers de 55.000 m³. Il est donc possible, à niveau d'importation sous forme GNL constant de la part de Gaz de France, d'accueillir environ 30 navires sur le terminal de Fos, soit près d'un milliard de m³ de gaz, et *a priori* de dégager des capacités d'accueil sur Montoir en optimisant la programmation des méthaniers, un à deux navires par mois, soit entre un et deux milliards de m³.

L'offre tarifaire de Gaz de France

La tarification de cette offre est complexe. Elle comprend trois termes :

- un terme de quantité déchargée (TQD), proportionnel à la quantité de GNL déchargée annuellement par l'expéditeur ;
- un terme de nombre de déchargement (TND), proportionnel au nombre de cargaisons déchargées annuellement ;
- un terme d'utilisation du stockage calculé sur la base de la durée et du niveau du stockage de GNL réservés par l'expéditeur.

Les simulations effectuées ci-dessous reposent sur les hypothèses suivantes : le terminal de Montoir est alimenté par des méthaniers de 135.000 m³, alors que celui de Fos est alimenté par des navires d'une capacité plus réduite, soit 55.000 m³.

Deux séries de simulations ont été effectuées : la première correspond à la situation actuelle du transport par méthanier, c'est-à-dire que les affréteurs déchargent dans le terminal l'intégralité de la cargaison du méthanier. La seconde série suppose la possibilité, pour un navire méthanier, de fractionner ses déchargements : un méthanier de GNL algérien pourrait livrer 50% de sa cargaison à Panigaglia (Italie) et l'autre moitié à Fos. Ce dernier cas de figure n'existe pas pour le gaz aujourd'hui, contrairement au pétrole ; il sera cependant étudié comme hypothèse d'école, sous les contraintes suivantes : un méthanier de 135.000 m³ ne peut fractionner sa cargaison que par tiers et un méthanier de 55.000 m³ par moitié.

L'objet de ces simulations est de calculer le prix d'accès unitaire aux terminaux méthaniers de Fos et Montoir pour différents affréteurs (de 0,5 TWh par an à, respectivement, 40 TWh par an et 10 TWh par an pour Montoir et pour Fos) en fonction soit du volume déchargé annuellement (transport par méthanier complet), soit du nombre de « touchés » (cargaisons fractionnées). On supposera que, pour l'ensemble des cas étudiés, la périodicité des

³ Les réceptions de GNL en 2000 ont été moindres du fait des travaux d'agrandissement du terminal de Montoir.

déchargements est régulière et l'écoulement de la cargaison s'effectue en totalité entre deux déchargements⁴.

Transport par méthaniers complets :

Les graphiques 1 et 2 présentent les résultats obtenus respectivement pour Montoir et pour Fos.

Figurent également sur ces graphiques les tarifs pratiqués par Enagas (Espagne). Ces tarifs couvrent l'ensemble des prestations proposées dans l'offre GNL de Gaz de France ainsi qu'un forfait de transport sur réseau principal de 100 kilomètres maximum, ce qui représenterait, selon la tarification du transport de GDF, environ 0,03 c€/kWh, avec un facteur de charge de 100%. Nous avons choisi de déduire du tarif d'accès nominal d'Enagas cette charge de 0,03 c€/kWh.

Quel que soit le terminal considéré, il apparaît que :

- le prix au kWh de l'accès aux terminaux est pratiquement indifférent d'un terminal à l'autre ;
- les prix unitaires d'accès aux terminaux méthaniers varient fortement en fonction du nombre de cargaisons annuelles : ainsi, si le prix au kWh de cette offre s'établit en dessous de 0,15 c€ pour huit cargaisons annuelles et plus, il est supérieur à 0,23 c€ pour quatre cargaisons et moins ;
- le poids du terme de stockage dans la facture totale passe de plus de 90% à moins de 10% en faisant varier le nombre de cargaisons de 1 à 56 ;
- les tarifs espagnols sont beaucoup plus avantageux – deux à trois fois moins chers pour les affréteurs ponctuels que ceux de Gaz de France, alors qu'ils sont comparables pour les affréteurs très réguliers (plus d'une cargaison par mois).

