

Proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie du 10 novembre 2006 pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

Exposé des motifs

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, proposés par la CRE le 27 octobre 2004, sont appliqués par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT), GRTgaz et TIGF, depuis le 1^{er} janvier 2005. Ils sont entrés officiellement en vigueur le 27 mai 2005, par publication au Journal Officiel des textes suivants :

- décret n° 2005-607 du 27 mai 2005 relatif aux règles de tarification applicables à l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel ;
- arrêté du 27 mai 2005 relatif à la définition des zones d'équilibrage des réseaux de transport de gaz naturel ;
- avis du 27 mai 2005 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel.

Conformément aux dispositions de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 modifiée, la CRE propose aujourd'hui de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel. Le cadre législatif pour l'évaluation du niveau des coûts à recouvrer par les tarifs est le suivant :

- l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 prévoit que les tarifs d'accès aux infrastructures de gaz « *sont établis en fonction de critères publics, objectifs et non discriminatoires en tenant compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service. Figurent notamment parmi ces coûts les dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité du réseau et à la maîtrise de la qualité du gaz naturel injecté ou soutiré ainsi que [...] les coûts résultant de l'exécution des missions de service public* » ;
- l'article 1 du décret 2005-607 du 27 mai 2005 prévoit que « *Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel sont déterminés [...] en fonction de l'ensemble de ses charges d'exploitation et de ses charges d'investissement. [...] Dans les charges d'investissement sont pris en compte l'amortissement des immobilisations et la rémunération du capital investi.* » ;
- l'article 3 du règlement (CE) n° 1775/2005 du 28 septembre 2005 dispose que « *les tarifs, ou leurs méthodologies de calcul, appliqués par les GRT et approuvés par les autorités de régulation (...) reflètent les coûts réels supportés, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable* ».

Tout en conservant les principes tarifaires actuellement en vigueur, la présente proposition tarifaire prend en compte les évolutions de l'environnement réglementaire, économique et financier dans lequel opèrent les GRT et introduit de nouvelles dispositions visant à favoriser le développement de la concurrence.

Pour établir sa proposition, la CRE a travaillé en concertation avec les GRT. Elle a organisé une consultation publique du 12 juillet 2006 au 8 septembre 2006 et procédé à des auditions, dont celles des GRT, le 27 septembre 2006 et le 18 octobre 2006, afin de recueillir l'opinion des acteurs concernés. Comme pour les précédents, ces tarifs ont été établis en prenant en considération, d'une part, les charges d'exploitation nécessaires au bon fonctionnement et à la sécurité des réseaux et installations et, d'autre part, les charges de capital (amortissement et rémunération des biens utilisés au titre de l'activité de transport).

L'Europe connaîtra à la fois, ces prochaines années, une baisse de sa production de gaz naturel et une hausse de sa consommation. Ces évolutions rendent nécessaire que des investissements très importants dans les infrastructures gazières soient réalisés pour acheminer du gaz provenant de nouvelles sources de production jusqu'aux consommateurs finals.

Certains projets importants ont déjà été annoncés ou lancés en France : terminal méthanier de Fos Cavaou, première phase de la canalisation Euskadour, renforcement de l'artère de Guyenne, renforcement des capacités d'entrée à Obergailbach, programme de suppression des congestions dans le nord de la France. En outre, trois projets de terminaux méthaniers en France ont été annoncés récemment. La création de nouvelles capacités d'entrée de gaz depuis l'Espagne est également étudiée dans le cadre de l'initiative régionale Sud pilotée par les régulateurs européens.

Le mode actuel de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement a permis que soient réalisés ou lancés ces dernières années les investissements nécessaires au renforcement de la sécurité d'approvisionnement et à l'amélioration du fonctionnement du marché français du gaz.

La CRE propose de conserver ce mode de rémunération et d'incitation pour la présente proposition tarifaire. La prime de 125 points de base par rapport au taux de base pour les nouveaux investissements est maintenue. Il en est de même pour la bonification additionnelle de 300 points de base, appliquée pendant 5 ou 10 ans, pour la part des investissements améliorant le fonctionnement du marché. Le taux de base auquel s'ajoutent ces primes est fixé à 7,25 %, réel avant impôts.

Par ailleurs, la présente proposition introduit un mécanisme de correction des écarts entre prévisions et réalisations sur certains postes de charges et de revenus dont l'évolution est difficile à prévoir, ce qui réduit le niveau de risque pour les GRT. Ses modalités d'application précises sont décrites ci-après (II.1). Les charges de capital, notamment, sont prises en compte dans ce mécanisme, ce qui permet de renforcer les incitations à l'investissement. Les GRT sont ainsi assurés que les coûts associés à leurs investissements futurs sont couverts.

Enfin, un effort de productivité a été proposé par les GRT sur les charges d'exploitation dont ils ont la maîtrise.

En ce qui concerne la structure tarifaire, le principe général de tarifs entrée-sortie à 5 zones d'équilibrage est conservé.

Les évolutions proposées, sur la base notamment du retour d'expérience sur les tarifs actuels et de la consultation des acteurs du marché, visent principalement à :

- faciliter l'utilisation des réseaux de transport de gaz par :
 - la péréquation des termes de sortie du réseau principal des tarifs et l'harmonisation des tarifs de GRTgaz et TIGF ;
 - une meilleure coordination entre les opérateurs d'infrastructures gazières en France ;
 - le renforcement des souplesses offertes par les GRT ;
- préparer les échéances à venir :
 - l'ouverture totale des marchés le 1^{er} juillet 2007, en améliorant les règles tarifaires aux interfaces entre réseaux de transport et réseaux de distribution ;
 - la fusion des zones Nord, Est et Ouest, en diminuant le prix des liaisons entre ces zones.

Au total, la présente proposition tarifaire conduit :

- pour GRTgaz, à une baisse moyenne du tarif de 2,1 % en euros courants, soit 5,8 % en euros constants¹ ;
- pour TIGF, à une hausse moyenne du tarif de 9,2 % en euros courants, soit 5,2 % en euros constants.

Le prix moyen du transport de gaz sur l'ensemble du territoire baisse d'environ 1 % en euros courants, soit une baisse de 4,7 % en euros constants, compte tenu du poids respectif de chaque GRT.

¹ L'hypothèse d'inflation retenue est de 1,9 % par an pendant deux ans.

La hausse du tarif de TIGF est essentiellement due :

- aux nouveaux investissements de l'opérateur (artère de Guyenne, Euskadour, ...) qui ne seront pas pleinement utilisés avant la fin de la période couverte par le tarif ;
- et à la nouvelle réglementation sur la sécurité des canalisations de transport de gaz combustibles (arrêté du 4 août 2006) qui a des conséquences financières lourdes pour TIGF, dont le réseau est plus ancien que celui de GRTgaz.

Ces mouvements conduisent à réduire la différence entre les tarifs unitaires de GRTgaz et TIGF.

L'ensemble de ces éléments – incitations à l'investissement, prise en compte des dépenses de sécurité, amélioration des offres de service des GRT et baisse moyenne du prix du transport – favorise la sécurité d'approvisionnement et le bon fonctionnement du marché du gaz naturel, au bénéfice des consommateurs finals.

Les tarifs de la présente proposition ont été conçus pour s'appliquer pour une durée de deux ans à partir du 1^{er} janvier 2007. En effet, la création d'une grande zone d'équilibrage Nord en France, qui permettra l'émergence, à terme, de deux hubs gaziers en France, interviendra au plus tard le 1^{er} janvier 2009 et rendra nécessaire une révision de la structure des tarifs.

I - Structure des tarifs

La présente proposition tarifaire comprend un tarif pour GRTgaz et un tarif pour TIGF. Le réseau de transport de chaque GRT est composé du réseau principal et du réseau régional.

1. Continuité des principes tarifaires généraux

Le retour d'expérience des GRT, des utilisateurs des réseaux de transport ("expéditeurs") et des autres acteurs du marché a permis d'établir que les principes actuels de tarification des réseaux de transport peuvent être conservés :

- un tarif 100 % à la capacité ;
- un tarif entrée-sortie sur le réseau principal, dont le schéma d'ensemble (liaisons entre les 5 zones d'équilibrage, accès aux groupements de stockage) n'est pas modifié ;
- un tarif à la distance sur le réseau régional.

2. Simplification des tarifs et coordination entre les opérateurs d'infrastructures gazières

2.1. Péréquation du terme de sortie du réseau principal

Pour chaque GRT, les tarifs en vigueur définissent des termes de sortie du réseau principal différents selon la zone de sortie. La présente proposition tarifaire prévoit, pour chaque GRT, un unique terme de sortie, quelle que soit la zone de sortie du réseau principal.

Cette péréquation permet de simplifier les tarifs et de les stabiliser, dans la mesure où le terme de sortie du réseau principal ne dépendra plus de calculs complexes tenant compte de l'évolution des flux de gaz dominants sur le réseau. Les tarifs continuent à refléter de manière satisfaisante les coûts correspondants, du fait de la configuration fortement maillée du réseau principal.

La péréquation du terme de sortie du réseau principal ne s'appliquera qu'à compter du 1^{er} janvier 2008, pour laisser le temps aux acteurs de marché de s'adapter à cette évolution.

Enfin, le tarif de proximité, qui permet de mieux refléter les coûts de transport vers les consommateurs situés à proximité immédiate des points d'entrée terrestres, est maintenu.

2.2. Suppression du plafonnement du terme fixe de livraison aux points d'interface transport distribution (PITD)

Les tarifs en vigueur prévoient un plafonnement du terme fixe de livraison aux PITD. La présente proposition tarifaire prévoit la suppression de ce plafonnement, qui était favorable aux fournisseurs historiques. Le terme fixe de livraison, ainsi devenu entièrement proportionnel, est regroupé avec le terme de capacité de livraison.

2.3. Simplification des pénalités pour dépassement de capacité journalière et horaire

Dans la présente proposition tarifaire, le calcul des pénalités pour les dépassements de capacité journalière et horaire est fondé sur le prix de la souscription quotidienne et horaire et non plus sur celui de la souscription mensuelle comme dans les tarifs en vigueur.

Ce mécanisme de calcul, plus simple, diminue le montant des pénalités pour les dépassements isolés, mais l'augmente pour les dépassements répétés.

Parallèlement, les GRT, sous réserve des disponibilités du réseau, donneront la possibilité aux expéditeurs d'ajuster rapidement leurs souscriptions de capacité lorsqu'un dépassement est constaté.

Enfin, sur le réseau de GRTgaz, où la pénalisation des dépassements de capacité horaire n'a pas été mise en œuvre, les pénalités horaires ne sont pas appliquées si l'expéditeur recale la souscription de capacité lorsqu'un dépassement est constaté, afin de laisser le temps aux expéditeurs de s'adapter.

