

Proposition de la Commission de régulation de l'énergie du 27 octobre 2004 pour les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

EXPOSE DES MOTIFS

L'article 7 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 prévoit que « *les décisions sur les tarifs sont prises conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, notamment à la demande des opérateurs, pour les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz et des installations de gaz naturel liquéfié* ».

La CRE a proposé, le 24 juillet 2003, les premiers tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz de Gaz de France, de la Compagnie Française du Méthane (CFM) et de Gaz du Sud-Ouest (GSO), conçus pour s'appliquer à partir du 1^{er} janvier 2004, pour une durée de 12 à 18 mois. Ils conduisaient à une baisse des tarifs unitaires par rapport aux tarifs précédents, non régulés, de 6,5 % pour Gaz de France et de 9 % pour GSO, en euros courants.

Ils ont été mis en oeuvre par les opérateurs de transport, de leur propre initiative, à compter du 1^{er} juillet 2004, et sont entrés en vigueur officiellement le 23 septembre 2004, date de parution du décret correspondant.

Malgré un retour d'expérience limité sur ces premiers tarifs, une nouvelle tarification est nécessaire avant le 1^{er} janvier 2005, pour deux raisons principales :

- la modification des périmètres des réseaux de transport de gaz de Gaz de France et de GSO, à la suite de la signature, le 17 octobre 2004, des accords entre Gaz de France et TOTAL, qui prévoient notamment le dénouement de leurs participations conjointes dans GSO et la CFM. Cette opération, qui sera effective le 1^{er} janvier 2005, sous réserve de l'approbation des autorités compétentes, est nécessaire pour l'ouverture du marché français du gaz. Elle entraînera la disparition d'un opérateur de transport, la CFM, et la suppression de 2 zones d'équilibrage ;
- la création de marchés secondaires de capacités de transport et l'introduction de la possibilité de réservations quotidiennes de capacités, conformément aux « règles de bonne conduite pour l'accès des tiers aux réseaux de transport » adoptées lors du dernier Forum de Madrid en septembre 2003.

La présente proposition tarifaire comprend d'autres améliorations visant à favoriser l'ouverture du marché du gaz, notamment la simplification de la structure d'ensemble des tarifs, l'introduction de nouvelles souplesses, une plus grande transparence et un meilleur reflet des coûts.

Pour établir sa proposition, la CRE a travaillé en étroite concertation avec les opérateurs de transport. Elle a également organisé une consultation publique, du 8 juillet au 6 septembre 2004, afin de recueillir l'opinion de tous les acteurs concernés.

Les tarifs proposés sont conçus pour s'appliquer sur une durée de l'ordre de douze à dix-huit mois, à partir du 1^{er} janvier 2005. Cette date est celle de la mise en œuvre effective des accords entre Gaz de France et TOTAL et de l'entrée en vigueur de la contribution tarifaire au profit de la Caisse nationale des industries électriques et gazières.

Comme 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 maintenance des réseaux et installations avec les gains de productivité escomptés, d'autre part, les charges de capital (amortissement et rémunération des biens utilisés au titre de l'activité de transport).

La CRE souhaite que le décret en Conseil d'Etat qui approuvera la présente proposition prévoie que les évolutions futures des tarifs soient fixées par arrêté, afin que les tarifs puissent être adaptés en tant que de besoin avec une bonne réactivité, à l'instar de ce qui s'est fait pour l'électricité (décret n° 2001-365 du 26 avril 2001).

A - Structure des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz

La présente proposition tarifaire comprend un tarif pour Gaz de France et un tarif pour GSO. Le réseau de transport de chaque opérateur est composé, d'une part, du réseau principal, d'autre part, du réseau régional.

I - Une structure d'ensemble des tarifs simplifiée

La structure tarifaire existante de type « entrée – sortie par zone d'équilibrage » est maintenue. Les principaux termes tarifaires sont inchangés ou, dans certains cas, modifiés légèrement à la suite des changements de périmètre. De même, les règles d'équilibrage applicables aux expéditeurs sont conservées.

Les principaux changements par rapport aux tarifs en vigueur sont les suivants :

a) Le nombre de zones d'équilibrage est réduit de 8 à 5 :

- les deux zones d'équilibrage de la CFM sont fusionnées avec les zones contiguës de Gaz de France, car leur existence ne résultait pas de contraintes physiques de réseau. Les zones de sortie du réseau principal ont été redéfinies en conséquence, leur nombre total passant de 48 à 42 ;

- sur le réseau de Gaz de France, les zones Nord B et Nord H sont fusionnées en une seule zone Nord. Le service de conversion de gaz H en gaz B sera commercialisé par Gaz de France Transport sur la base des coûts. Les expéditeurs bénéficieront d'un équilibrage optimisé dans cette zone, dans la limite de leurs capacités souscrites de conversion de gaz H en gaz B.

b) Le schéma d'interconnexion tarifaire des réseaux de GSO et Gaz de France comprend deux liaisons tarifaires, entre GSO et les zones Ouest et Sud de Gaz de France. Ce schéma permettra de faire apparaître des capacités annuelles fermes commercialisables entre les réseaux de Gaz de France et GSO, ce qui n'était pas le cas auparavant.

c) Le groupement de stockages « Centre », qui comprend notamment le stockage de Chémery, est accessible directement depuis les zones d'équilibrage Sud et Ouest de Gaz de France.

d) Deux nouveaux points d'interconnexion avec le réseau espagnol sont créés sur le réseau de GSO, à Larrau, qui était auparavant exclusivement réservé pour le transit du gaz norvégien vers l'Espagne, et à Biriadou, où une nouvelle canalisation sera mise en service en 2005.

e) Le terme de quantité en sortie du réseau principal (TQSP) est supprimé dans le tarif de Gaz de France, ce qui permet de simplifier et d'harmoniser les tarifs des deux opérateurs, en supprimant un terme qui représentait moins de 3 % du revenu de Gaz de France.

La CRE considère qu'à terme, une nouvelle réduction du nombre de zones d'équilibrage est nécessaire, afin de permettre un meilleur fonctionnement du marché du gaz. Elle a pris acte de la volonté de Gaz de France d'engager, dès que possible, les investissements permettant la suppression des zones Est et Ouest et le passage, au 1^{er} janvier 2009, à une structure à trois zones d'équilibrage sur le territoire national (deux zones pour Gaz de France, une zone pour GSO).