Transport par cargaisons fractionnées

Les simulations relatives au transport par cargaisons fractionnées reprennent les mêmes hypothèses que celles relatives au transport par méthanier complet. Il est rappelé que, pour les méthaniers déchargeant à Montoir, les cargaisons sont au maximum fractionnables par tiers alors qu'elles ne peuvent être scindées qu'en deux à Fos du fait de la taille des navires. Les résultats sont représentés dans les graphiques 3 (Montoir) et 4 (Fos).

Ces simulations montrent que :

- le fractionnement des cargaisons permettrait d'abaisser le coût d'utilisation des terminaux GNL pour de petits affréteurs, en réduisant considérablement la part liée à l'utilisation du stockage ;

⁴ Dans le cadre de l'offre d'accès aux terminaux méthaniers de Gaz de France, cette hypothèse se traduit par une quantité de stockage utilisée égale à 50% d'un déchargement moyen sur un an.

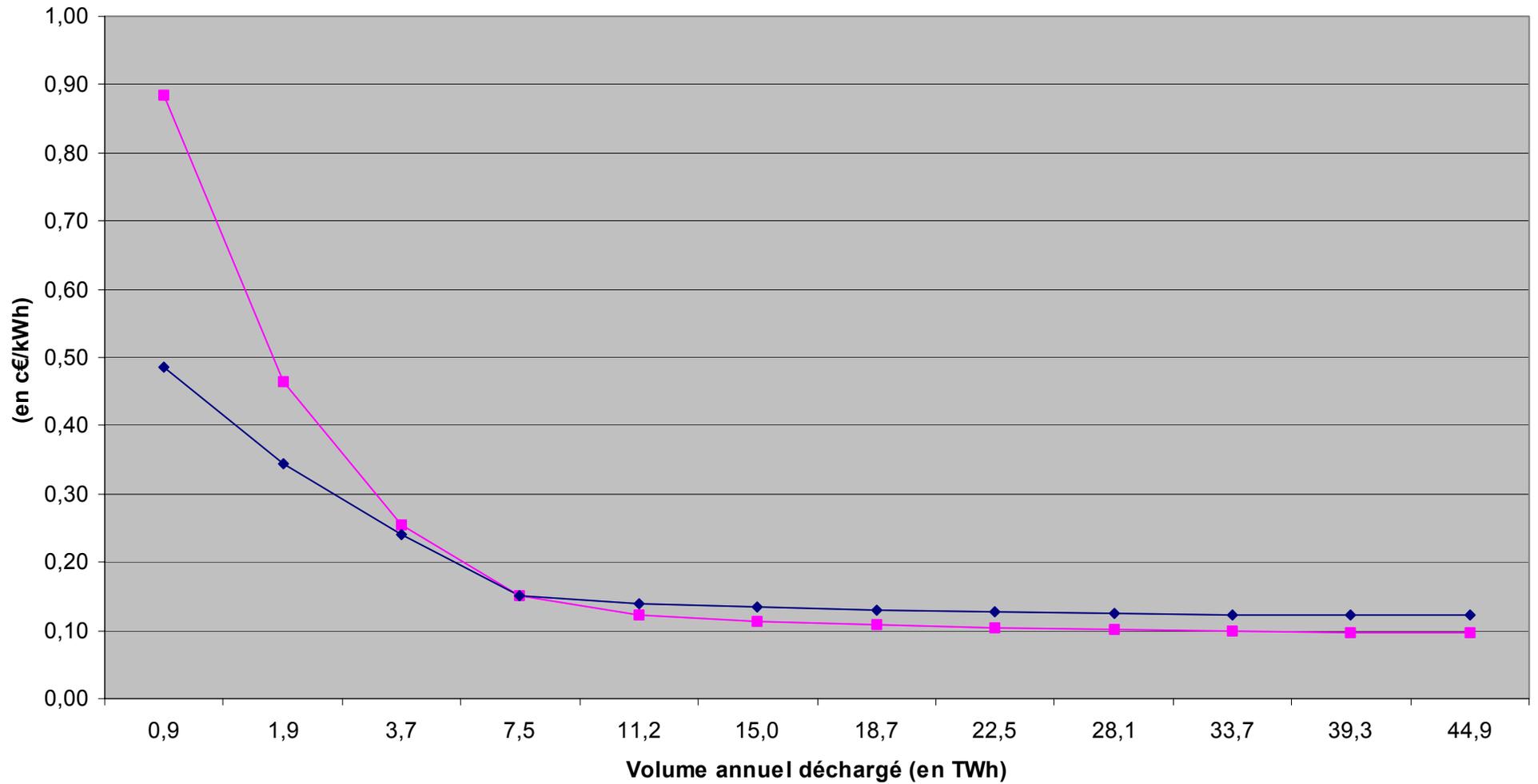
- ce fractionnement devient anti-économique dès que l'impact du terme lié au nombre de déchargements excède la baisse du terme lié à la quantité de stockage utilisée ;
- même en fractionnant les cargaisons, les petits affréteurs (moins de 3 TWh par an) n'ont économiquement pas accès à ce service.