2.4. *Coordination entre les opérateurs d'infrastructures gazières français*

La présente proposition tarifaire prévoit une amélioration de la coordination entre les opérateurs d'infrastructures de gaz naturel (réseaux de transport et de distribution, terminaux méthaniers, stockages), pour permettre aux expéditeurs d'utiliser dans des conditions optimales l'ensemble de ces infrastructures.

a) Interface entre les réseaux de transport et les réseaux de distribution

Le système de souscriptions normalisées proposé permet de garantir que les capacités de transport nécessaires pour alimenter les réseaux de distribution en cas de pointe de froid sont souscrites. Il consiste en une attribution automatique par les GRT des capacités de livraison aux PITD, en fonction du portefeuille de clients alimentés par chaque expéditeur en aval de chaque PITD. Son fonctionnement détaillé est décrit dans le document « *Système de souscriptions normalisées des capacités de transport aux PITD* » publié sur le site Internet <http://www.gtg2007.com>

b) Interface entre les réseaux de transport et les terminaux méthaniers

Les règles tarifaires aux points d'interface transport terminal méthanier sont adaptées, de façon à garantir à tout expéditeur la disponibilité des capacités de transport correspondant aux capacités de regazéification qu'il détient sur un terminal méthanier, dans la limite des capacités du réseau.

c) Interface entre les réseaux de transport et les stockages

Les règles tarifaires aux points d'interface transport stockage sont adaptées, de façon à garantir à tout expéditeur la disponibilité des capacités de transport correspondant aux capacités d'injection et de soutirage qu'il détient sur un groupement de stockage, dans la limite des capacités du réseau.

d) Harmonisation des tarifs entre GRTgaz et TIGF

La présente proposition tarifaire harmonise différents aspects des règles tarifaires aux interconnexions entre le réseau de transport de GRTgaz et celui de TIGF, pour faciliter les mouvements de gaz entre les deux réseaux.

- Annualisation des termes de sortie du réseau principal et d'entrée et sortie vers les stockages de TIGF :

Comme sur le réseau de GRTgaz, le terme de sortie du réseau principal et les termes d'entrée et de sortie vers les stockages de TIGF sont annualisés.

- Saisonnalisation des termes d'entrée et sortie aux points d'interconnexion entre GRTgaz et TIGF :

Pour simplifier l'utilisation du réseau de transport, il est nécessaire que les deux GRT commercialisent les mêmes types de capacités de part et d'autre des interconnexions entre les deux réseaux de transport. La présente proposition tarifaire prévoit que GRTgaz commercialise, comme TIGF, des capacités saisonnières aux interconnexions entre GRTgaz et TIGF, compte tenu du rôle prépondérant des stockages souterrains dans le Sud-Ouest.

Les capacités saisonnières interruptibles pour la saison d'été commercialisées par GRTgaz en sortie vers le réseau de TIGF sont tarifées à 90% du terme ferme correspondant, car ces capacités ont une probabilité faible d'interruption.

- Amélioration du fonctionnement aux interconnexions entre GRTgaz et TIGF :

GRTgaz et TIGF ont défini le plan d'actions suivant, pour renforcer leur coordination aux interconnexions entre leurs réseaux de transport :

- la définition de règles communes d'allocation des capacités ;
- la publication, selon un format unique, des données relatives aux souscriptions de capacités ;
- la définition et la publication des programmes de travaux.

Les GRT rendront compte à la CRE de la mise en œuvre de ce plan d'actions.

2.5. Points frontaliers avec les réseaux adjacents

a) Point d'Interconnexion Réseau (PIR) Jura

Un nouveau point d'interconnexion, le PIR Jura, est défini entre le réseau principal de transport de GRTgaz et le réseau de transport de GAZNAT en Suisse.

Le terme tarifaire appliqué à ce PIR tient compte de la participation de GAZNAT au financement des ouvrages de transport reliant le stockage d'Étrez au réseau de GAZNAT.

b) PITD Pontarlier, Morteau et Gex

Les PITD Pontarlier, Morteau et Gex, qui sont alimentés depuis la Suisse sans être reliés au réseau de transport de gaz français, sont rendus accessibles pour les expéditeurs directement depuis le point d'échange de gaz de la zone d'équilibrage Sud (PEG Sud), comme les autres PITD de cette zone. Un niveau de tarif régional (NTR), intégrant le coût supporté par GRTgaz pour acheminer le gaz en Suisse, est défini pour ces trois PITD dans l'annexe de la proposition tarifaire.

c) Points d'Interconnexion sur Réseau Régional (PIRR)

Six nouveaux points de livraison sur le réseau régional de GRTgaz, à l'interface avec des réseaux d'opérateurs adjacents situés hors de France, sont tarifés.

Il s'agit des PIRR suivants :

- PIRR Luxembourg à l'interconnexion avec le réseau luxembourgeois de SOTEG ;
- PIRR Ohain à l'interconnexion avec le réseau belge de Fluxys ;
- PIRR Sarre à l'interconnexion avec le réseau allemand de SaarFerngas ;
- PIRR Schönenbuch à l'interconnexion avec le réseau suisse de GVM ;
- PIRR Savoie à l'interconnexion avec le réseau suisse de GAZNAT ;
- PIRR Monaco à l'interconnexion avec le réseau de distribution monégasque de SMEG.

3. Meilleure prise en compte de la répartition des coûts

3.1. Répartition des recettes tarifaires entre le réseau principal et le réseau régional

Les tarifs en vigueur conduisent, pour GRTgaz, à une répartition des recettes de 55 % pour le réseau principal et 45 % pour le réseau régional, alors que les coûts sont répartis pour moitié entre le réseau principal et le réseau régional.

La présente proposition tarifaire répartit les recettes prévisionnelles de GRTgaz en 2007 et 2008 à raison de 52 % pour le réseau principal et 48 % pour le réseau régional. Cette répartition est conforme à celle des charges de GRTgaz à l'avenir, compte tenu des investissements importants prévus sur le réseau principal.

Pour TIGF, la répartition des recettes entre le réseau principal n'a pas été modifiée, compte tenu des investissements lourds prévus sur le réseau principal.

3.2. Evolution des différents termes tarifaires

Le rééquilibrage entre le réseau régional et le réseau principal conduit à une hausse d'environ 7 % du terme de capacité de transport sur le réseau régional de GRTgaz.

Cette hausse est compensée par la baisse de certains termes tarifaires sur le réseau principal de GRTgaz :

- les termes d'entrée à Dunkerque, Taisnières H, Taisnières B, Obergailbach sont réduits de 15 % ;
- les termes de liaisons entre les zones Nord et Ouest et entre les zones Nord et Est sont réduits de 30 %, afin de préparer la création d'une grande zone Nord en 2009 ;
- les termes d'interconnexion avec le réseau de TIGF sont réduits de 30 %, afin de favoriser l'acheminement du gaz entre le réseau de transport de GRTgaz et celui de TIGF ;
- les termes de sortie du réseau principal diminuent de 4,4 %.

Par ailleurs, les termes de sortie aux PIR Oltingue (GRTgaz) et Larrau (TIGF), utilisés en quasi-totalité pour des contrats de transit, ont été augmentés, compte tenu de la baisse de certains termes d'entrée et de liaison sur le réseau de GRTgaz.

3.3. Redistribution annuelle des pénalités pour dépassement de capacité

La présente proposition tarifaire prévoit la mise en place d'une redistribution annuelle des pénalités pour dépassement de capacité, afin d'assurer la neutralité financière pour chaque GRT du système de pénalités.

Cette redistribution sera effectuée par chaque GRT une fois par an. La répartition entre les expéditeurs sera proportionnelle à la consommation de leurs clients raccordés au réseau de transport.

4. Evolution de l'offre de services aux expéditeurs

4.1. Acheminement interruptible à préavis court

Une offre d'acheminement interruptible à préavis court est introduite dans le tarif de GRTgaz pour l'alimentation des nouveaux sites à forte consommation de gaz (seuil de 10 GWh/jour) et situés à proximité immédiate (moins de 50 km à vol d'oiseau) d'un point d'entrée du réseau de gaz H, par exemple des centrales à cycle combiné au gaz.

L'alimentation de ces sites peut être interrompue avec un préavis de 2 heures lorsque les points d'entrée concernés sont arrêtés ou réduisent leurs émissions et que le fonctionnement du réseau est contraint (température froide...). Les conditions précises d'interruptibilité sont définies par GRTgaz et publiées sur son site internet.

Ce fonctionnement permet d'éviter à GRTgaz de réaliser les investissements lourds qui seraient nécessaires pour approvisionner ces sites en toutes conditions. Les expéditeurs peuvent souscrire cette offre quel que soit le point d'entrée qu'ils utilisent, car l'économie d'investissements est indépendante du point d'entrée réellement utilisé par l'expéditeur concerné. Ils bénéficient alors d'une réduction tarifaire de 50 % sur le réseau principal.

4.2. Conversion de gaz H en gaz B

La présente proposition tarifaire prévoit que GRTgaz commercialise deux services de conversion de gaz H en gaz B :

- un service « pointe » interruptible, accessible à tous les expéditeurs disposant de gaz H en zone Nord H. Le prix de ce service correspond aux coûts d'un adaptateur physique produisant du gaz B à partir de gaz H ;
- un service « base » ferme, accessible aux expéditeurs détenant moins de 15 % des capacités d'entrée à Taisnières B et disposant de gaz H en zone Nord, dans la limite des besoins pour alimenter des clients finals en gaz B. Le prix annuel de ce service est inférieur, environ de moitié, à celui du service « pointe ».

Le service « base » est également disponible sur une base mensuelle.

4.3. Conversion de gaz B en gaz H

Un service de conversion de gaz B en gaz H est introduit dans le tarif de GRTgaz. Ce service est interruptible.

4.4. Evolution de l'offre de capacité restituable de GRTgaz

La présente proposition tarifaire prévoit, pour les expéditeurs concernés, la possibilité de se voir attribuer des capacités restituables pour une durée d'un, deux, trois, ou quatre ans.

Par ailleurs, la quantité maximale de capacité restituable sur les points concernés est portée de 15 % à 20 % de la fraction de capacité souscrite par un expéditeur au-delà de 20 % du total des capacités disponibles.

4.5. Service de « use it or lose it » court terme (UIOLI CT)

Un service d'UIOLI CT interruptible est introduit dans les tarifs de GRTgaz et de TIGF, afin d'optimiser l'utilisation du réseau de transport en cas de congestion. Chaque GRT commercialise, chaque jour, les capacités souscrites mais non utilisées par leur détenteur.

4.6. Offre de capacités mensuelles et quotidiennes interruptibles à Larrau et Biriadou

Les tarifs de TIGF intègrent une offre de capacités mensuelles et quotidiennes interruptibles en entrée à Larrau et à Biriadou, ce qui permet de faciliter l'acheminement du gaz en provenance d'Espagne.

4.7. Vente aux enchères de capacités quotidiennes

Les GRT sont autorisés à commercialiser aux enchères les capacités fermes quotidiennes restant disponibles après la fin de la période de vente au tarif régulé, de façon à optimiser l'utilisation du réseau de transport.

4.8. Injection de gaz sur le réseau de transport

La présente proposition tarifaire introduit un terme d'injection de gaz sur le réseau de transport, pour des quantités limitées (moins de 5 GWh/jour).

5. Règles tarifaires

5.1. Règles d'allocation et de souscription des capacités

Les tarifs en vigueur incluent des règles générales relatives à l'allocation et à la souscription des capacités de transport. Compte tenu de la croissance rapide du nombre d'expéditeurs sur les réseaux de transport français et des progrès réalisés par les GRT en matière de transparence et de concertation avec les expéditeurs, il n'est plus nécessaire d'inclure de telles règles dans les tarifs.