II - L'introduction de nouvelles souplesses

Les modifications suivantes sont apportées par rapport aux tarifs précédents :

a) Le terme fixe de livraison est modifié, pour éliminer ce qui pourrait constituer une barrière à l'entrée pour les fournisseurs desservant des clients de petite taille en aval des points d'interface transport – distribution (PITD), tout en reflétant les coûts.

b) La création de marchés secondaires des capacités est rendue possible : les capacités commercialisées par les opérateurs de transport, à l'exception de celles qui sont directement liées à la desserte de clients finals, sont librement cessibles, en partie ou en totalité et jusqu'à un pas de temps quotidien.

c) La possibilité de souscriptions quotidiennes de capacités est introduite : de façon à assurer une utilisation optimale des capacités des réseaux de transport de gaz, les opérateurs seront tenus de commercialiser toutes les capacités disponibles, jusqu'à la veille pour le lendemain. Le prix d'une souscription quotidienne de capacité est égal à 1/20 du prix de la souscription mensuelle correspondante.

d) Le prix des souscriptions mensuelles fermes de capacité sur le réseau principal passe de 2/12 à 1,5/12 du prix de la capacité ferme correspondante annuelle.

e) Le tarif d'accès aux points d'échange de gaz est modifié en supprimant le seuil de 4 TWh, susceptible de pénaliser les utilisateurs de petite taille. Le terme variable est fixé à 0,01 €/MWh quelles que soient les quantités échangées.

f) Les mécanismes permettant d'éviter les refus d'accès pour tout fournisseur alimentant des clients finals existants sont précisés :

1. les capacités liées à la desserte des clients finals sont automatiquement transférées au nouveau fournisseur d'un client existant ;
2. pour les capacités d'entrée sur le réseau principal, de liaison entre zones d'équilibrage, ou de sortie vers les points d'interconnexion des réseaux :
 - pour Gaz de France, les règles générales d'allocation des capacités et les règles d'attribution des capacités restituables sont indiquées ;
 - pour GSO, les règles générales d'allocation des capacités sont également indiquées. La CRE n'a pas introduit de mécanismes des capacités restituables dans la mesure où il n'y a pas de risque de congestion sur les points d'entrée de GSO et où, par ailleurs, GSO s'est engagé auprès de la Commission européenne à mettre en place un système permettant d'éviter tout refus d'accès en cas de changement de fournisseur.

III - Une plus grande transparence et un meilleur reflet des coûts

a) Les méthodes de calcul des tarifs entrée – sortie :

Pour Gaz de France, les termes de capacité de sortie du réseau principal, traduits en niveaux de tarif en sortie (NTS), ont été calculés en utilisant une méthode permettant de rapprocher au maximum les tarifs entrée – sortie des coûts réels de transport. Pour cela une méthode mathématique d'optimisation, dite de « minimisation au sens des moindres carrés », est utilisée.

Pour GSO, les principaux termes tarifaires (termes d'entrée sur le réseau principal, termes de sortie du réseau principal, termes de sortie aux points d'interconnexion réseau, termes d'entrée et de sortie des stockages) ont été recalculés sur la base de la même méthode d'optimisation que pour les précédents tarifs, avec la prise en compte des changements de périmètre, tout en évitant des discontinuités avec le précédent tarif.

Les calculs, qui nécessitent d'utiliser des modèles de réseau prenant en compte tous les paramètres relatifs aux équipements de transport (canalisations et compresseurs) et aux flux de gaz, ont été conduits par chacun des opérateurs concernés. La CRE a vérifié que les deux méthodes ont été correctement utilisées.

b) Le niveau de tarif régional (NTR) de chaque point de livraison est indiqué en annexe de la présente proposition tarifaire.

Pour Gaz de France, le travail de recueil des données individuelles, nécessaire au calcul de ces NTR, ne sera pas achevé avant la fin du premier semestre 2005. Les NTR proposés par la CRE sont donc les mêmes que ceux actuellement en vigueur pour les points de livraison existants. La méthode de calcul des NTR pour les nouveaux points de livraison sera publiée par la CRE.

Pour GSO, la méthode de calcul des NTR sera également publiée par la CRE.

c) Les revenus de chaque opérateur sur le réseau principal et sur le réseau régional ont été rééquilibrés, de manière à ce que la structure des tarifs reflète celle des coûts.

Pour Gaz de France, alors que les coûts sont répartis à raison de 50 % pour le réseau principal et 50 % pour le réseau régional, les termes tarifaires relatifs au réseau principal représentent, dans les tarifs actuellement en vigueur, 58 % des recettes, contre 42 % pour les termes tarifaires relatifs au réseau régional. Afin d'éviter une hausse trop forte des termes tarifaires concernant le réseau régional, le tarif proposé prévoit une répartition des recettes 55 % réseau principal / 45 % réseau régional, qui doit être considérée comme une première étape vers un tarif reflétant la structure des coûts.

Pour GSO, les coûts sont répartis à raison de 53 % pour le réseau principal et 47 % pour le réseau régional. Le tarif proposé prévoit une répartition des recettes 56 % réseau principal / 44 % réseau régional, qui se rapproche de cette structure des coûts et doit être considérée comme une première étape vers un tarif reflétant la structure des coûts.

d) Afin de refléter leur probabilité réelle d'interruption, deux niveaux de prix des capacités annuelles interrompibles sont introduits : à 50 et à 75 % du prix de la capacité ferme correspondante.

e) Une définition des produits commercialisés par les opérateurs de transport est donnée. Sont notamment précisées la période de commercialisation des souscriptions annuelles, saisonnières (chez GSO), mensuelles et quotidiennes, ainsi que les règles de priorité entre ces différents produits.

IV – Divers

Trois PITD (Pontarlier, Morteau, Gex) sont alimentés directement depuis la Suisse, sans être reliés au réseau de transport de gaz français. Pour alimenter les clients situés en aval de ces PITD, les fournisseurs pourront :

– passer par la Suisse ;

– passer par le point d'échange de gaz, en payant un supplément de prix correspondant au coût supporté par Gaz de France Transport pour acheminer le gaz en Suisse, sous réserve qu'un accord ait pu être trouvé avec l'opérateur suisse à cet objet.

B - Couverture des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux de transport de gaz

I - Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation que couvrent les tarifs proposés ont été déterminées à partir de l'ensemble des coûts des réseaux de transport enregistrés dans la comptabilité des opérateurs.

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

- sur les résultats de ses investigations menées dans le cadre de la procédure d'audit des comptes dissociés de l'exercice 2002 ;
- sur les données issues des comptes des opérateurs pour l'exercice 2003 et, en particulier, des comptes dissociés ;
- sur des hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2004 et 2005, communiquées par les opérateurs.

Le montant des charges d'exploitation s'entend net des recettes accessoires encaissées à divers titres par les gestionnaires de réseaux.

1. Audit des comptes dissociés de Gaz de France au titre de l'exercice 2002

Les services de la CRE ont procédé à l'examen des comptes dissociés établis par Gaz de France pour l'exercice 2002. S'agissant des activités de transport qui font l'objet de la présente proposition tarifaire, les travaux menés par les services de la CRE, dont les conclusions sont en cours de finalisation, conduisent la CRE à réduire le montant des charges d'exploitation prévisionnelles 2005 imputées à cette activité d'un montant de 40 M€, essentiellement lié à la ré-affectation de charges centrales de l'entreprise.

2. Réforme du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des industries électriques et gazières

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières a modifié l'organisation du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des industries électriques et gazières.