Conclusion

La proposition de GDF porte sur une utilisation des terminaux de GNL qui s'effectuerait sans accès en aval à un service de stockage du gaz naturel sous forme gazeuse ; ainsi, sont facturés aux clients, sous la forme de charges fixes, le coût des réservations de capacité dans les cuves de stockage du GNL proportionnellement à la durée de cette réservation. Dans ces conditions, l'importateur d'une cargaison « spot » de GNL (une telle cargaison représente environ 90 Mm³ de gaz « gazeux », soit plus de trois fois le seuil de l'éligibilité) qui désirerait alimenter en « ruban » un client éligible sur les douze mois suivants se voit-il facturer la réservation d'une capacité de stockage à l'état liquide représentant en moyenne 50% du volume de GNL importé sur ces douze mois, ce qui est évidemment dirimant.

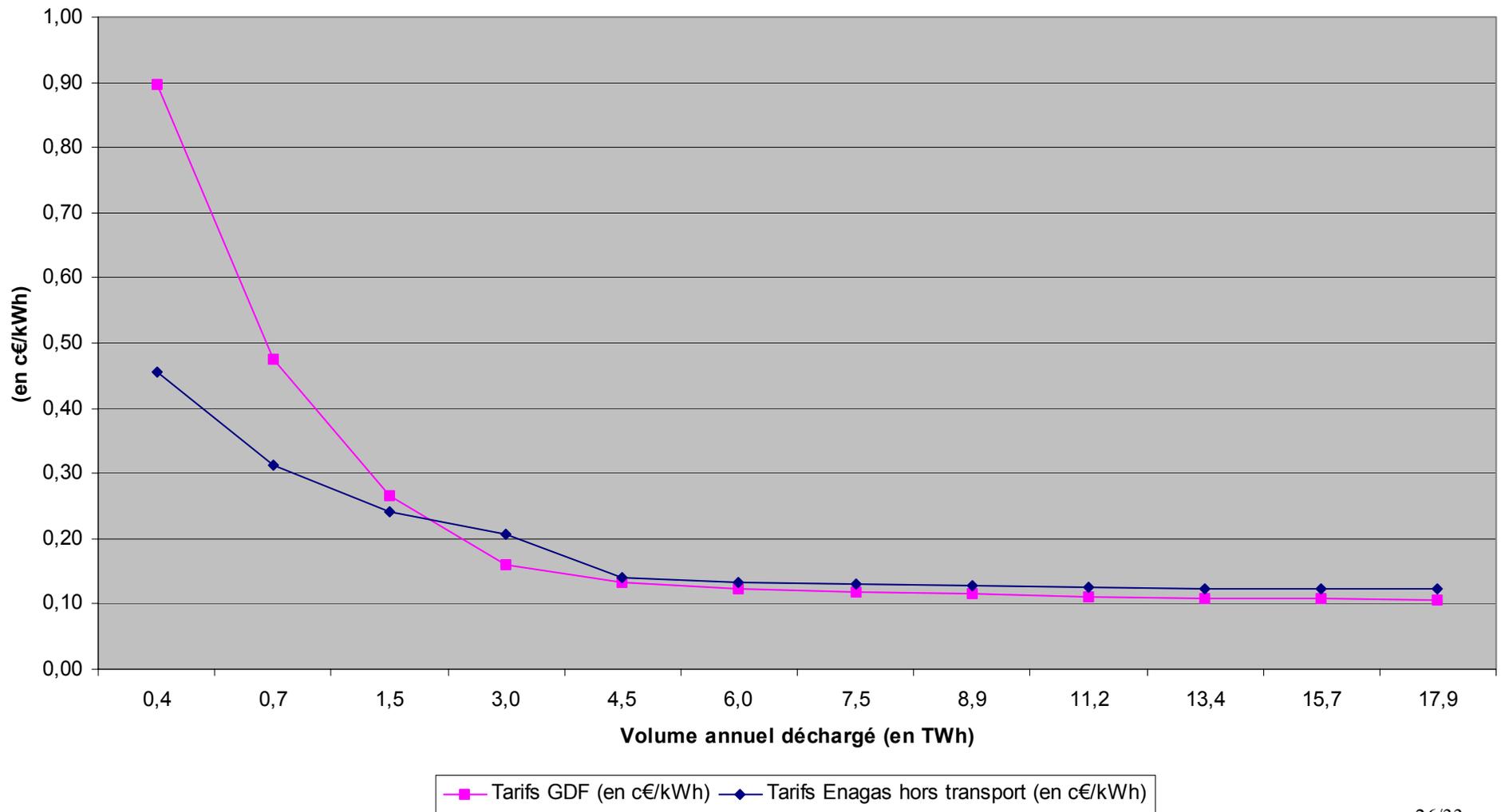
La principale piste d'évolution consiste donc dans l'offre d'un service de « lissage » en aval, comparable au service de modulation saisonnière consenti pour le gaz naturel importé sous forme gazeuse, qui permettrait de limiter la durée des réservations de capacités dans les cuves de GNL et de rapprocher les conditions tarifaires d'un affréteur « spot » de celles d'un affréteur régulier. Nous comprenons que GDF travaille actuellement à l'élaboration d'un tel service de « lissage ».