Les évolutions de ces règles seront définies par les GRT après concertation avec les utilisateurs des réseaux et information préalable de la CRE. Si l'insertion de l'article 37-1 dans la loi du 10 février 2000 est confirmée, la CRE précisera, en tant que de besoin, par décision publiée au Journal Officiel, les règles relatives aux conditions d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel.

5.2. Equilibrage

Les règles tarifaires actuelles incluent les modalités de calcul et de tarification des déséquilibres des expéditeurs.

La délibération de la CRE du 21 juin 2006, relative aux règles d'équilibrage, prévoit que :

- les règles d'équilibrage évoluent progressivement vers des mécanismes de marché ;
- les évolutions des règles d'équilibrage sont fixées par la CRE, sur proposition des GRT après concertation avec les utilisateurs des réseaux de transport.

Dans ce cadre, le fonctionnement du système d'équilibrage est placé sous le contrôle de la CRE, qui s'assure de l'absence de transfert de charges ou de recettes vers l'activité de gestionnaire de réseau de transport proprement dite. La présente proposition tarifaire définit seulement les principes généraux relatifs à l'équilibrage.

II - Niveau des tarifs

Le cadre de régulation doit inciter les gestionnaires d'infrastructures à investir, innover et maîtriser leurs coûts, afin de fournir leurs services à un prix correspondant à celui d'un gestionnaire efficace. Il doit aussi leur permettre d'assurer la continuité de leur exploitation et le financement de leurs activités sur le long terme.

Les dispositions qui permettent d'atteindre ces objectifs doivent être adaptées au contexte opérationnel et réglementaire au sein duquel opèrent les gestionnaires d'infrastructures.

A terme, la CRE envisage d'introduire des mécanismes incitatifs pluriannuels de type « *price cap* » ou « *revenue cap* » pour les tarifs de transport. En effet, de tels systèmes de régulation présentent des avantages, qui se matérialisent pleinement lorsque la structure des tarifs ne fait pas l'objet de modifications majeures et lorsque le régulateur a une appréciation suffisamment précise du niveau de coûts d'un gestionnaire de réseau efficace. Dans le cas contraire, ces systèmes présentent des risques importants, qui peuvent neutraliser les effets positifs attendus.

1. Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP)

La CRE propose de mettre en place un mécanisme similaire à celui appliqué aux gestionnaires de réseaux électriques – le Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP).

Les termes tarifaires sont calculés à partir d'hypothèses de charges et de souscriptions de capacités établies pour la période de validité des tarifs. Quand des écarts surviennent pour des raisons imprévisibles lors de l'établissement des tarifs et non maîtrisables par les GRT, il apparaît légitime de les corriger *a posteriori*. La CRE estime donc nécessaire de mettre en place un mécanisme permettant de corriger, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits sur la base desquels ses propositions tarifaires ont été fondées.

Le CRCP est un compte fiduciaire extra-comptable qui est alimenté à intervalle régulier par tout ou partie des écarts de coût ou de revenu constatés sur des postes prédéfinis. L'apurement du solde de ce compte s'opère par une diminution ou une augmentation des revenus à recouvrer par les tarifs au cours des périodes tarifaires suivantes. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, un taux d'intérêt s'applique au solde du compte.

Pour la présente proposition tarifaire, les postes de charges et de revenus qui sont soumis à ce mécanisme sont :

- les revenus liés à l'acheminement sur le réseau de transport. Compte tenu de la mise en place du système de souscriptions normalisées des capacités de transport aux PITD, le revenu lié à l'acheminement sur le réseau aval de transport (sortie du réseau principal, réseau régional et livraison) est couvert en totalité par le CRCP. Il en est de même pour le revenu au niveau des entrées et sorties aux stockages. Le revenu lié à l'acheminement sur le réseau amont de transport (autres points du réseau principal) est couvert :
 - à 50 % par le CRCP pour un écart entre la réalisation et la prévision inférieur ou égal à +/- 10 % du revenu prévu ;
 - à 100 % par le CRCP pour un écart entre la réalisation et la prévision au-delà de +/- 10 % du revenu prévu ;
- les charges de capital supportées par les GRT. Le montant couvert par le CRCP est la différence entre l'hypothèse de charges de capital incluse dans le revenu à recouvrer par le tarif et le montant de charges de capital calculé ex-post sur la base des données réalisées en matière d'investissement, de sorties d'actifs de la BAR et d'inflation ;
- les charges d'énergie motrice (gaz et électricité) des GRT. Ces charges sont couvertes :
 - à 80 % par le CRCP pour un écart entre la réalisation et la prévision inférieur ou égal à +/- 20 % des charges prévues ;
 - à 100 % par le CRCP pour un écart entre la réalisation et la prévision au-delà de +/- 20 % des charges prévues ;
- les produits de raccordement des centrales à cycle combiné gaz (CCCG). L'écart entre les recettes réalisées sur la période 2007-2008 et le montant pris en compte en diminution des charges d'exploitation sera intégralement inscrit au solde du CRCP.

Le cas échéant, l'application du CRCP sera assortie de contrôles sur le caractère efficace et prudent des charges engagées. Ces contrôles pourront porter en particulier sur les investissements engagés par les GRT et sur les charges d'énergie qu'ils supportent.

En outre, les résultats des audits conduits par la CRE seront systématiquement pris en compte au CRCP.

Les principales règles de fonctionnement du CRCP sont les suivantes :

- pour chacun des postes éligibles, le calcul des écarts reportés au CRCP est effectué sur la base d'une comparaison entre les prévisions et les réalisations pour chacune des deux années de la période tarifaire ;
- un taux d'intérêt égal au taux de base de rémunération de la BAR s'applique annuellement aux montants corrigés ;
- le solde des montants corrigés qui est identifié à l'issue d'une période tarifaire est apuré sur la période tarifaire suivante par un amortissement de type "annuités constantes" ;
- lorsque, au moment de l'examen des écarts à corriger à l'issue d'une période tarifaire, le montant définitif de certains écarts n'est pas connu avec certitude, une correction "de premier rang" est effectuée sur la base de la meilleure estimation disponible à ce moment. Une correction "de second rang" est effectuée lors de la révision tarifaire suivante sur la base des valeurs définitives.

Le périmètre des éléments éligibles au mécanisme correctif et les modalités retenues pour effectuer les corrections reflètent l'état de l'environnement économique et du système de régulation au moment de l'établissement des tarifs. Ces éléments sont susceptibles d'évoluer lors des révisions tarifaires ultérieures.

Les versements initiaux à effectuer au titre du CRCP sont de 31,6 M€ pour GRTgaz et 4,4 M€ pour TIGF. Ils proviennent pour l'essentiel des sommes perçues de manière extra-tarifaire par les 2 opérateurs, en 2005 et 2006, dans le cadre des systèmes de pénalisation des dépassements de capacité et des déséquilibres au-delà des tolérances d'équilibrage. Dans le cas de TIGF, ce montant tient également compte d'un audit mené sur certains coûts de l'opérateur.

2. Fixation du revenu autorisé

2.1. Charges d'exploitation

a) Modalités de calcul des charges d'exploitation

Les charges d'exploitation à couvrir ont été déterminées à partir de l'ensemble des coûts opérationnels nécessaires au fonctionnement des réseaux de transport, tels qu'ils ont été communiqués à la CRE et tels qu'ils apparaissent dans la comptabilité des opérateurs.

Pour fixer le niveau de ces charges, la CRE s'est fondée notamment :

- sur les données issues des comptes sociaux de GRTgaz et des comptes dissociés de TIGF pour l'exercice 2005 ;
- sur les données issues des comptes sociaux de GRTgaz au 30 juin 2006 ;
- sur les hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2006 à 2008, communiquées par les opérateurs ;
- sur l'audit de certains postes de coûts de TIGF mené par un cabinet extérieur.

Il est rappelé que les recettes accessoires perçues indépendamment des tarifs d'utilisation des réseaux de transport sont déduites des charges d'exploitation couvertes par les tarifs.

b) Recettes accessoires liées aux raccordements des consommateurs finals

Les recettes de GRTgaz prennent en compte des participations liées aux raccordements de CCCG prévues en 2007 pour un montant de 13,9 M€. Ces participations représentent le coût des études et de construction des installations de branchement et de livraison. Du fait du caractère difficilement prévisible des mises en services des CCCG, ce poste est éligible au CRCP.

c) Audit de certains coûts de TIGF au titre de l'exercice 2005

La CRE a demandé à un cabinet externe de procéder à un audit de certaines charges de l'activité transport de TIGF. Il s'agit des frais de fonctionnement, des dépenses récurrentes, des dépenses de gros entretien et du reversement à l'activité stockage de coûts supportés par l'activité transport. Ces charges s'élèvent en 2005 à 45,6 M€. L'audit a identifié un montant de 0,8 M€ indûment supporté par l'activité transport au profit de l'activité stockage. En tant que résultat d'un audit, ce montant est inclus dans le montant initial du CRCP.

d) Analyse des charges centrales payées par GRTgaz à Gaz de France

Une partie du coût des charges centrales de Gaz de France est supportée par GRTgaz. Les charges centrales payées par GRTgaz comprennent une quote-part de frais de publicité et de parrainage, qui sont engagés par la maison mère. Ce montant est pris en compte dans la présente proposition tarifaire. La CRE demande toutefois à GRTgaz d'assumer directement les charges de communication qui lui sont nécessaires. Elle précise que, lors des prochaines propositions tarifaires, seules les dépenses de communications engagées directement par les opérateurs de réseaux seront incluses dans les charges à couvrir par les tarifs.

Au total, le montant prévisionnel retenu dans la présente proposition tarifaire au titre des charges centrales affectées à GRTgaz est de 67,2 M€.

e) Dépenses de sécurité

Les GRT ont prévu d'engager des actions de sécurisation et de renforcement des réseaux. Ces dépenses sont dues notamment à l'entrée en application de l'arrêté du 4 août 2006 portant sur le règlement de la sécurité des canalisations de transport de gaz combustibles. La CRE a pris en compte l'intégralité des charges liées à la sécurité des réseaux prévues par les opérateurs.

La CRE relève toutefois que, sur les exercices passés, les budgets alloués à ces catégories de charges n'ont pas été intégralement utilisés.

f) Productivité

Les charges d'exploitation couvertes tiennent compte d'hypothèses de productivité proposées par les GRT pour la période 2007-2008 :

- pour GRTgaz, les charges d'exploitation maîtrisables par l'opérateur (hors énergie et dépenses liées à la sécurité et à la maintenance des réseaux) ainsi que les charges centrales sont globalement en baisse en euros courants par rapport aux réalisations 2005. Ceci fait apparaître des gains de productivité annuels moyens de 2,4 % en euros constants par rapport aux réalisations 2005, sur une assiette de coûts qui représente près de 62 % des charges d'exploitation de l'opérateur ;
- pour TIGF, l'opérateur propose un objectif normatif de productivité de 4% en termes réels sur les moyens généraux à effectif constant pour la période 2007-2008. Ce poste représente en moyenne 16% des charges d'exploitations totales sur la période.