L'article 18 – I de la loi institue une contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel, qui assure le financement des droits spécifiques acquis au 31 décembre 2004, ainsi que des contributions exceptionnelles (autrement qualifiées de « soultes »), destinées à couvrir les charges de trésorerie et les charges permanentes résultant de la situation démographique, financière et économique du régime spécial des industries électriques et gazières.

- En conséquence, les charges de retraite prises en compte, pour Gaz de France, dans la présente proposition tarifaire ont été évaluées en substituant au dispositif en place jusqu'au 31 décembre 2004 une charge annuelle correspondant aux droits financés par les régimes de droit commun ainsi qu'une dotation visant à couvrir les droits spécifiques nés au cours de l'exercice.

A ce jour, les chiffrages ne peuvent être considérés comme définitifs, compte tenu des discussions encore en cours entre les entreprises de la branche et les organismes de retraite complémentaire de droit commun. Les services de la CRE se sont fondés sur les estimations qui leur ont été communiquées par Gaz de France.

3. Accord inter-opérateurs intervenu entre Gaz de France Transport et GSO

Au terme de l'accord intervenu entre Gaz de France Transport et GSO le 13 septembre 2004, l'utilisation à compter de 2005 par Gaz de France - Transport du réseau de GSO donne lieu au paiement par Gaz de France - Transport à GSO d'une prestation dont le montant est fixé à 15 M€ par an.

4. Achats de gaz

La loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie dispose en son article 21 que « *Tout transporteur de gaz naturel, tout distributeur de gaz naturel et tout exploitant d'installations de gaz naturel liquéfié négocie librement avec le ou les fournisseurs de son choix les contrats de fourniture de gaz naturel et d'électricité nécessaires pour le fonctionnement de ses installations, selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés* ».

Gaz de France - Transport a ainsi procédé au premier semestre 2004 au lancement d'un appel d'offres qui lui a permis de couvrir ses achats de gaz pour une période d'une année à compter du 1^{er} mai 2004 ; au-delà le prix du gaz retenu est calculé à partir des prix forward constatés à ce jour. Le montant de ce poste a été estimé pour 2005 à 73 M€

GSO prévoit quant à lui une charge de 2,8 M€ pour l'exercice 2005.

5. Dépenses de sécurisation des réseaux

Les opérateurs ont engagé des actions de sécurisation et de renforcement des réseaux. La CRE a tenu compte de l'intégralité des montants de charges additionnelles liées à la sécurisation des réseaux proposées par les opérateurs.

II - Charges de capital

1. Valeur de la BAR au 1^{er} janvier 2005

La valeur initiale des actifs de transport retenue par la CRE est déterminée à partir de la valeur fixée 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.

Il s'agit d'une valeur nominale au 1^{er} juillet 2002, corrigée pour tenir compte des retraitements suivants :

- les actifs utilisés à titre principal par une autre activité que celle du transport (comme par exemple certains actifs de compression) ont été retirés du périmètre de la base ;
- les actifs propres à l'activité de transport, mais situés hors du périmètre des concessions et par conséquent non pris en compte par la Commission spéciale précitée, ont été inclus dans la base des actifs de transport au 31 décembre 2002. Ceux de ces actifs qui revêtent un caractère industriel ont été valorisés selon la méthode retenue par la Commission spéciale. Les autres, comme les véhicules, aménagements, matériels de micro-informatique, petits équipements etc., ont été pris en compte sur la base d'une valeur nette recalculée avec un amortissement linéaire normatif pratiqué sur une durée de 5 à 10 ans.

A partir de cette valeur initiale, il a été tenu compte des évolutions intervenues entre le 1^{er} juillet 2002 et le 1^{er} janvier 2005 :

- évolutions courantes : actifs amortis sortis de la base de calcul, actifs nouveaux intégrés à cette base, prise en compte de l'inflation et des amortissements sur cette période.
Par souci de simplification, la date conventionnelle d'entrée des actifs dans l'inventaire a été fixée au 1^{er} juillet de chaque année et la date de sortie des actifs au 30 juin. Les actifs sont réévalués au 1^{er} janvier d'une inflation prévisionnelle courant de juillet à juillet. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages résidant en France. Pour les années 2004 et 2005, il a été utilisé un indice prévisionnel fourni par la Direction de la Prévision ;
- changements de périmètre : à la suite de l'accord intervenu entre Gaz de France et GSO le 17 octobre 2004, intégration des actifs de CFM dans la BAR de Gaz de France et cession par Gaz de France à GSO de certains actifs.

En outre, pour ce qui concerne Gaz de France, des actifs immobiliers de l'activité de transport ont été apportés aux autres activités ; cette opération se traduit par une diminution des charges de capital de 4 M€ et une augmentation corrélative des coûts opératoires plafonnée à 3,3 M€

S'agissant des actifs mis au rebut avant la fin de leur durée de vie économique, la CRE rappelle que ceux-ci sortent de la BAR et ne peuvent donner lieu ni à amortissement, ni à rémunération.

2. Calcul des charges de capital

Les charges de capital se composent d'une part d'un amortissement calculé selon le mode linéaire sur la durée de vie économique des ouvrages, d'autre part d'une rémunération financière calculée sur la valeur au 1^{er} janvier des actifs.

Le taux de rémunération des actifs est de :

- 7,75% réel avant impôt, pour les actifs mis en service avant le 31 décembre 2003 ;
- 9% réel avant impôt, pour les actifs mis en service après le 31 décembre 2003 ;
- 12% réel avant impôt, pour certaines catégories d'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 et pour une période de 5 à 10 ans.

III - Charges à couvrir

Sur ces bases, le niveau tarifaire, égal à la somme des charges nettes d'exploitation et des charges de capital telles qu'elles résultent des principes de calcul exposés ci-dessus, que la CRE propose de couvrir, s'élève :

- pour Gaz de France à 1 217 M€ dont 526 M€ au titre des charges d'exploitation et 691 M€ au titre des charges de capital ;
- pour GSO à 123 M€ dont 40 M€ au titre des charges d'exploitation et 83 M€ au titre des charges de capital.

C - Hypothèses de souscriptions de capacités :

A partir des charges à couvrir, le tarif unitaire de chaque opérateur a été fixé en retenant les hypothèses suivantes pour 2005 :

- souscriptions de capacités aval (capacité de livraison, capacité sur le réseau régional, capacité de sortie du réseau principal) :
 - o Gaz de France : hausse de 2 % pour les PITD et de 1,5 % pour les clients industriels par rapport aux prévisions 2004 auxquelles s'ajoutent les besoins des nouveaux sites importants de production d'électricité dont la mise en œuvre est prévue en 2005 ;
 - o GSO : hausse de 1,5 % pour les PITD et de 1 % pour les clients industriels par rapport aux capacités réellement souscrites en 2004, qui ont été nettement inférieures aux prévisions ;
- souscriptions de capacités amont (entrée, liaison, sortie vers les points d'interconnexion avec les autres réseaux) : en fonction des prévisions présentées par chaque opérateur.