Graph 1 - Prix d'accès aux terminaux méthaniers
Déchargements par méthaniers complets (135.000 m3) - Terminal de Montoir

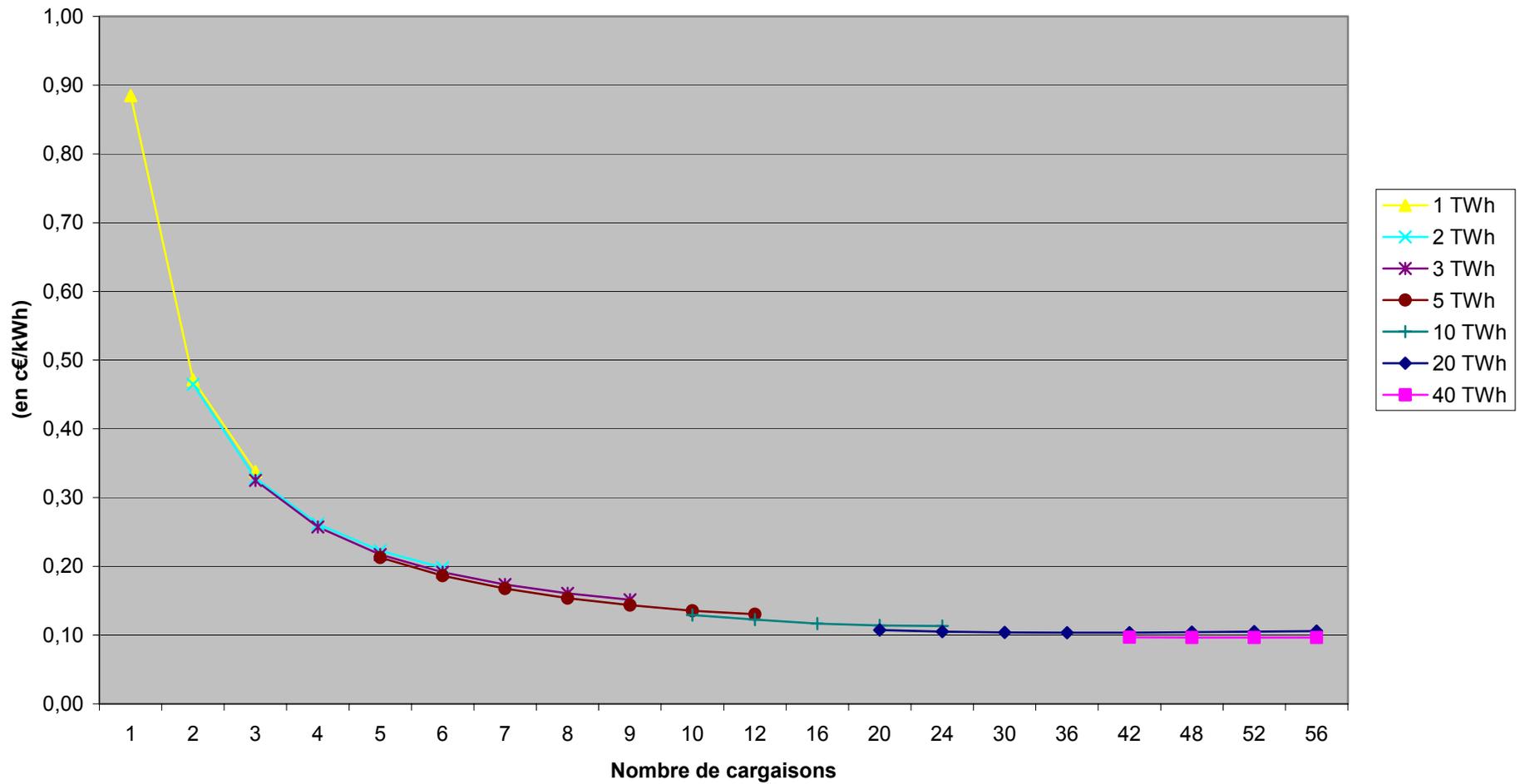


■ Tarifs GDF (en c€/kWh) ◆ Tarifs