2.2. Charges de capital

La CRE a reconduit les principes de calcul des charges de capital adoptés lors des exercices tarifaires précédents. Deux modifications techniques sont proposées :

- les immobilisations en cours ont été incluses dans la BAR de manière à mieux prendre en compte le coût financier des projets dont le développement s'effectue sur plusieurs exercices ;
- à compter de l'exercice 2006, la date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1^{er} janvier de l'année suivant leur mise en service (au lieu du 1^{er} juillet de l'année de leur mise en service pour les actifs mis en service antérieurement). Cette modification du mode de calcul des charges de capital a pour objet de mieux refléter l'échelonnement des mises en service des projets les plus significatifs au cours de l'année gazière.

a) La Base d'Actifs Régulée

Les charges de capital comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation de la Base d'Actifs Régulée (BAR), qui est effectuée sur la base d'une méthodologie de type "coûts courants économiques" dont les principes essentiels ont été arrêtés par la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001, chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

Les durées de vies retenues pour les principales catégories d'actifs industriels sont de :

- 50 ans pour les canalisations ;
- 30 ans pour les équipements de compression.

Les actifs sont réévalués de l'inflation au 1^{er} janvier de chaque année. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice des prix à la consommation hors tabac en glissement de juillet à juillet, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages résidant en France.

La valeur de la BAR au 1^{er} janvier 2007 telle qu'elle ressort de ce calcul est renseignée dans le tableau ci-dessous.

Le calcul de la BAR et des charges de capital pour la période de validité des tarifs prend en compte l'intégralité des prévisions d'investissement fournies par les opérateurs. Ces prévisions sont en hausse sensible par rapport aux exercices précédents, en particulier pour TIGF.

L'effort d'investissement des opérateurs porte principalement sur :

- des projets destinés à accroître la capacité du réseau.
Ces projets représentent 38% du volume d'investissement prévisionnel de GRTgaz pour la période 2006-2008 et 41% du volume d'investissement prévisionnel de TIGF.
- des projets permettant le respect des obligations de service public et des contraintes réglementaires en matière de sécurité et d'environnement, ainsi que la modernisation et la fiabilisation du réseau des opérateurs.

La BAR inclut également les immobilisations en cours. Ce montant est calculé en cohérence avec la date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR : il s'agit de la moyenne, pour chaque année d'application du tarif, entre le niveau d'immobilisations en cours au 1^{er} janvier et le niveau au 31 décembre, compte tenu des dépenses engagées au cours de l'exercice. La rémunération correspondante est calculée en appliquant à ce montant prévisionnel le taux de rémunération de base.

M€	GRTgaz	TIGF
BAR au 01/01/07 (hors immobilisation en cours)	5426	644
Volume d'investissement prévisionnel 2007-2008	705	300
Volume d'immobilisations en cours annuel moyen 2007-2008	370	151

b) Le taux de rémunération

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération de base des actifs est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. Le niveau de rémunération de l'opérateur doit, en effet, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir, par ailleurs, pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables.

Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

Dans le cadre de la présente proposition, le taux de base de rémunération de la BAR est appréhendé par la mesure du coût moyen pondéré du capital. Le taux retenu pour la présente période de régulation est de 7,25%, réel avant impôt.

Le tableau ci-dessous détaille les valeurs utilisées pour apprécier ce taux. Ce résultat reflète la décision de la CRE sur la base de fourchettes de valeurs pour chacun des paramètres intervenant dans la formule du CMPC.

Taux sans risque réel	2,4 %
Spread dette	0,3 %
Prime de marché	4,5 %
Bêta des fonds propres	1
Levier	40 %
Taux de l'impôt sur les sociétés	33,33 %
Coût de la dette	2,7 %
Coûts des fonds propres	10,3 %
Coût moyen pondéré du capital	7,25 %

La prime de 125 points de base par rapport à ce taux de base est maintenue pour les nouveaux investissements. La bonification additionnelle de 300 points de base (soit une prime de 425 points de base par rapport au taux de base) est également maintenue. Cette majoration de la rémunération peut être attribuée par délibération de la CRE, pour une période de 5 ou 10 ans, à la part des investissements qui sont de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché, notamment par la création de nouveaux points d'entrée sur le réseau national ou par la décongestion du réseau, sur la base d'une demande motivée de l'opérateur.

Ainsi, dans sa délibération du 8 décembre 2005 relative à l'attribution d'un taux majoré de rémunération au projet de raccordement du terminal méthanier de Fos Cavaou, la CRE a considéré que « seule la partie du projet, (...) qui offre un excédent de capacité au delà de ce qui est strictement nécessaire au raccordement du terminal méthanier de Fos Cavaou, contribuera significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché ». Elle a donc décidé que « seule cette partie du projet (...) peut bénéficier d'un taux de rémunération majoré ».

De même, dans sa délibération du 8 décembre 2005 relative à l'attribution d'un taux majoré de rémunération au projet de renforcement de l'artère de Guyenne, la CRE a décidé que « seule la partie du projet offrant un excédent de capacité au-delà de ce qui est strictement nécessaire à l'évacuation du gaz provenant du terminal méthanier de Fos Cavaou, (...) peut bénéficier d'un taux de rémunération majoré ».

2.3. Revenu autorisé

Le montant total du revenu autorisé s'établit à 1235,6 M€/an en moyenne sur la période 2007-2008 pour GRTgaz et à 149 M€/an en moyenne sur la même période pour TIGF. Le tableau ci-dessous détaille les principaux postes du revenu autorisé pour 2007 et 2008 pour les deux opérateurs.

Moyenne 2007-2008 en M€	GRTgaz	TIGF
Charges d'exploitation nettes	557,3	56,1
Amortissement de la BAR	258,6	34,0
Rémunération de la BAR et des immobilisations en cours	435,4	61,1
Initialisation du CRCP	-15,8	-2,2
Revenu autorisé	1 235,6	149,0

III - Souscriptions de capacités de transport prévisionnelles

1. Réseau principal

Les hypothèses de souscriptions retenues pour le réseau principal sont les suivantes :

- en sortie du réseau principal, elles sont fondées sur celles retenues sur le réseau régional ;
- pour les autres points du réseau principal, les hypothèses retenues sont établies à partir des capacités réellement souscrites en 2005 et 2006 et des prévisions d'évolution pour 2007 et 2008. Ces prévisions tiennent compte de l'évolution des consommations sur le territoire national, des nouvelles capacités mises en service par les GRT et des nouvelles souscriptions de capacités liées au développement de la concurrence.

L'évolution des souscriptions de capacités retenue pour 2007-2008 sur le réseau principal, hors sortie du réseau principal vers le réseau régional, est la suivante :

	Evolution moyenne entre réalisé 2005 et prévisionnel 2007-2008
GRTgaz	+ 3 %
TIGF	+ 4 %

2. Réseau régional

Les souscriptions de capacités prévues pour le réseau régional prennent en compte, d'une part, les souscriptions normalisées des capacités aux PITD et, d'autre part, une prévision des souscriptions de capacités pour les consommateurs directement raccordés au réseau de transport et pour les Points d'Interconnexion sur Réseau Régional (PIRR).

- Souscriptions normalisées des capacités de livraison aux PITD :

Les souscriptions normalisées de capacités retenues pour les PITD sont calculées sur la base des consommations de pointe au risque 2 %, déterminées par les GRT pour l'hiver 2005-2006, et des prévisions d'évolution des consommations en 2007 et 2008.

- Souscriptions pour les consommateurs directement raccordés au réseau de transport et les PIRR :

Les souscriptions de capacités prévues pour ces points de livraison sont établies à partir des capacités réellement souscrites en 2005 et 2006 et des prévisions d'évolution en 2007 et 2008.

L'évolution des souscriptions de capacités retenue pour la période tarifaire sur l'ensemble du réseau régional est la suivante :

	Evolution moyenne entre réalisé 2005 et prévisionnel 2007-2008
GRTgaz	- 1 % *
TIGF	+ 11 %

* Cette baisse est liée à la réévaluation par Météo France, en 2005, des températures utilisées par GRTgaz pour déterminer la consommation de pointe au risque 2 %, qui s'est traduite par un réchauffement des températures de pointe de 1,3° C en moyenne.

Tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

I - Définitions

Point d'Interconnexion des Réseaux (PIR) :

Point physique ou notionnel d'interconnexion des réseaux de transport principaux de deux gestionnaires de réseau de transport (GRT).

Point d'Interconnexion sur Réseau Régional (PIRR) :

Point physique ou notionnel d'interconnexion entre un réseau de transport régional et le réseau d'un opérateur étranger.

Point d'Interface Transport Terminal Méthanier (PITTM) :

Point physique ou notionnel d'interconnexion entre un réseau de transport et un ou plusieurs terminaux méthaniers.

Point d'Interface Transport Stockage (PITS) :

Point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et un groupement de stockage.

Point d'Interface Transport Production (PITP) :

Point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et une installation de production de gaz.

Point d'Interface Transport Distribution (PITD) :

Point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et un réseau de distribution publique.

Termes d'entrée sur le réseau principal :

- | | |
|-------------|---|
| TCE | terme de capacité d'entrée sur le réseau principal, applicable à la souscription de capacité journalière aux points d'entrée du réseau principal à partir d'un PIR ou d'un PITTM ; |
| TCES | terme de capacité d'entrée sur le réseau principal à partir des stockages, applicable à la souscription de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal en provenance d'un PITS ; |
| TCEP | terme de capacité d'entrée sur le réseau principal à partir d'une installation de production de gaz, applicable à la souscription de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal à partir d'un PITP ; |

Termes de sortie du réseau principal :

- | | |
|-------------|---|
| TCST | terme de capacité de sortie aux points d'interconnexion des réseaux de transport, applicable à la souscription de capacité journalière de sortie vers un point d'interconnexion des réseaux (PIR) ; |
| TCS | terme de capacité de sortie du réseau principal, applicable à la souscription de capacité journalière de sortie du réseau principal, sauf vers un PITS ou un PIR ; |
| TCSS | terme de capacité de sortie du réseau principal vers les stockages, applicable à la souscription de capacité journalière de sortie vers un PITS ; |
| TP | terme de proximité, applicable aux quantités de gaz injectées en un point d'entrée du réseau de transport et soutirées dans une zone de sortie à proximité immédiate de ce point ; |

Terme de liaison entre zones d'équilibrage :

TCLZ terme de capacité de liaison, applicable à la souscription de capacité journalière de liaison entre zones d'équilibrage du réseau principal d'un même GRT ;

Terme de transport sur le réseau régional :

TCR terme de capacité de transport sur le réseau régional, applicable à la souscription de capacité journalière de transport sur le réseau régional ;

Terme de livraison :

TCL terme de capacité de livraison, applicable à la souscription de capacité journalière de livraison à un point de livraison ;

Capacité ferme :

Capacité de transport de gaz dont le GRT garantit par contrat le caractère non interruptible.

Capacité à rebours sur le réseau principal :

Capacité permettant à l'expéditeur d'effectuer des nominations dans le sens opposé au sens dominant des flux lorsque les flux de gaz ne peuvent s'écouler que dans un seul sens. Elle ne peut être utilisée, un jour donné, que si le flux global résultant de l'ensemble des nominations des expéditeurs est dans le sens dominant des flux.