**Proposition de la Commission de régulation de l'énergie pour les tarifs d'utilisation
des réseaux de transport de gaz naturel**

I. GENERALITES

Critères et principes de tarification

Les transporteurs Gaz de France et Gaz du Sud-Ouest (GSO) disposent chacun d'un tarif propre, qui leur permet de couvrir leurs charges.

Le réseau de transport national comprend :

- le réseau principal, constitué de l'ensemble des ouvrages de transport reliant entre eux les points d'entrée et de sortie du territoire national et les stockages souterrains ;
- le réseau régional, assurant en aval du réseau principal la desserte régionale.

Sur le réseau principal, il existe cinq zones d'équilibrage (ZE) :

- quatre sur le réseau de Gaz de France : Nord, Est, Ouest et Sud ;
- une sur le réseau de GSO.

Les zones d'équilibrage sont constituées de zones de sortie définies par les points de livraison qui leur sont rattachés. Le périmètre géographique de chaque zone d'équilibrage figure en annexe du présent document. Il est consultable auprès du ministère chargé de l'énergie, des DRIRE et sur le site internet de chaque opérateur. 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.

Le modèle de tarification retenu pour le réseau principal est du type « entrée - sortie ». Chaque tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz comprend notamment des termes d'entrée sur le réseau principal, des termes de sortie du réseau principal, le cas échéant des termes de liaison entre zones d'équilibrage, des termes de transport sur le réseau régional et des termes de livraison.

Les prestations correspondant aux différents termes peuvent être commercialisées de façon distincte mais le tarif facturé à chaque expéditeur est la somme des différents termes. Seules les prestations de raccordement et de conversion de gaz H en gaz B peuvent être facturées en sus, sur la base des coûts.

Définitions

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, sauf en provenance d'un point d'interface transport – stockage (PITS) ;

TCES terme de capacité d'entrée des stockages,
applicable à la souscription de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal en provenance d'un PITS ;

Termes de sortie du réseau principal :

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 ;

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 ;

TCSS terme de capacité de sortie 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 transporteur ;

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 ;

Termes de livraison :

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

TFL terme annuel fixe de livraison,
applicable par poste de livraison ;

Capacité ferme :

Capacité dont le transporteur est en mesure de garantir l'utilisation à tout moment pendant toute la durée de la souscription, dans des conditions normales d'exploitation.

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 dont le transporteur n'est pas en mesure de garantir l'utilisation à tout moment pendant toute la durée de la souscription.

Capacité restituable :

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

Point d'interconnexion des réseaux (PIR) :

Point physique ou notionnel d'interconnexion des réseaux de transport principaux de deux opérateurs.

Point d'interface Transport Distribution (PITD) :

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

Point d'interface Transport Stockage (PITS) :

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

Expéditeur :

Personne qui conclut avec un gestionnaire de réseau de transport de gaz 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.

II. TARIFS D'UTILISATION DES DIFFERENTS RESAUX

A. Gaz de France

La tarification de Gaz de France comporte les éléments 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 points d'interconnexion avec les autres réseaux de transport TCST**
- **terme de capacité de sortie du réseau principal TCS**
- **terme de proximité TP**
- **termes de capacité d'entrée et de sortie des stockages TCES et TCSS**
- **terme de capacité de transport sur le réseau régional TCR**
- **terme de capacité de livraison TCL**
- **terme fixe de livraison TFL**

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

Les termes applicables à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal de Gaz de France sont définis dans le tableau suivant :

Point d'entrée	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an)
Taisnières B	Nord	67,32
Taisnières H	Nord	91,80
Dunkerque	Nord	91,80
Obergailbach	Est	91,80
Montoir	Ouest	73,44
Fos	Sud	73,44
Dordogne	Ouest	70,98
Hérault	Sud	41,64

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

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

Liaison entre zones d'équilibrage	TCLZ (€/MWh/jour par an)
Nord → Est	83,22
Est → Nord	16,68
Nord → Ouest	83,22
Ouest → Nord	16,68
Est → Sud	146,88
Sud → Est	29,40
Ouest → Sud	146,88
Sud → Ouest	29,40

3. Terme de capacité de sortie aux points d'interconnexion avec les autres réseaux de transport (réseau GSO et réseau suisse)

Les termes applicables à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de sortie aux points d'interconnexion avec les autres réseaux de transport sont définis dans le tableau suivant :

Sortie vers PIR	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an)
Dordogne	Ouest	354,96
Hérault	Sud	208,08
Oltingue	Est	257,04

4. Terme de capacité de sortie du réseau principal

Les zones d'équilibrage sont composées de zones de sortie.

La zone d'équilibrage Nord de Gaz de France comprend les zones de sortie suivantes :
Ardennes, Beauce, Gournay B, Gournay H, Hauts de France, Nord B, Nord H, Haute-Normandie, Région Dunkerque, Région Paris, Région Taisnières B, Région Taisnières H, Seine-Ouest, Sud Paris.

La zone d'équilibrage Ouest de Gaz de France comprend les zones de sortie suivantes :
Basse Normandie, Bretagne, Maine, Perche, Sologne, Touraine, Vendômois.

La zone d'équilibrage Est de Gaz de France comprend les zones de sortie suivantes :
Haute-Saône, Langres, Lorraine, Nord-Est, Région Obergailbach, Région Oltingue.

La zone d'équilibrage Sud de Gaz de France comprend les zones de sortie suivantes :
Auvergne, Berry, Bourgogne, Charente, Charolais, Lyonnais, Midi, Périgord, Provence, Région Cruzy, Rhône-Nord, Rhône-Sud, Sud-Est, Vienne.

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

A chaque zone de sortie du réseau principal de Gaz de France est attribué un niveau de tarif en sortie (NTS). Le terme applicable à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal est défini 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 $k = 0,903$.

Zone d'équilibrage Gaz de France	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 Oltingue	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	

Pour chaque expéditeur et dans chaque zone de sortie du réseau principal, la souscription annuelle ferme de capacité journalière 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.

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 injectée au 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	TP (€/MWh)
Nord	Dunkerque	Région Dunkerque	0,16
Est	Obergailbach	Région Obergailbach	0,16
Nord	Taisnières B	Région Taisnières B	0,09
Nord	Taisnières H	Région Taisnières H	0,16

6. Terme de capacité d'entrée et de sortie des stockages

Chaque zone d'équilibrage comprend un ou plusieurs points d'interconnexion transport - stockage (PITS).

La zone d'équilibrage Nord de Gaz de France comprend trois PITS : *Ile de France Nord (gaz H)*, *Ile de France Sud (gaz H)*, *Picardie (gaz B)*

La zone d'équilibrage Ouest de Gaz de France comprend un PITS : *Centre (gaz H)*

La zone d'équilibrage Est de Gaz de France comprend un PITS : *Lorraine (gaz H)*

La zone d'équilibrage Sud de Gaz de France comprend deux PITS : *Centre (gaz H)*, *Salins Sud (gaz H)*

Le terme (TCES) applicable à des souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal est égal à 23 €/MWh/jour pour le PITS *Centre* et 6 €/MWh/jour pour les autres PITS.