Enagas hors transport (en c€/kWh)

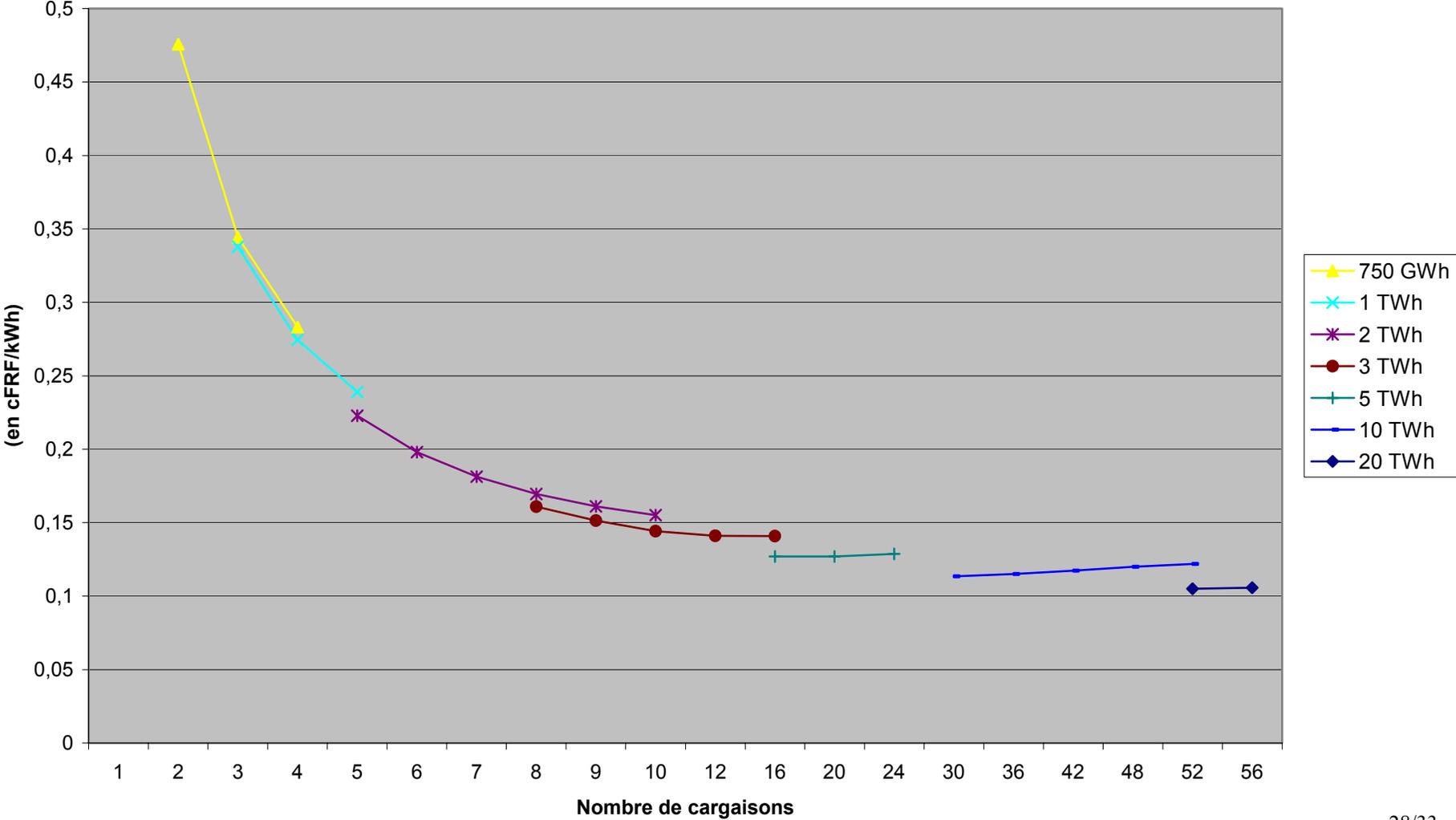
Graph 2 - Prix d'accès aux terminaux méthaniers
Déchargement par méthaniers complets (55.000 m3) - Terminal de Fos