Capacité interruptible :

Capacité de transport de gaz qui peut être interrompue par le GRT selon les conditions stipulées dans le contrat d'utilisation du réseau de transport de gaz.

Capacité restituable :

Capacité ferme, que l'expéditeur s'engage à restituer à tout moment au GRT à sa demande.

Expéditeur :

Personne qui conclut avec un GRT un contrat d'utilisation du réseau de transport de gaz. L'expéditeur est, selon le cas, le client éligible, le fournisseur ou leur mandataire, tels que définis à l'article 2 de la loi du 3 janvier 2003.

PDL « à souscription » :

Point de livraison sur le réseau de distribution publique relevant des options T4 et TP des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution en vigueur.

PDL « non à souscription » :

Point de livraison sur le réseau de distribution publique relevant des options T1, T2 et T3 des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution en vigueur.

II - Tarif d'utilisation du réseau de GRTgaz

1. Acheminement sur le réseau principal

Le tarif d'utilisation du réseau principal de GRTgaz comporte les termes suivants :

- terme de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE) ;
- terme de capacité de liaison entre zones d'équilibrage (TCLZ) ;
- terme de capacité de sortie aux PIR (TCST) ;
- terme de capacité de sortie du réseau principal (TCS) ;
- terme de proximité (TP) ;
- termes de capacité d'entrée et de sortie aux PITS (TCES et TCSS).

Sur une partie du réseau principal de GRTgaz, les souscriptions se font par saison :

- saison d'été, d'avril à octobre inclus ;
- saison d'hiver, de novembre à mars inclus.

1.1. Terme de capacité d'entrée sur le réseau principal

Les termes applicables à des souscriptions annuelles ou saisonnières de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal de GRTgaz sont définis dans le tableau suivant :

Point d'entrée	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an ou saison)		TCE (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
		Souscriptions fermes		
Taisnières B	Nord	57,22		50 %
Taisnières H	Nord	78,03		50 %
Dunkerque	Nord	78,03		50 %
Obergailbach	Est	78,03		50 %
Montoir	Ouest	73,44		Sans objet
Fos	Sud	73,44		Sans objet
Dordogne	Ouest	Été : 34,13	Hiver : 24,38	75 %
Hérault	Sud	Été : 17,00	Hiver : 12,14	75 %

Aux PITTM Fos et Montoir :

- tout expéditeur souscrivant un service « continu » auprès des gestionnaires de terminal méthanier se voit attribuer une capacité annuelle ferme de base égale à 1/330^{ème} de la capacité de regazéification souscrite auprès des gestionnaires de terminal méthanier. Au début de chaque mois, GRTgaz calcule, pour chaque expéditeur, l'émission journalière maximale du mois précédent. Si celle-ci excède la capacité ferme de base attribuée à l'expéditeur, GRTgaz facture à ce dernier une capacité mensuelle supplémentaire égale à la différence entre l'émission journalière maximale du mois précédent, et la capacité annuelle ferme de base, à un prix égal à 1/12^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme ;
- tout expéditeur souscrivant un service « bandeau » ou « spot » auprès des gestionnaires de terminal méthanier se voit attribuer une capacité mensuelle ferme de base égale à 1/30^{ème} de la capacité de regazéification souscrite auprès des gestionnaires de terminal méthanier. Le prix applicable est égal à 1/12^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme.

1.2. Terme de capacité de liaison entre zones d'équilibrage

Les termes applicables à des souscriptions annuelles de capacité journalière de liaison entre les zones d'équilibrage de GRTgaz sont définis dans le tableau suivant :

Liaison entre zones d'équilibrage	TCLZ (€/MWh/jour par an) Souscriptions fermes	TCLZ (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
Nord → Est	58,25	50 %
Est → Nord	11,68	50 %
Nord → Ouest	58,25	50 %
Ouest → Nord	11,68	50 %
Est → Sud	146,88	50 %
Sud → Est	29,40	50 %
Ouest → Sud	146,88	50 %
Sud → Ouest	29,40	50 %

1.3. Terme de capacité de sortie aux PIR

Les termes applicables à des souscriptions annuelles ou saisonnières de capacité journalière de sortie aux PIR sont définis dans le tableau suivant :

Sortie vers PIR	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an ou saison) Souscriptions fermes		TCST (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles	
		Été	Hiver	Été	Hiver
Dordogne	Ouest	170,65	121,89	90 %	75 %
Hérault	Sud	84,97	60,69	90 %	75 %
Oltingue	Est	270,00		75 %	
Jura	Sud	60,00		75 %	

1.4. Terme de capacité de sortie du réseau principal

Chaque zone de sortie du réseau principal de GRTgaz est définie par l'ensemble des points de livraison qui lui sont rattachés.

Pour chaque expéditeur et dans chaque zone de sortie, la souscription annuelle ferme de capacité de sortie du réseau principal doit être supérieure ou égale à la somme des souscriptions annuelles fermes de capacité de livraison dans cette zone de sortie.

a) Jusqu'au 31 décembre 2007 :

A chaque zone de sortie du réseau principal de GRTgaz est attribué un niveau de tarif en sortie (NTS). Les termes applicables à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal de GRTgaz sont définis dans le tableau suivant :

	TCS (€/MWh/jour par an)
NTS de 1 à 6	$k \times 10 \times \text{NTS}$
NTS de 7 à 10	$k \times (20 \times \text{NTS} - 60)$

avec $k = 0,863$

Zone d'équilibrage GRTgaz	Zone de sortie	NTS
Nord	Région Dunkerque	1
	Région Taisnières B	1
	Région Taisnières H	1
	Hauts de France	2
	Nord B	2
	Nord H	2
	Ardennes	3
	Gournay H	4
	Gournay B	5
	Région Paris	8
	Beauce	9
	Sud Paris	9
	Haute Normandie	10
	Seine Ouest	10
Est	Région Obergailbach	1
	Lorraine	1
	Nord-Est	2
	Haute Saône	7
	Langres	8
	Région Orlingue	9
Ouest	Bretagne	4
	Perche	4
	Maine	5
	Vendômois	6
	Sologne	7
	Touraine	9
	Basse Normandie	10
Sud	Sud Est	3
	Berry	4
	Bourgogne	4
	Auvergne	5
	Lyonnais	5
	Charolais	6
	Vienne	6
	Midi	7
	Provence	7
	Rhône Sud	7
	Charente	8
	Rhône Nord	8
	Périgord	9
Région Cruzy	9	

b) A partir du 1^{er} janvier 2008 :

Le terme applicable à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal de GRTgaz est égal pour toutes les zones de sortie à 57,20 €/MWh/jour par an.

1.5. Terme de proximité

Le terme de proximité vient en déduction de la facture mensuelle de chaque expéditeur concerné. Il s'applique, pour chaque expéditeur, à la quantité de gaz égale, chaque jour, au minimum entre la quantité de gaz allouée sur le point d'entrée du réseau de transport et la quantité de gaz soutirée dans la zone de sortie associée.

Le terme de proximité s'applique aux couples points d'entrée / zones de sortie suivants :

Zone d'équilibrage	Point d'entrée	Zone de sortie associée	2007 TP (€/MWh)	2008 TP (€/MWh)
Nord	Taisnières B	Région Taisnières B	0,09	0,18
Nord	Taisnières H	Région Taisnières H	0,16	0,24
Nord	Dunkerque	Région Dunkerque	0,16	0,24
Est	Obergailbach	Région Obergailbach	0,16	0,24

1.6. Termes de capacité d'entrée et de sortie des stockages

Chaque zone d'équilibrage de GRTgaz comprend un ou plusieurs PITS :

- la zone d'équilibrage Nord comprend trois PITS : *Ile de France Nord (gaz H)*, *Ile de France Sud (gaz H)*, *Picardie (gaz B)* ;
- la zone d'équilibrage Est comprend un PITS : *Lorraine (gaz H)* ;
- la zone d'équilibrage Ouest comprend un PITS : *Centre (gaz H)* ;
- la zone d'équilibrage Sud comprend deux PITS : *Centre (gaz H)*, *Salins Sud (gaz H)*.

Les termes (TCES et TCSS) applicables à des souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée et de sortie aux PITS sont définis dans le tableau suivant :

PITS	TCES (€/MWh/jour par an)	TCSS (€/MWh/jour par an)
Centre	23,00	4,60
Autres PITS	6,00	1,20

Les capacités annuelles d'entrée et de sortie aux PITS allouées à chaque expéditeur par GRTgaz sont égales, respectivement, à la capacité journalière nominale de soutirage, augmentée le cas échéant de la capacité journalière de soutirage conditionnelle, et à la capacité journalière nominale d'injection, augmentée le cas échéant de la capacité journalière d'injection conditionnelle, souscrites par cet expéditeur auprès de l'opérateur de stockage, dans la limite des capacités du réseau.

Il n'est pas commercialisé de capacité annuelle interruptible d'entrée et de sortie aux PITS, sauf, exceptionnellement, aux PITS *Centre*. Ces capacités annuelles interruptibles ne sont commercialisées que lorsque toutes les capacités annuelles fermes ont été souscrites. Le prix applicable à des souscriptions annuelles interruptibles de capacité journalière aux PITS *Centre* est égal à 75 % du prix de la souscription annuelle ferme de capacité journalière.

1.7. Capacités à rebours sur le réseau principal

Le prix applicable à des souscriptions annuelles de capacité journalière à rebours est égal à 20 % du prix de la souscription annuelle ferme de capacité journalière dans le sens dominant.

La capacité à rebours existe sur les points suivants du réseau de GRTgaz :

Points d'entrée	Taisnières H
	Obergailbach
Sortie vers PIR	Oltingue

1.8. Capacités restituables sur le réseau principal

Aux points d'entrée hors PITTM, aux sorties vers les PIR Dordogne et Hérault, et sur les liaisons entre zones d'équilibrage, sont définies des capacités fermes dites « restituables », que l'expéditeur s'engage à restituer à tout moment en cas de demande de GRTgaz, pour une durée de un, deux, trois ou quatre ans.

Pour tout expéditeur ayant souscrit plus de 20 % des capacités annuelles ou saisonnières fermes commercialisables en un des points mentionnés précédemment, une fraction R de la part de sa souscription au-delà de 20 % des capacités annuelles ou saisonnières fermes commercialisables est convertie en capacité restituable.

La fraction R de capacité restituable est définie dans le tableau suivant :

Point concerné	Dunkerque	Obergailbach	Taisnières H	Taisnières B	Hérault	Dordogne	Liaisons
R	20 %	20 %	0 %	15 %	20 %	20 %	20 %

Le prix d'une capacité annuelle ou saisonnière restituable est égal à 90 % du prix de la capacité ferme annuelle ou saisonnière correspondante.

Les règles de restitution et de souscription de ces capacités sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

2. Acheminement sur le réseau régional

2.1. Souscription annuelle ferme

Le terme applicable à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de transport sur le réseau régional est le produit du terme unitaire, fixé à 45 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré :

	TCR (€/MWh/jour par an)
GRTgaz	45,00 x NTR

La liste des points de livraison sur le réseau de GRTgaz, accompagnés de leur zone de sortie et de leur valeur de NTR, figure en annexe du présent document.

