

Le 13 Mai 2008

Consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 garantit à tous les utilisateurs un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de transport de gaz naturel et prévoit que les décisions sur les tarifs d'utilisation de ces réseaux soient prises conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la CRE.

Les tarifs de transport de gaz naturel actuels, proposés par la CRE le 10 novembre 2006, sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2007 et ont été conçus pour s'appliquer pour une durée de deux ans.

De nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel sont nécessaires à partir du 1^{er} janvier 2009 pour prendre en compte notamment :

- la fusion des zones d'équilibrage Nord, Est, et Ouest sur le réseau de GRTgaz ;
- la simplification de la structure tarifaire dans le Sud de la France.

Pour préparer cette échéance, la CRE a consulté au second semestre 2007 l'ensemble des acteurs du marché sur les évolutions les plus importantes de la structure tarifaire et sur les mécanismes d'attribution des capacités disponibles à partir de janvier 2009.

A la suite de cette consultation, la décision de la CRE du 25 octobre 2007, prise en application de l'article 37-1 de la loi du 10 février 2000 modifiée, a défini les règles d'attribution pour les capacités commercialisables à la liaison entre les zones d'équilibrage du réseau de GRTgaz et à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et de TIGF à compter du 1^{er} janvier 2009.

La CRE a l'intention de proposer, à l'été 2008, de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, applicables à partir du 1^{er} janvier 2009. Elle souhaite consulter, avant d'élaborer sa proposition tarifaire, l'ensemble des acteurs du marché sur les orientations et les évolutions envisagées à ce stade. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document.

I - Cadre de régulation.....	3
1 <i>Durée d'application des tarifs.....</i>	3
2 <i>Régulation incitative</i>	3
a- Régulation incitative à la maîtrise des coûts.....	3
b- Régulation incitative à la qualité de service	4
c- Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP).....	5
II - Principes de calcul du niveau tarifaire	6
1 <i>Charges d'exploitation.....</i>	6
2 <i>Charges de capital</i>	6
a- La Base d'Actifs Régulée	6
b- Le taux de rémunération de base de la BAR	7
c- Le système d'incitation à l'investissement	7
d- Rémunération des immobilisations en cours	7
e- Evolutions des modalités de calcul de la BAR demandées par les opérateurs	8
III - Structure tarifaire	9
1 <i>Une structure tarifaire à trois zones d'équilibrage en série</i>	9
a- Nomination à la liaison entre zone Nord et zone Sud de GRTgaz	10
b- Commercialisation coordonnée de GRTgaz et TIGF à l'interface GRTgaz Sud-TIGF	10
c- Evolutions du niveau des termes tarifaires	10
Répercussion de la disparition des liaisons Nord-Est et Nord-Ouest sur le réseau de GRTgaz :	10
Niveau des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud et à l'interface entre GRTgaz et TIGF :	11
Répartition des coûts et des recettes entre le réseau principal et le réseau régional :	11
Tarification des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud et à l'interface Sud-TIGF :	12
2 <i>Réorganisation de l'interface transport-stockage sur le réseau de GRTgaz.....</i>	12
a- Organisation des interfaces transport-stockage au premier trimestre 2009	12
b- Organisation des interfaces transport-stockage à compter du 1 ^{er} avril 2009	12
c- Niveau des termes tarifaires d'injection soutirage aux interfaces transport-stockage	13
d- Gestion des capacités interruptibles d'injection dans le groupement « Atlantique »	14
3 <i>Règles tarifaires aux points d'entrée à partir des terminaux méthaniers</i>	14
a- Extension de la règle d'attribution automatique des capacités d'entrée sur le réseau de transport en fonction des capacités de regazéification détenues	14
b- Niveau des termes tarifaires d'entrée depuis les terminaux méthaniers	15
c- Cas particulier du projet de terminal du Verdon	16
4 <i>Autres évolutions envisagées.....</i>	16
a- Regroupement des termes de capacités aval.....	16
b- Suppression des capacités interruptibles de livraison aux PITD	16
c- Accès des industriels aux PEG	16
d- Modalités d'accès au réseau de transport des cycles combinés à gaz	17
IV - Analyse des premières prévisions des GRT pour les prochains tarifs.....	18
1 <i>Prévisions d'évolution du tarif pour GRTgaz</i>	18
Estimation de barème tarifaire de GRTgaz :	19
2 <i>Prévisions d'évolution du tarif pour TIGF.....</i>	19
Estimation de barème tarifaire de TIGF.....	20

I - Cadre de régulation

Il est envisagé de faire évoluer le mode de régulation vers une approche plus incitative intégrant, d'une part, un objectif de productivité sur le périmètre des charges d'exploitation et, d'autre part, un mécanisme d'incitation relatif à la qualité de service des gestionnaires de réseaux de transport GRTgaz et TIGF.

1 Durée d'application des tarifs

La stabilité de la structure d'ensemble des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, à compter du 1^{er} janvier 2009, permet d'envisager une tarification pour une période plus longue que pour les tarifs actuels. L'allongement de la durée de la période tarifaire doit contribuer, par la visibilité qu'elle offre aux GRT, à la mise en place d'un cadre incitatif permettant une meilleure maîtrise des coûts.

Une tarification pluriannuelle nécessite une certaine stabilité de l'activité des opérateurs, afin de disposer d'une visibilité suffisante sur l'évolution des charges des GRT à moyen terme.