**Graph 3 - Prix d'accès aux terminaux méthaniers
Déchargement par cargaisons fractionnées - Terminal de Montoir**



**Graph 4 - Prix d'accès aux terminaux méthaniers
Déchargements par cargaisons fractionnées - Terminal de Fos**



ANNEXE 7

Glossaire et table de conversions

Glossaire

| | |
|-------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| AFG | Association Française du Gaz |
| ATR | Accès des tiers aux réseaux |
| ATR négocié | Accès des tiers aux réseaux dont les modalités tarifaires sont négociées |
| ATR réglementé | Accès des tiers au réseau dont les modalités tarifaires sont fixées ou approuvées par le régulateur et publiées |
| Benchmarking | Inter-comparaison entre opérateurs |
| Btu | British Thermal Unit |
| CEER | Comité Européen des Régulateurs de l'Energie |
| CFM | Compagnie Française du Méthane |
| CMPC | Coût moyen pondéré du capital |
| Client éligible | Consommateur ayant la faculté de choisir son fournisseur de gaz naturel |
| Cogénération | Production simultanée de chaleur et d'électricité |
| Conduite directe | Canalisation de raccordement d'une zone de desserte gazière déjà alimentée par un réseau |
| Congestion | Engorgement entre deux points d'une canalisation |
| Contestabilité | Le fait pour un marché de ne pas présenter de barrières à l'entrée à des concurrents potentiels (situation de concurrence virtuelle) |

| | |
|---------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Contrat « take-or-pay » | Contrat gazier où le vendeur s'engage à livrer sur le long terme la quantité contractuelle de gaz et l'acheteur à la payer, qu'il l'enlève ou pas |
| Cost-plus | Mode de régulation qui rembourse les coûts et verse une marge au-delà de ces coûts |
| CRE | Commission de Régulation de l'Electricité |
| DG-TREN | Direction Générale Transport Energie (Commission Européenne) |
| <i>Directive 98/30/CE</i> | <i>Directive du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel</i> |
| Entreprise intégrée | Entreprise intégrée verticalement ou horizontalement |
| Euro | € -Monnaie européenne |
| Fourniture | Livraison et/ou vente à des clients de gaz naturel, y compris de GNL |
| G | Milliard |
| GDF | Gaz de France |
| GNL | Gaz naturel liquéfié |
| GSO | Gaz du Sud Ouest |
| GTE | Gas Transmission Europe. Comité technique regroupant les opérateurs européens de transport de gaz |
| GWh | Un million de kWh |
| Hub | Marché gazier local où s'opèrent des transactions entre opérateurs |
| Injection | Alimentation du réseau |
| Installation de stockage | Installation utilisée pour le stockage de gaz naturel |
| Installations de GNL | Terminal utilisé pour le déchargement, le stockage et la regazéification du GNL |
| KWh | Kilowatt heure (1 m ³ de gaz naturel égal environ 10,8 KWh) |