Lorsqu'un nouveau point de livraison est créé, GRTgaz calcule la valeur du NTR de façon transparente et non discriminatoire, sur la base d'une méthode de calcul publiée sur son site internet, et en communique le résultat à la CRE.

La souscription de capacité ferme de transport sur le réseau régional est égale, pour chaque point de livraison, à la souscription de capacité ferme de livraison en ce point.

2.2. Souscription annuelle interruptible

Pour toute capacité annuelle interruptible de transport sur le réseau régional souscrite, le terme de capacité de transport sur le réseau régional est réduit de 50 %.

La souscription de capacité interruptible de transport sur le réseau régional est égale, pour chaque point de livraison, à la souscription de capacité interruptible de livraison en ce point.

Les conditions d'interruptibilité sur le réseau régional sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

3. Livraison du gaz

3.1. Pour les consommateurs raccordés au réseau de transport et les PIRR

Pour les expéditeurs alimentant des consommateurs finals raccordés au réseau de transport et des PIRR, le terme de livraison est composé :

- d'un terme fixe égal à 3 600 €/an et par poste de livraison ;
- d'un terme applicable à des souscriptions de capacité journalière de livraison.

Le terme applicable à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de livraison est défini dans le tableau suivant :

	TCL (€/MWh/jour par an)
GRTgaz	20,00

Pour toute capacité annuelle interruptible de livraison souscrite, le terme de capacité de livraison est réduit de 50 %.

Tout expéditeur alimentant un ou des consommateurs finals raccordés au réseau de transport se voit attribuer simultanément, à sa demande, les capacités existantes de livraison correspondant aux besoins.

Si plusieurs expéditeurs alimentent simultanément un consommateur final raccordé au réseau de transport ou un PIRR, le terme fixe est réparti au prorata de leurs souscriptions de capacité de livraison.

3.2. Pour les PITD

Pour les expéditeurs alimentant des PITD, le terme applicable à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de livraison est défini dans le tableau suivant :

	TCL (€/MWh/jour par an)
GRTgaz	23,00

Pour toute capacité annuelle interruptible de livraison souscrite, le terme de capacité de livraison est réduit de 50 %.

Sur chaque PITD, la capacité annuelle ferme de livraison (« capacité normalisée ») est allouée à chaque expéditeur par GRTgaz. Elle est égale à la somme :

- des capacités annuelles souscrites sur le réseau de distribution pour les PDL « à souscription » alimentés en aval du PITD considéré ;
- des capacités calculées par GRTgaz pour les PDL « non à souscription » alimentés en aval du PITD considéré, en multipliant la consommation journalière de pointe des PDL « non à souscription » par le coefficient d'ajustement « A » correspondant.

Les coefficients d'ajustement « A » sont définis pour chaque zone d'équilibrage et chaque gestionnaire de réseau de distribution, dans le tableau suivant :

Zone d'équilibrage	Nord		Est	Ouest	Sud
	gaz B	gaz H			
Jusqu'au au 31 mars 2007					
Gaz de France Réseau Distribution	1,218	1,141	1,021	1,082	0,990
Autres GRD	1	1	1	1	1
A partir du 1^{er} avril 2007					
Gaz de France Réseau Distribution	1,168	1,029	1,057	1,092	0,990
Autres GRD	1	1	1	1	1

4. Souscriptions mensuelles de capacités

- Aux points d'entrée, aux sorties vers les PIR et sur les liaisons entre zones d'équilibrage :

Les termes applicables à des souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière aux points d'entrée, hors Fos, Montoir, Hérault et Dordogne, aux sorties vers les PIR, hors Hérault et Dordogne, et sur les liaisons entre zones d'équilibrage sont égaux à 1/8^{ème} des termes annuels correspondants.

Les termes applicables à des souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière aux points d'entrée Hérault et Dordogne et aux sorties vers les PIR Hérault et Dordogne sont égaux à 1,5/7^{ème} du terme correspondant en saison d'été et à 1,5/5^{ème} du terme correspondant en saison d'hiver.

- Aux PITS :

Il n'est pas commercialisé de capacité mensuelle d'entrée et de sortie aux PITS.

- En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison :

Les termes applicables à des souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional, et de livraison, sont égaux aux termes applicables aux souscriptions annuelles fermes correspondantes, multipliés par les coefficients suivants :

Mois	Terme mensuel en proportion du terme annuel
Janvier – Février	8/12 ^{ème}
Décembre	4/12 ^{ème}
Mars – Novembre	2/12 ^{ème}
Avril – Mai – Juin – Septembre – Octobre	1/12 ^{ème}
Juillet – Août	0,5/12 ^{ème}

5. Souscriptions quotidiennes de capacités

- Aux points d'entrée, aux sorties vers les PIR et sur les liaisons entre zones d'équilibrage :

Les termes applicables à des souscriptions quotidiennes de capacité journalière aux points d'entrée, hors Fos et Montoir, aux sorties vers les PIR et sur les liaisons entre zones d'équilibrage, sont égaux à 1/20^{ème} des termes applicables aux souscriptions mensuelles correspondantes.

- Aux PITS :

Les capacités quotidiennes d'entrée et de sortie aux PITS allouées à chaque expéditeur par GRTgaz sont égales, respectivement, à la capacité quotidienne de soutirage et à la capacité quotidienne d'injection attribuées par l'opérateur de stockage en complément des capacités annuelles correspondantes, dans la limite des capacités du réseau.

Le terme applicable à des souscriptions quotidiennes de capacité journalière aux PITS est égal à 1/320^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme de capacité en ces points.

- En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison :

Les souscriptions quotidiennes de capacité sont commercialisées par GRTgaz pour satisfaire un besoin ponctuel et exceptionnel d'un consommateur final.

Les termes applicables à des souscriptions quotidiennes fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison, sont égaux à 1/20^{ème} des termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes correspondantes.

Les termes applicables à des souscriptions quotidiennes interruptibles de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison, sont égaux à 1/30^{ème} des termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes correspondantes.

Les capacités quotidiennes interruptibles sont commercialisées par GRTgaz, lorsque toutes les capacités quotidiennes fermes commercialisables, le jour concerné, ont été souscrites.

6. Capacité horaire de livraison

Les capacités horaires de livraison ne s'appliquent qu'aux consommateurs finals raccordés au réseau de transport.

Toute souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison donne droit à une capacité horaire de livraison égale à 1/20^{ème} de la capacité journalière de livraison souscrite (sauf cas particulier où cette capacité horaire ne serait pas disponible).

Pour bénéficier, dans la mesure des possibilités du réseau, d'une capacité horaire supérieure, l'expéditeur doit acquitter un complément de prix p , égal à :

$$p = (C_{max} - C) \times 10 \times (TCL + TCR)$$

où :

C_{max} : Capacité horaire de livraison demandée par l'expéditeur.

C : Capacité horaire de livraison réservée à travers la souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison.

TCL : Terme annuel, mensuel ou quotidien de capacité journalière de livraison.

TCR : Terme annuel, mensuel ou quotidien de capacité journalière de transport sur le réseau régional.

7. Services complémentaires

7.1. "Use it or lose it" *court terme interruptible (UIOLI CT)*

Aux points d'entrée, hors Fos et Montoir, et aux sorties vers les PIR, lorsque toutes les capacités fermes ont été souscrites, les capacités souscrites mais non utilisées sont commercialisées sous forme interruptible, chaque jour, par GRTgaz, à un prix égal à 1/500^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme ou à 1/500^{ème} de la somme du prix de la souscription saisonnière ferme d'été et du prix de la souscription saisonnière ferme d'hiver en ces points.

Les règles de fonctionnement du service UIOLI CT interruptible sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

7.2. *Vente aux enchères de capacité quotidienne*

Aux points d'entrée, hors Fos et Montoir, aux sorties vers les PIR et sur les liaisons, GRTgaz est autorisé à commercialiser, chaque jour, les capacités fermes restant disponibles après la fin de la période de commercialisation des capacités fermes journalières au tarif régulé.

Les règles de fonctionnement du mécanisme d'enchères de capacité quotidienne sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

7.3. Offre d'acheminement interruptible à préavis court sur le réseau principal

Une offre optionnelle d'acheminement interruptible est proposée pour les sites raccordés au réseau de gaz H de GRTgaz postérieurement à l'entrée en vigueur du présent tarif, qui remplissent simultanément les conditions suivantes :

- la souscription annuelle de capacité journalière de livraison est supérieure à 10 GWh/j ;
- le site est situé sur le réseau de GRTgaz à moins de 50 km, à vol d'oiseau, d'un PITTM ou d'un des points d'entrée Dunkerque, Taisnières H ou Obergailbach.

Cette offre prévoit une réduction ou une interruption de l'alimentation des sites concernés à la demande de GRTgaz, avec un préavis de 2 heures minimum, lorsque les deux conditions suivantes sont remplies :

- la quantité de gaz injectée physiquement sur le réseau au point d'entrée le plus proche est inférieure à la souscription de capacité journalière de livraison des sites bénéficiant de cette offre interruptible dans le périmètre de ce point d'entrée ;
- la température du jour est inférieure à la température moyenne journalière susceptible d'être statistiquement atteinte ou dépassée à la baisse plus de 20 jours par an, au risque 2 %.

Les conditions d'interruptibilité sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

Les expéditeurs souscrivant cette offre bénéficient d'une réduction tarifaire égale à la capacité de livraison qu'ils ont souscrite pour ce point de livraison multipliée par la somme de :

- 50 % du terme de capacité de sortie du réseau principal ;
- 50 % du terme de capacité d'entrée sur le réseau principal au point d'entrée le plus proche.

Pour un même site, un expéditeur ne peut pas cumuler la réduction tarifaire consentie au titre de cette offre optionnelle avec les réductions tarifaires consenties aux titres :

- de l'acheminement interruptible sur réseau régional ;
- du terme de proximité pour les clients situés dans les zones de sortie « Région Dunkerque », « Région Taisnières H », « Région Obergailbach ».

7.4. Injection de gaz sur le réseau à partir d'une installation de production de gaz

Les termes applicables à des souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée sur le réseau de GRTgaz à partir des Point d'Interface Transport Production sont les suivants :

- pour les PITP dont la capacité d'entrée sur le réseau est inférieure à 5 GWh/j, le terme applicable est de 6 €/MWh/jour par an ;
- pour les autres PITP, la définition du terme applicable fait l'objet d'une étude spécifique.

7.5. Conversion de qualité de gaz

a) Conversion de qualité de gaz H en gaz B

GRTgaz commercialise deux services annuels de conversion de gaz H en gaz B :

- un service « pointe », accessible à tous les expéditeurs disposant de gaz H dans la zone d'équilibrage Nord ;
- un service « base » ferme, accessible aux expéditeurs disposant de gaz H dans la zone d'équilibrage Nord et détenant moins de 15 % des capacités d'entrée à Taisnières B, dans la limite de leurs besoins pour alimenter des consommateurs finals en gaz B.