Le terme (TCSS) applicable à des souscriptions annuelles de capacité journalière de sortie vers les PITS est égal à 4,6 €/MWh/jour pour le PITS *Centre* et 1,2 €/MWh/jour pour les autres PITS.

7. Terme de capacité de transport sur le réseau régional

Le terme applicable à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de transport sur le réseau régional est le produit du terme unitaire de valorisation, fixé à 42 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) :

	TCR (€/MWh/jour par an)
Gaz de France	42 x NTR

La liste des points de livraison sur le réseau de Gaz de France accompagnés de leur valeur de NTR figure en annexe du présent document.

Lorsqu'un nouveau point de livraison est créé, le transporteur Gaz de France calcule la valeur du NTR de façon transparente et non discriminatoire, sur la base de la méthode de calcul publiée sur le site internet de la CRE.

8. Terme de capacité de livraison

Le terme applicable à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de livraison est égal à 18,00 €/MWh/jour par an.

Pour les consommateurs ou PITD raccordés à un réseau régional, la souscription de capacité de livraison est égale à la souscription de capacité de transport sur le réseau régional.

9. Terme fixe de livraison

- Pour les consommateurs industriels

Le terme fixe de livraison est égal à 3 600 € par an et par poste de livraison. Au cas où plusieurs expéditeurs alimentent simultanément un consommateur industriel, ce terme est réparti au prorata de leurs souscriptions de capacité de livraison.

- Aux PITD

Le terme fixe de livraison est égal à 3 € par MWh/j par an de capacité de livraison souscrite, plafonné pour chaque expéditeur et par PITD à 3 600 € par an multiplié par le nombre de postes de livraison du PITD.

Dans la facture mensuelle de chaque expéditeur, le montant relatif à ce terme ne peut dépasser, pour chaque PITD, 300 € multiplié par le nombre de postes de livraison du PITD.

Le transporteur Gaz de France est tenu de publier sur son site internet la liste des PITD avec le nombre de postes de livraison de chaque PITD.

10. Capacités annuelles interruptibles

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

Des capacités annuelles interruptibles sur le réseau principal sont commercialisées par Gaz de France en chaque point d'entrée, point de sortie vers les PIR et liaison entre zones d'équilibrage du réseau principal, lorsque toutes les capacités annuelles fermes commercialisables ont été souscrites dans la limite mentionnée au point 15 ci-après.

Le prix de la capacité annuelle interruptible est défini par un pourcentage du prix de la capacité annuelle ferme correspondante :

Point d'entrée	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme annuel ferme
Taisnières B	Nord	50 %
Taisnières H	Nord	50 %
Dunkerque	Nord	50 %
Obergailbach	Est	50 %
Montoir	Ouest	50 %
Fos	Sud	75 %
Dordogne	Ouest	75 %
Hérault	Sud	75%

Liaison entre zones d'équilibrage	Coefficient sur terme annuel ferme
Nord → Est	50 %
Est → Nord	50 %
Nord → Ouest	50 %
Ouest → Nord	50 %
Est → Sud	50 %
Sud → Est	50 %
Ouest → Sud	50 %
Sud → Ouest	50 %

Sortie vers PIR	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme annuel ferme
Hérault	Sud	75 %
Dordogne	Ouest	75 %
Oltingue	Ouest	75 %

- Aux PITS

Il n'est pas commercialisé de capacité annuelle interruptible d'entrée et de sortie aux PITS, sauf, exceptionnellement, aux PITS *Centre* où des capacités interruptibles en entrée du réseau de transport sont nécessaires à la pleine utilisation des capacités de soutirage du stockage. Ces capacités annuelles interruptibles ne sont commercialisées que lorsque toutes les capacités annuelles fermes ont été souscrites. Le prix d'une capacité annuelle interruptible en entrée aux PITS *Centre* est égal à 75% du prix de la capacité ferme annuelle correspondante.

- Sur le réseau régional et en sortie du réseau principal

Le transporteur Gaz de France fixe, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rend publiques sur son site internet, les conditions d'interruptibilité sur le réseau régional, ainsi que la possibilité ou non, sur une antenne régionale donnée, de souscrire des capacités annuelles interruptibles.

Pour toute capacité annuelle interruptible souscrite sur le réseau régional pour un point de livraison, le terme de capacité de transport sur le réseau régional et le terme de capacité de livraison sont réduits de 50%.

La souscription de capacité de livraison interruptible est égale à la souscription de capacité de transport sur le réseau régional interruptible.

Il n'est pas commercialisé de capacité annuelle interruptible de sortie du réseau principal.

11. 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 Gaz de France :

Points d'entrée	Taisnières B (*)
	Taisnières H
	Obergailbach
PIR	Oltingue

(*) dans la limite du respect du bilan physique de la zone B

12. Capacités annuelles restituables sur le réseau principal

Aux points d'entrée, aux points de sortie vers les PIR Dordogne et Hérault et sur les liaisons entre zones d'équilibrage, sont définies des capacités fermes annuelles dites « restituables », que l'expéditeur s'engage à restituer à tout moment en cas de demande du transporteur Gaz de France.

Pour tout expéditeur ayant souscrit plus de 20 % des capacités annuelles fermes commercialisables en un des points mentionnés ci-dessus, 15 % de la part de sa souscription au-delà de 20 % des capacités annuelles fermes commercialisables est convertie en capacité restituable.

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

Les règles de restitution de ces capacités seront proposées à la CRE par le transporteur Gaz de France sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques par Gaz de France sur son site internet.

13. Souscriptions mensuelles de capacité ferme

- Aux points d'entrée, aux points de sortie 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, de liaison et de sortie vers les PIR sont égaux à 1/8 des termes annuels correspondants.

- Aux PITS

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

- Sur le réseau régional et en sortie du réseau principal

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
Décembre	4/12
Mars – Novembre	2/12
Avril – Mai – Juin – Septembre – Octobre	1/12
Juillet – Août	0,5/12

14. Souscriptions quotidiennes de capacité

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

Le transporteur Gaz de France est tenu d'afficher sur son site internet et de commercialiser toutes les capacités journalières disponibles, y compris celles dont la disponibilité n'est connue que la veille pour le lendemain. Les termes applicables à des souscriptions quotidiennes de capacité journalière aux points d'entrée, de liaison et de sortie vers les PIR du réseau de transport sont égaux à 1/20 des termes applicables à des souscriptions mensuelles correspondantes.

- Aux PITS

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

- Sur le réseau régional et en sortie du réseau principal

Les souscriptions quotidiennes de capacité sont commercialisées par le transporteur Gaz de France 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 des termes applicables aux souscriptions mensuelles 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 des termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes correspondantes.