| | |
|----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Mm³ | Million de m ³ |
| Marché spot | Marché physique de court terme |
| Pancaking | Addition des péages de transport aux traversées de frontières |
| Price-cap | Mode de régulation qui impose une évolution maximale de prix minorée éventuellement d'un facteur de productivité |
| Prix net-back | Le prix du gaz est fixé de façon à être compétitif vis à vis des énergies concurrentes, principalement les produits pétroliers rendu sur chacun des marchés |
| Soutirage | Alimentation d'un client connecté au réseau |
| <i>Tarifification point à point, à la distance</i> | <i>Type de tarif de transport en fonction de la distance sur un trajet déterminé entre un point de livraison et un point d'enlèvement du gaz</i> |
| <i>Tarifification entrée/sortie</i> | <i>Type de tarif de transport qui comprend un timbre d'entrée dépendant du point d'entrée du réseau et un timbre de sortie dépendant du point de sortie du réseau</i> |
| <i>Tarifification timbre-poste</i> | <i>Type de tarif de transport uniforme qui ne dépend pas de la distance</i> |
| Tarif « STS » | Tarif « Souscription, Transport Saisonalisé », institué par le décret du 15 octobre 1985 et destiné aux gros consommateurs industriels et aux distributions publiques raccordés au réseau de transport |
| TWh | Milliard de kWh |

Table de conversions

Volumes

1 mètre cube (m³) = 35,315 pieds cubes (pc)

1 tonne de gaz naturel liquéfié (t GNL) = 1350 m³ de gaz

1 m³ de GNL = 593 m³ de gaz

Conversion masse/volume-énergie

1000 m³ de gaz naturel = 0,9 tonne équivalent pétrole (tep)

1 m³ de gaz naturel = 10,8 kilowatt heure (kWh)

1 tonne de GNL = 1,3 tep

Conversion masse/volume en Btu (conventions Agence Internationale de l'Energie)