Les prix des services de conversion sont définis dans le tableau suivant :

	Terme de capacité (€/MWh/jour par an)	Terme de quantité (€/MWh)
Service « pointe »	133,00	0,16
Service « base »	60,00	0,16

GRTgaz commercialise également des capacités mensuelles fermes de conversion pour le service base. Les coefficients mensuels applicables sont égaux aux coefficients applicables pour les capacités mensuelles de transport sur le réseau régional.

Les règles de fonctionnement du service de conversion de qualité de gaz H en gaz B sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

b) Conversion de qualité de gaz B en gaz H

Le prix du service de conversion de qualité de gaz B en gaz H proposé par GRTgaz se compose :

- pour l'offre annuelle, d'un terme proportionnel à la souscription annuelle de capacité égal à 20,81 €/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle, d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 2,60 €/MWh/jour par mois.

Les règles de fonctionnement du service de conversion de qualité de gaz B en gaz H sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

III - Tarif d'utilisation du réseau de Total Infrastructures Gaz France

1. Acheminement sur le réseau principal

Le tarif d'utilisation du réseau principal de TIGF comporte les termes suivants :

- terme de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE) ;
- terme de capacité de sortie aux PIR (TCST) ;
- terme de capacité de sortie du réseau principal (TCS) ;
- terme de proximité (TP) ;
- termes de capacité d'entrée et de sortie aux PITS (TCES et TCSS).

Sur une partie du réseau principal de TIGF, les souscriptions se font par saison :

- saison d'été, d'avril à octobre inclus ;
- saison d'hiver, de novembre à mars inclus.

1.1. Terme de capacité d'entrée sur le réseau principal

Les termes applicables à des souscriptions saisonnières de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal de TIGF sont définis dans le tableau suivant :

Point d'entrée	TCE (€/MWh/jour par saison) Souscriptions fermes		TCE (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
	Eté	Hiver	Eté et Hiver
Dordogne	22	22	75 %
Hérault	24	22	75 %
Lacq	20	23	75 %
Biriatou	76	54	75 %
Larrau	76	54	75 %

En cas de congestion, les demandes d'attribution de capacité d'entrée sur le réseau principal de TIGF en vue d'alimenter un client final dans la zone de TIGF sont traitées dans le cadre d'une procédure de réattribution des capacités mise en place par TIGF.

1.2. Terme de capacité de sortie aux PIR

Les termes applicables à des souscriptions saisonnières de capacité journalière de sortie aux PIR sont définis dans le tableau suivant :

PIR	TCST (€/MWh/jour par saison) Souscriptions fermes		TCST (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
	Eté	Hiver	Eté et Hiver
Dordogne	49	66	75 %
Hérault	30	38	75 %
Biriatou	157	113	75 %
Larrau	157	113	75 %

1.3. Terme de capacité de sortie du réseau principal

Chaque zone de sortie du réseau principal de TIGF est définie par l'ensemble des points de livraison qui lui sont rattachés.

Pour chaque expéditeur et dans chaque zone de sortie, la souscription annuelle ferme de capacité de sortie du réseau principal doit être supérieure ou égale à la somme des souscriptions annuelles fermes de capacité de livraison dans cette zone de sortie.

a) Jusqu'au 31 décembre 2007 :

Le terme applicable à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal de TIGF est défini dans le tableau suivant :

Zone de sortie	TCS (€/MWh/jour par an)
Adour	56
Auch	56
Barbaira	71
Coudures	66
Guyenne	84
Muret	94
Région Dordogne	100
Région Hérault	49
Région Lacq	93
Toulouse	85

b) A partir du 1^{er} janvier 2008 :

Le terme applicable à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal de TIGF est égal pour toutes les zones de sortie à 82 €/MWh/jour par an.

1.4. Terme de proximité

Le terme de proximité vient en déduction de la facture mensuelle de chaque expéditeur concerné. Il s'applique, pour chaque expéditeur, à la quantité de gaz égale, chaque jour, au minimum entre la quantité de gaz allouée au point d'entrée sur le réseau de transport et la quantité de gaz soutirée dans la zone de sortie associée.

Le terme de proximité s'applique aux couples points d'entrée / zones de sortie suivants :

Point d'entrée	Zone de sortie associée	2007 TP (€/MWh)	2008 TP (€/MWh)
Dordogne	Région Dordogne	0,16	0,32
Hérault	Région Hérault	0,16	0,32
Lacq	Région Lacq	0,42	0,37

1.5. Termes de capacité d'entrée et de sortie des stockages

Le réseau de transport de TIGF comprend un PITS : *Stockage du Sud-Ouest*

Les termes (TCES et TCSS) applicables à des souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée et de sortie au PITS sont définis dans le tableau suivant :

PITS	TCES (€/MWh/jour par an)	TCSS (€/MWh/jour par an)
Stockage du Sud-Ouest	23	51

Les capacités annuelles d'entrée et de sortie aux PITS allouées à chaque expéditeur par TIGF sont égales, respectivement, à la capacité journalière nominale de soutirage, augmentée le cas échéant de la capacité journalière de soutirage de pointe, et à la capacité journalière nominale d'injection, souscrites par cet expéditeur auprès de l'opérateur de stockage, dans la limite des capacités du réseau.

Il n'est pas commercialisé de capacité annuelle interruptible d'entrée et de sortie au PITS.

2. Acheminement sur le réseau régional

2.1. Souscription annuelle ferme

Le terme applicable à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de transport sur le réseau régional est le produit du terme unitaire, fixé à 43 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré :

	TCR (€/MWh/jour par an)
TIGF	43 x NTR

La liste des points de livraison sur le réseau de TIGF, accompagnés de leur zone de sortie et de leur valeur de NTR, figure en annexe du présent document.

Lorsqu'un nouveau point de livraison est créé, TIGF calcule la valeur du NTR de façon transparente et non discriminatoire, sur la base d'une méthode de calcul publiée sur son site internet, et en communique le résultat à la CRE.

La souscription de capacité ferme de transport sur le réseau régional est égale, pour chaque point de livraison, à la souscription de capacité ferme de livraison en ce point.

2.2. Souscription annuelle interruptible

Pour toute capacité annuelle interruptible de transport sur le réseau régional souscrite, le terme de capacité de transport sur le réseau régional (TCR) est remplacé par un terme unitaire égal au produit du niveau de tarif régional (NTR) par 0,10 €/MWh, s'appliquant aux quantités de gaz consommées chaque jour au-delà de la souscription annuelle ferme de capacité journalière.

La souscription annuelle de capacité interruptible de transport sur le réseau régional est égale, pour chaque point de livraison, à la souscription annuelle de capacité interruptible de livraison en ce point.

Les conditions d'interruptibilité sur le réseau régional sont définies par TIGF, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

3. Livraison du gaz

3.1. Pour les consommateurs raccordés au réseau de transport

Pour les expéditeurs alimentant des consommateurs finals raccordés au réseau de transport, le terme de livraison est composé :

- d'un terme fixe égal à 1 800 €/an et par poste de livraison ;
- d'un terme applicable à des souscriptions de capacité journalière de livraison.

Le terme applicable à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de livraison est défini dans le tableau suivant :

	TCL (€/MWh/jour par an)
TIGF	11

Pour toute capacité annuelle interruptible de livraison souscrite, le terme de capacité de livraison (TCL) est égal à 11 €/MWh/jour par an.

Tout expéditeur alimentant un ou des consommateurs finals raccordés au réseau de transport de TIGF se voit attribuer simultanément, à sa demande, les capacités existantes de livraison correspondant aux besoins.

Si plusieurs expéditeurs alimentent simultanément un consommateur final raccordé au réseau de transport, le terme fixe est réparti au prorata de leurs souscriptions de capacité de livraison.

3.2. Pour les PITD

Pour les expéditeurs alimentant des PITD, le terme applicable à des souscriptions annuelles fermes ou interruptibles de capacité journalière de livraison est défini dans le tableau suivant :

	TCL (€/MWh/jour par an)
TIGF	14

Sur chaque PITD, la capacité annuelle ferme de livraison (« capacité normalisée ») est allouée à chaque expéditeur par TIGF. Elle est égale à la somme :

- des capacités annuelles souscrites sur le réseau de distribution pour les PDL « à souscription » alimentés en aval du PITD considéré ;
- des capacités calculées par TIGF pour les PDL « non à souscription » alimentés en aval du PITD considéré, en multipliant la consommation journalière de pointe des PDL « non à souscription » par le coefficient d'ajustement « A » correspondant.

Les coefficients d'ajustement « A » sont définis pour chaque gestionnaire de réseau de distribution, dans le tableau suivant :

Gestionnaires de réseau de distribution	Gaz de France Réseau Distribution	Régaz	Autres GRD
Jusqu'au 31 mars 2007 :	1,144	1,164	1
A partir du 1^{er} avril 2007 :	1,142	1,123	1

4. Souscriptions mensuelles de capacités

- Aux points d'entrée et aux sorties vers les PIR :

Les termes applicables à des souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière d'entrée et de sortie vers les PIR de TIGF sont égaux à $1,5/7^{\text{ème}}$ du terme saisonnier été ferme correspondant et à $1,5/5^{\text{ème}}$ du terme saisonnier hiver ferme correspondant.

Des capacités mensuelles interruptibles sont commercialisées par TIGF au point d'entrée Larrau et en sortie vers le PIR Biriadou. Le tarif de ces capacités en été est égal à $1,5/7^{\text{ème}}$ du terme saisonnier été interruptible correspondant, et en hiver à $1,5/5^{\text{ème}}$ du terme saisonnier hiver interruptible correspondant.

- Aux PITS :

Il n'est pas commercialisé de capacité mensuelle d'entrée et de sortie aux PITS.

- En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison :

Les termes applicables à des souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional, et de livraison, sont égaux aux termes applicables aux souscriptions annuelles fermes correspondantes, multipliés par les coefficients suivants :

Mois	Terme mensuel en proportion du terme annuel
Janvier – Février	$8/12^{\text{ème}}$
Décembre	$4/12^{\text{ème}}$
Mars – Novembre	$2/12^{\text{ème}}$
Avril – Mai – Juin – Septembre – Octobre	$1/12^{\text{ème}}$
Juillet – Août	$0,5/12^{\text{ème}}$

5. Souscriptions quotidiennes de capacités

- Aux points d'entrée et aux sorties vers les PIR :

Les termes applicables à des souscriptions quotidiennes fermes de capacité journalière aux points d'entrée et aux sorties vers les PIR sont égaux à $1/20^{\text{ème}}$ des termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes correspondantes.

Des capacités quotidiennes interruptibles sont commercialisées par TIGF au point d'entrée Larrau et en sortie vers le PIR Biriadou à un prix égal à $1/20^{\text{ème}}$ des termes applicables aux souscriptions mensuelles interruptibles correspondantes en ces points.

- Aux PITS :

Les capacités quotidiennes d'entrée et de sortie aux PITS allouées à chaque expéditeur par TIGF sont égales, respectivement, à la capacité quotidienne de soutirage et à la capacité quotidienne d'injection attribuées par l'opérateur de stockage en complément des capacités annuelles correspondantes, dans la limite des capacités du réseau.