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

15. Règles d'allocation et de souscription des capacités de transport

Les principes généraux indiqués ci-après seront complétés en tant que de besoin par le transporteur Gaz de France, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, communiquées à la CRE et rendues publiques par Gaz de France sur son site internet.

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

Les règles générales d'allocation des capacités annuelles fermes, des capacités annuelles interruptibles, des capacités mensuelles fermes et des capacités quotidiennes sont les suivantes :

- Capacités annuelles

Les souscriptions annuelles de capacités, fermes et interruptibles, sont commercialisées avec un préavis minimal de 1 mois, excepté pour les points d'entrée de Fos et Montoir où le préavis minimal est porté à 2 mois.

Les capacités annuelles fermes peuvent être souscrites avec un préavis supérieur à 6 mois, dans la limite de 80 % des capacités annuelles fermes commercialisables sur chaque point d'entrée, point de sortie vers les PIR ou liaison entre zones d'équilibrage.

Lorsque 80 % des capacités fermes annuelles ont été souscrites, les capacités annuelles souscrites avec un préavis supérieur à 6 mois sont interruptibles. Les capacités annuelles interruptibles souscrites avec un préavis supérieur à 6 mois sont limitées à 80 % des capacités annuelles interruptibles commercialisables sur chaque point d'entrée, point de sortie vers les PIR ou liaison entre zones d'équilibrage.

Le transporteur Gaz de France convertit jusqu'à un mois avant la date de début d'exercice les souscriptions annuelles de capacités interruptibles en souscriptions annuelles de capacités fermes lorsque des capacités annuelles fermes sont disponibles.

- Capacités mensuelles

Les souscriptions mensuelles de capacité ferme pour un mois calendaire M donné sont commercialisées entre le 1^{er} jour et le 15^{ème} jour calendaire du mois précédent, excepté pour les points d'entrée de Fos et Montoir où le début de la commercialisation de ces capacités s'effectue dès le début du mois M-2 jusqu'au 15^{ème} jour du mois M-1.

La quantité de capacité ferme mensuelle commercialisable ne peut être inférieure à 25 % de la capacité annuelle interruptible commercialisable sur chaque point d'entrée, point de sortie vers les PIR ou liaison entre zones d'équilibrage, sauf en cas de limitations physiques du réseau.

- Capacités quotidiennes

Les souscriptions quotidiennes de capacité pour un jour donné sont commercialisées entre le 16^{ème} jour calendaire du mois précédent et la veille du jour considéré.

- Aux PITS

Tout expéditeur ayant souscrit des capacités annuelles de stockage se voit attribuer simultanément, à sa demande, les capacités annuelles fermes d'entrée et de sortie au PITS correspondant à ses capacités d'injection et de soutirage souscrites au stockage, dans la limite des capacités du réseau.

- Sur le réseau régional et en sortie du réseau principal

Tout expéditeur alimentant un ou des clients finals raccordés au réseau de transport de Gaz de France ou situés en aval de PITS raccordés au réseau de transport de Gaz de France, se voit attribuer simultanément, à sa demande, les capacités existantes de livraison, de transport sur le réseau régional et de sortie du réseau principal correspondant aux besoins.

16. Echange des capacités de transport

Les capacités concernées par les échanges sont les suivantes : points d'entrée, points de sortie vers les PIR, liaisons entre zones d'équilibrage et PITS.

En règle générale, seul le droit d'usage des capacités fait l'objet de la cession, le propriétaire initial conservant ses obligations vis-à-vis du transporteur. Le droit d'usage échangé peut aller jusqu'à un pas de temps quotidien, quelle que soit la durée de la souscription initiale.

Toutefois, lorsque la cession porte sur des souscriptions annuelles dans leur intégralité, l'acquéreur récupère tous les droits et obligations liées à ces souscriptions.

Les modalités détaillées de ces échanges de capacités de transport seront établies par le transporteur Gaz de France, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, communiquées à la CRE et rendues publiques par Gaz de France sur son site internet.

17. Capacité horaire de livraison

Toute souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison donne droit à une capacité horaire de livraison égale à 1/20 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 :

$$p = (C_{\max} - C) \times 20 \times (TCL + TCR)$$

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

C : Capacité horaire 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.

B. Gaz du Sud Ouest

Le tarif de transport de GSO comporte sur le réseau principal, qui constitue une zone d'équilibrage unique, des souscriptions par saison : saison d'été d'avril à octobre inclus, saison d'hiver de novembre à mars inclus.

La tarification de GSO comporte les éléments suivants :

- **terme de capacité d'entrée sur le réseau principal TCE**
- **terme de capacité de sortie aux points d'interconnexion avec les autres réseaux de transport TCST**
- **terme de capacité de sortie du réseau principal TCS**
- **terme de proximité TP**
- **termes de capacité d'entrée et de sortie des stockages TCES et TCSS**
- **terme de capacité de transport sur le réseau régional TCR**
- **terme de capacité de livraison TCL**
- **terme fixe de livraison TFL**

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

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

Point d'entrée sur le réseau principal	TCE (€/MWh/jour par saison)	
	Été	Hiver
Dordogne	20	20
Hérault	22	20
Lacq	18	21
Biriatou	76	54
Larrau	76	54

2. Terme de capacité de sortie aux points d'interconnexion avec les autres réseaux de transport (réseau de Gaz de France et réseau espagnol)

Les termes applicables à des souscriptions saisonnières fermes de capacité journalière de sortie aux points d'interconnexion des réseaux de transport de GSO sont définis dans le tableau suivant :

Sortie vers PIR	TCST (€/MWh/jour par saison)	
	Été	Hiver
Dordogne	46	61
Hérault	10	40
Larrau	134	96
Biriatou	134	96

3. Terme de capacité de sortie du réseau principal

Chaque zone de sortie du réseau principal de GSO est définie par l'ensemble des points de livraison qui lui sont rattachés. Le terme applicable à des souscriptions saisonnières fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal est défini dans le tableau suivant :

Zone de sortie	TCS (€/MWh/jour par saison)	
	Été	Hiver
Adour	47	15
Auch	38	44
Barbaira	17	57
Coudures	50	31
Guyenne	43	48
Muret	30	59
Région Dordogne	46	61
Région Hérault	10	40
Région Lacq	50	40
Toulouse	32	60

Pour chaque expéditeur et dans chaque zone de sortie du réseau principal, la souscription ferme en saison d'hiver de capacité journalière 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.

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 injectée au 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 :

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

5. Terme de capacité d'entrée et de sortie du stockage

Le réseau de transport de GSO comprend un point d'interconnexion transport - stockage (PITS) : *Stockage du Sud-Ouest*

Les termes applicables à des souscriptions saisonnières fermes de capacité journalière d'entrée et de sortie du PITS *Stockage du Sud-Ouest* sont les suivants :

Terme tarifaire (€MWh/jour par saison)	Été	Hiver
TCES	19	21
TCSS	47	16

6. Terme de capacité de transport sur le réseau régional

Le terme applicable à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de transport sur le réseau régional est le produit du terme unitaire de valorisation fixé à 40 €MWh/jour par an et du niveau de tarif régional (NTR) :

	TCR (€MWh/jour par an)
GSO	40 x NTR

La liste des points de livraison sur le réseau de GSO accompagnés de leur valeur de NTR figure en annexe du présent document.