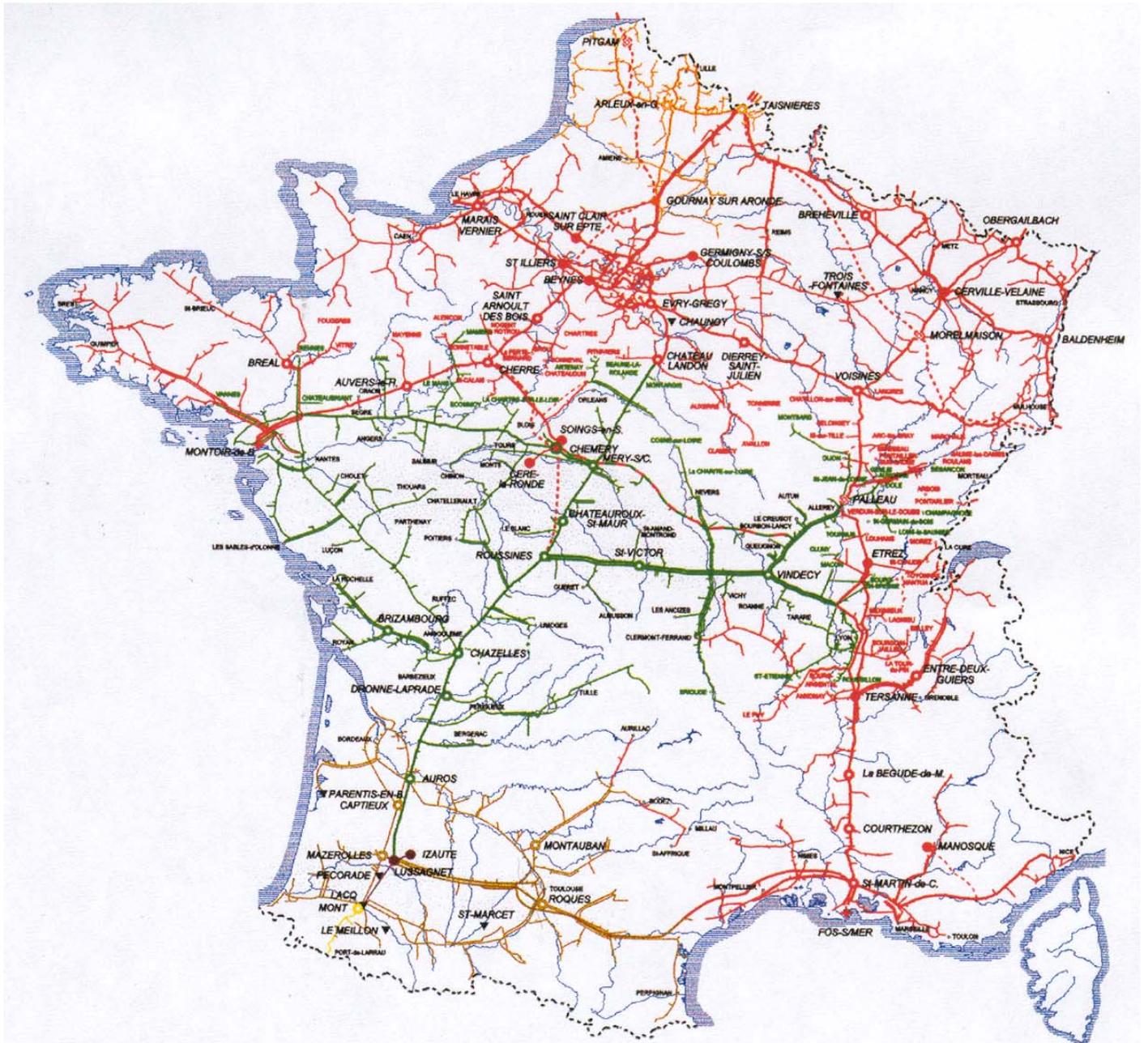
| <i>Equivaut à</i> | GNL | GAZ | | | |
|-------------------|------------|------------|----------|--------|---------|
| | | Norvège | Pays-Bas | Russie | Algérie |
| 1 m ³ | 39 343 | 40 290 | 33 550 | 35 855 | 37 125 |
| 1 kg | 51 300 | 49 870 | 42 830 | 51 675 | 47 920 |

Equivalences énergétiques

| <i>Equivaut à</i> | GJ | kWh | MBtu | th | therm |
|-------------------|------------------------|------------|------------------------|-----------|------------------------|
| 1 gigajoule (GJ) | 1 | 277,8 | 0,948 | 238,9 | 9,479 |
| 1 kWh | 3,6 10 ⁻³ | 1 | 3,411 10 ⁻³ | 0,86 | 3,411 10 ⁻² |
| 1 million Mbtu | 1,055 | 293,2 | 1 | 252 | 10 |
| 1 thermie | 4,186 10 ⁻³ | 1,162 | 3,968 10 ⁻³ | 1 | 3,968 10 ⁻² |
| 1 therm | 0,1055 | 29,32 | 1 10 ⁻¹ | 25,2 | 1 |

ANNEXE 8

RESEAU DE TRANSPORT GDF / CFM / GSO



LEGENDE

- Canalisation GDF, non affermée, gaz B
- Canalisation GDF, non affermée, gaz H
- Canalisation GDF affermée ou affermée à CFM
- Canalisation GDF affermée à CFM sur laquelle GDF a des droits d'utilisation
- Canalisation SNGSO
- Canalisation SNGSO affermée à GDF
- Canalisation Elf Aquitaine Production
- - - Canalisations en projet
- ▼ Glissement de gaz naturel

- Ville dont la clientèle relève de la compétence commerciale de CFM
- Ville dont la clientèle relève de la compétence commerciale de GDF
- Autre ville
- ⊙ Station de recompression
- ⊙ Station de recompression en projet
- Stockage souterrain
- Stockage souterrain en projet
- + Terminal méthanier

NB: la couleur des symboles a la même signification que celles des canalisations