Le terme applicable à des souscriptions quotidiennes de capacité journalière aux PITS est égal à $1/320^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme en ces points.

- En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison :

Les souscriptions quotidiennes de capacité sont commercialisées par TIGF pour satisfaire un besoin ponctuel et exceptionnel d'un consommateur final.

Les termes applicables à des souscriptions quotidiennes fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison, sont égaux à $1/20^{\text{ème}}$ des termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes correspondantes.

Les termes applicables à des souscriptions quotidiennes interruptibles de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison, sont égaux à $1/30^{\text{ème}}$ des termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes correspondantes.

Les capacités quotidiennes interruptibles sont commercialisées par TIGF, lorsque toutes les capacités quotidiennes fermes commercialisables, le jour concerné, ont été souscrites.

6. Capacité horaire de livraison

Les capacités horaires de livraison ne s'appliquent qu'aux consommateurs finals raccordés au réseau de transport.

Toute souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison donne droit à une capacité horaire de livraison égale à 1/20^{ème} de la capacité journalière souscrite (sauf cas particulier où cette capacité horaire ne serait pas disponible).

Pour bénéficier, dans la mesure des possibilités du réseau, d'une capacité horaire supérieure, l'expéditeur doit acquitter un complément de prix p , égal à :

$$p = (C_{max} - C) \times 10 \times (TCL + TCR)$$

où :

C_{max} : Capacité horaire de livraison demandée par l'expéditeur.

C : Capacité horaire de livraison réservée à travers la souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison.

TCL : Terme annuel, mensuel ou quotidien de capacité journalière de livraison.

TCR : Terme annuel, mensuel ou quotidien de capacité journalière de transport sur le réseau régional.

7. Services complémentaires

7.1. "Use it or lose it" *court terme interruptible (UIOLI CT)*

Aux points d'entrée et aux sorties vers les PIR, lorsque toutes les capacités fermes ont été souscrites, les capacités souscrites mais non utilisées sont commercialisées sous forme interruptible, chaque jour, par TIGF, à un prix égal à 1/500^{ème} de la somme du prix de la souscription saisonnière ferme d'été et du prix de la souscription saisonnière ferme d'hiver en ces points.

Les règles de fonctionnement du service UIOLI CT interruptible sont définies par TIGF, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

7.2. *Vente aux enchères de capacité quotidienne*

Aux points d'entrée et aux sorties vers les PIR, TIGF est autorisé à commercialiser, chaque jour, les capacités fermes restant disponibles après la fin de la période de vente des capacités fermes journalières au tarif régulé.

Les règles de fonctionnement du mécanisme d'enchères de capacité quotidienne sont définies par TIGF, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

7.3. *Injection de gaz sur le réseau à partir d'une installation de production de gaz, hors Lacq*

Les termes applicables à des souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée sur le réseau de TIGF à partir des Point d'Interface Transport Production sont les suivants :

- pour les PITP dont la capacité d'entrée sur le réseau est inférieure à 5 GWh/j, le terme applicable est de 6 €/MWh/jour par an ;
- pour les autres PITP, la définition du terme tarifaire applicable fait l'objet d'une étude spécifique.

IV - Cession des capacités de transport

Les capacités de transport souscrites aux points d'entrée, aux sorties vers les PIR et sur les liaisons entre zones d'équilibrage sont librement cessibles, sans surcoût pour les expéditeurs.

Lorsque la cession porte sur des souscriptions annuelles ou saisonnières dans leur intégralité, l'acquéreur récupère tous les droits et obligations liés à ces souscriptions. Dans les autres cas, seul le droit d'usage des capacités fait l'objet de la cession, le propriétaire initial conservant ses obligations vis-à-vis du GRT. Le droit d'usage échangé peut descendre jusqu'à un pas de temps quotidien, quelle que soit la durée de la souscription initiale.

Les modalités de ces cessions de capacités de transport sont définies par les GRT, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques par les GRT sur leur site internet.

V - Pénalités pour dépassement des capacités

1. Pénalités pour dépassement de capacité journalière

1.1. Modalités de calcul des pénalités pour dépassement de capacité journalière

Chaque jour, les dépassements de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison constatés font l'objet de pénalités.

Pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 3 % de la capacité journalière souscrite, aucune pénalité n'est facturée.

Pour la partie du dépassement supérieure à 3 %, le calcul des pénalités est basé sur le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière, de la façon suivante :

- pour la part du dépassement comprise entre 3 % et 10 %, la pénalité est égale à 20 fois le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière ;
- pour la part du dépassement supérieure à 10 %, la pénalité est égale à 40 fois le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière.

Les GRT donnent la possibilité aux expéditeurs d'ajuster rapidement leurs souscriptions de capacité lorsqu'un dépassement de capacité est constaté, sous réserve des disponibilités du réseau.

1.2. Modalités de calcul des dépassements de capacité journalière

a) Dépassement de capacité journalière de transport régional et de livraison pour les consommateurs finals raccordés au réseau de transport et les PIRR

Pour un jour donné, la valeur de dépassement de capacité journalière prise en compte est égale à la différence, si elle est positive, entre la quantité de gaz livrée et la capacité journalière de livraison souscrite.

b) Dépassement de capacité journalière de transport régional et de livraison pour les PITD

Pour un jour donné, la valeur de dépassement de capacité journalière prise en compte est égale à la différence, si elle est positive, entre les deux valeurs suivantes :

- différence entre la quantité journalière de gaz livrée et la capacité journalière de livraison correspondante, si cette différence est positive, zéro sinon ;
- différence entre la somme des quantités journalières livrées aux PDL « non à souscription » et la somme des capacités normalisées pour les PDL « non à souscription », si cette différence est positive, zéro sinon.

c) Dépassement de capacité journalière de sortie du réseau principal

Pour un jour donné, la valeur de dépassement de capacité journalière prise en compte est égale à la différence, si elle est positive, entre les deux valeurs suivantes :

- différence entre la quantité journalière de gaz livrée et la capacité journalière de sortie du réseau principal correspondante, si cette différence est positive, zéro sinon ;
- différence entre la somme des quantités journalières livrées sur la zone de sortie aux PDL « non à souscription » et la somme pour la zone de sortie des capacités normalisées pour les PDL « non à souscription », si cette différence est positive, zéro sinon.

En cas d'exercice de l'interruptibilité par le GRT, les calculs de dépassement ci-dessus sont effectués en réduisant la capacité interruptible de la part interrompue demandée par le GRT.

2. Pénalités pour dépassement de capacité horaire

Chaque jour, les dépassements de capacité horaire de transport sur le réseau régional et de livraison, pour l'alimentation de consommateurs finals raccordés au réseau de transport, font l'objet de pénalités. Pour une journée donnée, le dépassement de capacité horaire est calculé en considérant la valeur maximale de la moyenne horaire des quantités livrées au point de livraison concerné sur quatre heures consécutives.

Pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 10 % de la capacité horaire souscrite, aucune pénalité n'est facturée.

Pour la partie du dépassement supérieure à 10 %, le calcul des pénalités est basé sur le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire, de la façon suivante :

- pour la part du dépassement comprise entre 10 % et 20 %, la pénalité est égale à 45 fois le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire ;
- pour la part du dépassement supérieure à 20 %, la pénalité est égale à 90 fois le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire.

Les pénalités pour dépassement de capacité horaire ne sont pas appliquées par GRTgaz si l'expéditeur corrige sa souscription annuelle de capacité horaire jusqu'au niveau du dépassement constaté.

3. Redistribution annuelle des pénalités pour dépassement de capacité

Chaque GRT redistribue le montant des pénalités pour dépassement de capacité collectées chaque année, au plus tard au mois de mars de l'année suivante.

Pour chaque GRT, le montant de pénalités à redistribuer est réparti entre les expéditeurs proportionnellement aux quantités de gaz livrées à des consommateurs finals raccordés au réseau de transport. Chaque GRT publie sur son site internet le montant unitaire de pénalités ainsi redistribuées, exprimé en euros par MWh consommé par les consommateurs finals raccordés au réseau de transport.

VI - Equilibrage

Chaque expéditeur est soumis à une obligation d'équilibrage, sur une base journalière et mensuelle, sur chacune des zones d'équilibrage où il a réservé des capacités.

Pour transférer du gaz entre deux zones d'équilibrage d'un même opérateur, il est nécessaire de réserver des capacités de liaison entre zones d'équilibrage.

Un expéditeur ayant souscrit des capacités de liaison entre zones d'équilibrage peut compenser ses déséquilibres sur les zones d'équilibrage d'un même transporteur, dans la limite des capacités de liaison qu'il a souscrites. De même, dans la zone Nord de GRTgaz, un expéditeur ayant souscrit un service « base » ferme de conversion de gaz H en gaz B peut compenser ses déséquilibres en gaz B, dans la limite des capacités de conversion qu'il a souscrites.

En cas de déséquilibre, des pénalités peuvent être appliquées par les GRT en fonction de l'importance des écarts enregistrés chaque jour et de ceux cumulés chaque mois.

Il ne peut y avoir de pénalité appliquée au déséquilibre de bilan journalier si le déséquilibre d'un expéditeur est inférieur, pour chaque zone d'équilibrage et, dans la zone Nord de GRTgaz, pour chaque qualité de gaz, aux valeurs suivantes :

- ± 20 % du total des capacités journalières de livraison souscrites par l'expéditeur à des points de livraison rattachés à la zone d'équilibrage considérée, dans la tranche de 0 à 1 000 MWh/jour,
- ± 5 % pour la part de ce total au-delà de 1 000 MWh/jour

A ces valeurs, s'ajoutent, le cas échéant, la souscription d'un service optionnel d'équilibrage auprès du GRT. Le tarif de ce service optionnel pour GRTgaz est égal à 15 €/MWh/jour par an.

Lorsque des réductions de capacité dues à des travaux sur les réseaux de transport rendent impossible l'équilibrage d'un expéditeur, les GRT, à titre exceptionnel et dans la mesure où cela ne met pas en cause l'équilibrage physique des réseaux de transport, n'appliquent pas de pénalités aux déséquilibres des expéditeurs, pour des quantités limitées et pendant une période limitée.

Les évolutions des règles d'équilibrage sont fixées par la CRE sur proposition des GRT.

VII - Points notionnels d'échange de gaz

Il existe un point notionnel d'échange de gaz (PEG) dans chaque zone d'équilibrage, offrant la possibilité aux expéditeurs d'échanger des quantités de gaz.

Les modalités de fonctionnement des PEG sont définies par les GRT, sur la base de critères objectifs et transparents prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur leur site internet.

Le terme d'accès aux points d'échange de gaz comprend :

- un terme fixe annuel, égal au maximum à 6 000 € par point d'échange ;
- un terme proportionnel aux quantités échangées égal au maximum à 0,01 €/MWh.

VIII - Annexes

Annexe 1 : Liste des points de livraison du réseau de transport de gaz de GRTgaz classés par zone de sortie du réseau principal.

Annexe 2 : Liste des points de livraison du réseau de transport de gaz de TIGF classés par zone de sortie du réseau principal.

Fait à Paris, le 10 novembre 2006

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président

Philippe de LADOUCKETTE