Lorsqu'un nouveau point de livraison est créé, le transporteur GSO calcule la valeur du NTR de façon transparente et non discriminatoire, sur la base de la méthode de calcul publiée sur le site internet de la CRE.

7. Terme de capacité de livraison

Le terme applicable à des souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de livraison est égal à 10 €/MWh/jour par an.

La souscription de capacité de livraison ferme est égale à la souscription de capacité de transport sur le réseau régional ferme.

8. Terme fixe de livraison

- Pour les consommateurs industriels

Le terme fixe de livraison est égal à 1800 € par an et par poste de livraison. Au cas où plusieurs expéditeurs alimentent simultanément un consommateur industriel, ce terme est réparti au prorata de leurs souscriptions de capacité de livraison.

- Aux PITD

Le terme fixe de livraison est égal à 3 €/par MWh/j par an de capacité de livraison souscrite, plafonné pour chaque expéditeur et par PITD à 1800 € multiplié par le nombre de postes de livraison du PITD.

Dans la facture mensuelle de chaque expéditeur, le prix relatif à ce terme ne peut dépasser, pour chaque PITD, 150 € multiplié par le nombre de postes de livraison du PITD.

Le transporteur GSO est tenu de publier sur son site internet la liste des PITD avec le nombre de postes de livraison de chaque PITD.

9. Capacités saisonnières ou annuelles interruptibles

- Aux points d'entrée et aux points de sortie vers les PIR

Des capacités saisonnières interruptibles sur le réseau principal sont commercialisées par GSO en chaque point d'entrée du réseau principal et de sortie vers les PIR, lorsque toutes les capacités saisonnières fermes commercialisables ont été souscrites dans la limite mentionnée au point 12 ci-après.

Le prix de la capacité saisonnière interruptible est égal à 75 % du prix de la capacité saisonnière ferme correspondante.

- Au PITS

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

- Sur le réseau régional et en sortie du réseau principal

Le transporteur GSO fixe, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rend publiques sur son site internet, les conditions d'interruptibilité sur le réseau régional, ainsi que la possibilité ou non, sur une antenne régionale donnée, de souscrire des capacités annuelles interruptibles.

Pour toute capacité annuelle interruptible souscrite sur le réseau régional pour un point de livraison,

- 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 0,09 €/MWh, s'appliquant aux quantités de gaz consommées chaque jour au-delà de la souscription annuelle ferme de capacité journalière ;
- le terme de capacité de livraison (TCL) est égal à 10 €/MWh/jour par an.

La souscription de capacité de livraison interruptible est égale à la souscription de capacité de transport sur le réseau régional interruptible.

Il n'est pas commercialisé de capacité saisonnière interruptible de sortie du réseau principal.

10. Souscriptions mensuelles de capacité ferme

- Aux points d'entrée et aux points de sortie vers les PIR

Les termes applicables à des souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière d'entrée et de sortie vers les PIR de GSO sont égaux à 1,5/7 du terme correspondant en saison d'été et à 1,5/5 du terme correspondant en saison d'hiver.

Il n'est pas commercialisé de capacité mensuelle à rebours.

- Au PITS

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

- Sur le réseau régional et en sortie du réseau principal

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 annuels applicables aux souscriptions fermes correspondantes (pour la capacité de sortie du réseau principal, le terme annuel est égal à la somme du terme de saison d'été et du terme de saison d'hiver), multipliés par les coefficients suivants :

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

11. Souscriptions quotidiennes de capacité

- Aux points d'entrée et aux points de sortie vers les PIR

Le transporteur GSO est tenu d'afficher sur son site internet et de commercialiser toutes les capacités journalières disponibles, y compris celles dont la disponibilité n'est connue que la veille pour le lendemain. Les termes applicables à des souscriptions quotidiennes de capacité journalière aux points d'entrée et de sortie vers les PIR sont égaux à 1/20 des termes mensuels correspondants.

Il n'est pas commercialisé de capacité quotidienne à rebours.

- Au PITS

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

- Sur le réseau régional et en sortie du réseau principal

Les souscriptions quotidiennes de capacité sont commercialisées par GSO 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 des termes mensuels fermes correspondants.

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 des termes mensuels fermes correspondants.

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

12. Règles d'allocation et de souscription des capacités de transport

- Aux points d'entrée et aux points de sortie vers les PIR

Les règles d'allocation des capacités saisonnières fermes, des capacités saisonnières interruptibles, des capacités mensuelles fermes et des capacités quotidiennes sont les suivantes :

- Capacités saisonnières

Les capacités saisonnières, fermes et interruptibles, sont commercialisées avec un préavis minimal de 1 mois.

- Capacités mensuelles

Les souscriptions mensuelles de capacité ferme pour un mois calendaire donné sont commercialisées entre le 1^{er} jour et le 15^{ème} jour calendaire du mois précédent.

Sur chaque point d'entrée, point de sortie vers les PIR ou liaison entre zones d'équilibrage, la quantité de capacité ferme mensuelle commercialisable ne peut être inférieure à 25 % de la capacité annuelle interruptible commercialisable qu'en raison de limitations physiques du réseau.

- Capacités quotidiennes

Les souscriptions quotidiennes de capacité pour un jour donné sont commercialisées entre le 16^{ème} jour calendaire du mois précédent et la veille du jour considéré.

- Au PITS

Tout expéditeur ayant souscrit des capacités annuelles de stockage se voit attribuer simultanément, à sa demande, les capacités saisonnières d'entrée et de sortie au PITS correspondant à ses capacités d'injection et de soutirage souscrites au stockage.

- Sur le réseau régional et en sortie du réseau principal

Tout expéditeur alimentant un ou des clients finals raccordés au réseau de transport de GSO ou situés en aval de PITS raccordés au réseau de transport de GSO, se voit attribuer simultanément, à sa demande, les capacités existantes de livraison, de transport sur le réseau régional et de sortie du réseau principal correspondant aux besoins.

Les modalités détaillées d'allocation et de souscription des capacités de transport seront établies par le transporteur GSO sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, communiquées à la CRE, et rendues publiques par GSO sur son site internet.

13. Echanges de capacités de transport

Les capacités d'entrée sur le réseau principal, de sortie vers les PIR, d'entrée et de sortie vers les PITS sont cessibles entre expéditeurs.

En règle générale, seul le droit d'usage des capacités fait l'objet de la cession, le propriétaire initial conservant ses obligations vis-à-vis du transporteur. Le droit d'usage échangé peut aller jusqu'à un pas de temps quotidien, quelle que soit la durée de la souscription initiale.

Toutefois, lorsque la cession porte sur des souscriptions saisonnières dans leur intégralité, l'acquéreur récupère tous les droits et obligations liées à ces souscriptions.

Les modalités détaillées de ces échanges de capacités de transport seront établies par le transporteur GSO, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, communiquées à la CRE, et rendues publiques par GSO sur son site internet.

14. Capacité horaire de livraison

Toute souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison donne droit à une capacité horaire de livraison égale à 1/20 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 :

$$p = (C_{\max} - C) \times 20 \times (TCL + TCR)$$

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

C : Capacité horaire 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.

III. TARIFICATION DES DESEQUILIBRES

Les principes de tarification des déséquilibres, communs aux deux transporteurs, sont les suivants :

Les modalités détaillées de fonctionnement de l'équilibrage sont définies par chaque transporteur, sur la base de critères objectifs et transparents, prévenant toute discrimination entre expéditeurs et entre consommateurs, et rendues publiques sur son site internet.

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.

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 Gaz de France, un expéditeur ayant souscrit des capacités 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.

1. Déséquilibre de bilan journalier

Pour chaque expéditeur, chaque jour, pour chaque zone d'équilibrage et, dans la zone Nord de Gaz de France, pour chaque qualité de gaz, est calculé un déséquilibre de bilan journalier, égal à la différence entre la somme des quantités entrées par l'expéditeur dans la zone d'équilibrage considérée et la somme des quantités sorties par l'expéditeur dans cette zone. Le déséquilibre de bilan journalier est communiqué par le transporteur à l'expéditeur.

Pour chaque zone d'équilibrage, lorsque le bilan journalier de l'expéditeur est déséquilibré au-delà des tolérances définies, l'expéditeur doit acheter ou vendre au transporteur, selon le cas, les quantités en dépassement des tolérances.

2. Tolérance de déséquilibre journalier

Pour chaque zone d'équilibrage et, dans la zone Nord de Gaz de France, pour chaque qualité de gaz, chaque expéditeur bénéficie d'une plage de tolérance journalière, (« déséquilibre de bilan journalier maximal autorisé »), définie selon les modalités 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 ;

- $\pm 5\%$ pour la part de ce total au-delà de 1 000 MWh/jour.

3. Prix d'achat ou de vente du gaz en cas de dépassement de la tolérance de déséquilibre journalier

Lorsque le déséquilibre de bilan journalier est positif et supérieur au maximum autorisé, la quantité en excédent est vendue par l'expéditeur au transporteur, à un prix égal au prix journalier de référence minoré de 50 %.

Lorsque le déséquilibre de bilan journalier est négatif et supérieur, en valeur absolue, au maximum autorisé, la quantité en déficit est achetée par l'expéditeur au transporteur, à un prix égal au prix journalier de référence majoré de 50 %.

Le prix journalier de référence d'une zone d'équilibrage et, dans la zone Nord de Gaz de France, pour chaque qualité de gaz, pour un jour donné, est égal au prix de marché (basé sur les cotations « day ahead ») sur le hub de Zeebrugge en €/MWh, majoré de :

Zone d'équilibrage		Majorant (€/MWh)
Gaz de France Nord	Gaz B	0,6
	Gaz H	0,7
Gaz de France Est		0,9
Gaz de France Ouest		0,9
Gaz de France Sud		1,4
GSO		2,0

4. Déséquilibre de bilan cumulé

Pour chaque zone d'équilibrage et, dans la zone Nord de Gaz de France, pour chaque qualité de gaz, les déséquilibres résiduels de chaque expéditeur, après prise en compte des achats et ventes décrits ci-dessus, sont comptabilisés chaque jour pour calculer le déséquilibre de bilan cumulé.

Pour chaque zone d'équilibrage et, dans la zone Nord de Gaz de France, pour chaque qualité de gaz, le déséquilibre de bilan cumulé maximal autorisé est fixé à trois fois le déséquilibre de bilan journalier autorisé.

Lorsque, un jour donné, le déséquilibre de bilan cumulé est positif et supérieur au maximum autorisé, la quantité en excédent est vendue par l'expéditeur au transporteur, au prix journalier de référence défini ci-avant, minoré de 50 %.

Lorsque, un jour donné, le déséquilibre de bilan cumulé est négatif et supérieur, en valeur absolue, au maximum autorisé, la quantité en déficit est achetée par l'expéditeur au transporteur, au prix journalier de référence défini ci-avant, majoré de 50 %.

A la fin de chaque mois, la quantité en excédent ou en déficit est, selon le cas, achetée ou vendue au transporteur concerné au prix de référence pour le mois considéré. Le calcul de ce prix mensuel de référence est fondé sur le prix de marché sur le hub de Zeebrugge, affecté des mêmes majorants que le prix journalier de référence défini ci-avant.

IV. PENALITES POUR DEPASSEMENT DE CAPACITE

1. Dépassement de capacité journalière

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

Le dépassement de capacité journalière pris en compte pour un mois donné est égal à la somme du dépassement de capacité journalière maximal du mois considéré et de 10 % des autres dépassements de capacité journalière du mois supérieurs à 3 % de la capacité journalière souscrite.

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

Pour la partie du dépassement comprise entre 3 % et 10 % de la capacité journalière, la pénalité est égale au produit de cette partie du dépassement par 3 fois le prix unitaire mensuel de capacité journalière correspondant.

Pour la partie du dépassement supérieure à 10 % de la capacité journalière, la pénalité est égale au produit de cette partie du dépassement par 6 fois le prix unitaire mensuel de capacité journalière correspondant.

2. Dépassement de capacité horaire

Chaque mois, les dépassements de capacité horaire de transport régional et de livraison 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.

Le dépassement de capacité horaire pris en compte pour un mois donné est égal à la somme du dépassement de capacité horaire maximal du mois considéré et de 10 % des autres dépassements de capacité horaire du mois supérieurs à 10 % de la capacité horaire.

La pénalité est exigible lorsque le dépassement est supérieur à 10 % de la capacité horaire.

Pour un dépassement compris entre 10 et 20 %, la pénalité est égale à 3 fois le prix mensuel de la capacité concernée.

Pour un dépassement supérieur à 20 %, la pénalité est égale à 6 fois le prix mensuel de la capacité concernée.

V. POINTS NOTIONNELS D'ÉCHANGE DE GAZ

Il existe un point notionnel d'échange de gaz dans chaque zone d'équilibrage, offrant la possibilité aux utilisateurs des réseaux de transport d'échanger des quantités de gaz entre eux.

Les modalités de fonctionnement des points d'échanges de gaz sont définies par chaque transporteur, sur la base de critères objectifs et transparents prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

Le tarif 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.

VI. ANNEXES

Annexe 1 : Liste des points de sortie du réseau de transport de gaz de Gaz de France classés par zone de sortie du réseau principal ;

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

Fait à Paris, le 27 octobre 2004

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président

Jean SYROTA