L'activité des GRT, pour la prochaine période tarifaire, est fortement impactée par le renforcement de la réglementation française en matière de sécurité et d'exploitation des réseaux et par des programmes d'investissement plus élevés que ceux des années précédentes. Les plans de développement à 10 ans s'élèvent à environ 5 milliards d'euros d'investissements pour GRTgaz et 1 milliard d'euros pour TIGF. Une large part de ces investissements reste néanmoins incertaine, dans la mesure où elle est liée à des *open seasons* en cours ou à des projets de terminaux méthaniers pour lesquels les décisions finales d'investissement ne sont pas prises.

Ce développement du réseau de transport, nécessaire pour améliorer la concurrence sur le marché et renforcer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, entraîne une hausse des coûts des GRT, qui n'est pas toujours compensée par des souscriptions de capacité supplémentaires. C'est le cas, par exemple, pour la réduction du nombre de zones d'équilibrage sur le réseau de GRTgaz, qui conduit à la disparition de recettes liées à certains termes de liaisons.

La CRE envisage que la durée des prochains tarifs soit portée à 4 ans. Toutefois, si elle estime que la visibilité sur l'évolution des charges des GRT n'est pas suffisante, en particulier du fait des incertitudes liées aux investissements ou d'une maîtrise des charges d'exploitation non satisfaisante, elle pourrait décider d'une période plus courte.

2 Régulation incitative

a- Régulation incitative à la maîtrise des coûts

Il est envisagé de définir un objectif de productivité global pour chaque GRT, portant sur le périmètre des charges d'exploitation considérées comme maîtrisables.

Cet objectif de productivité pourrait s'inscrire dans le cadre d'une formule d'évolution tarifaire annuelle, permettant de fixer à l'avance la trajectoire du tarif de chaque GRT sur la durée de la période tarifaire.

b- Régulation incitative à la qualité de service

La CRE envisage la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative à la qualité de service, afin d'assurer une amélioration du niveau de qualité de service offert par les GRT et de prévenir toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité demandés aux opérateurs.

A ce stade des réflexions, ce mécanisme pourrait porter sur les indicateurs suivants :

Domaine	Indicateur	Mode de suivi envisagé
Données transmises	Qualité des quantités télérelevées aux PITD	Publication avec définition d'un objectif
	Qualité des quantités estimées aux PITD	Publication avec définition d'un objectif
	Respect du délai de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD	Publication avec définition d'un objectif
	Nombre de jours par zone d'équilibrage pour lesquels la qualité des mesures provisoires transmises aux GRD pour le calcul des allocations provisoires n'est pas satisfaisante	Publication avec définition d'un objectif et incitation financière
	Qualité des quantités mesurées ou estimées aux points de livraison aux industriels	Publication avec définition d'un objectif et incitation financière
Programme de maintenance	Réduction des capacités disponibles : en volume et en pourcentage	Publication
	Respect du programme de maintenance publié	Publication avec définition d'un objectif
	Taux de recouvrement sur chaque point d'interconnexion des programmes de maintenance d'opérateurs français adjacents (gestionnaires de réseau de transport, de terminaux méthaniers ou de stockages)	Publication
Relation client	Délai de traitement des demandes de réservation de capacités	Publication avec définition d'un objectif et incitation financière
	Disponibilité du portail du GRT	Publication avec définition d'un objectif et incitation financière
	Satisfaction des utilisateurs (enquête annuelle)	Publication
Environnement	Emissions de CO ₂	Publication
	Emissions de CO ₂ rapportées au volume de gaz acheminé	

c- Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP)

Les tarifs actuellement en vigueur comprennent un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) permettant de corriger a posteriori tout ou partie des écarts de charges ou de produits constatés sur les postes suivants :

- les revenus liés à l'acheminement sur le réseau de transport ;
- les charges de capital ;
- les charges d'énergie motrice ;
- les produits de raccordement des centrales à cycle combiné gaz.

Le bilan du CRCP pour l'année 2007 et pour les 2 GRT est le suivant :

	Solde du CRCP 2007 en M€(réalisé - prévision tarifaire)
GRTgaz	+ 36,9 M€
TIGF	+ 5,7 M€

Ces résultats se traduiront par une diminution des charges à recouvrer par les tarifs au cours de la prochaine période tarifaire. La proposition de la CRE prendra également en compte une prévision du solde du CRCP pour l'année 2008, qui sera corrigée en cours de période tarifaire en fonction de la valeur définitive.

Un taux d'intérêt égal au taux de base de rémunération de la BAR, soit 7,25 %, s'applique annuellement à ces montants.

La CRE envisage de reconduire ce dispositif pour le prochain tarif, tout en faisant évoluer certaines de ses modalités :

- les postes couverts par ce mécanisme pourraient évoluer, pour prendre en compte certains événements non maîtrisables par les transporteurs, comme par exemple la date de mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou ;
- les modalités d'apurement pourraient être adaptées, en cas d'allongement de la période tarifaire, afin de permettre un apurement du CRCP en cours de période tarifaire ;
- le taux d'intérêt appliqué au solde du CRCP pourrait évoluer vers un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque, compte-tenu de la courte durée de l'apurement du CRCP.

¹ Valeur en cours d'analyse

II - Principes de calcul du niveau tarifaire

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* ».

Ces dispositions sont complétées par l'article 1 du décret 2005-607 du 27 mai 2005, qui 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.* ».

En outre, le règlement (CE) n°1775/2005 du 28 septembre 2005 indique dans son article 3 que « *Les tarifs [...] 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* ».

1 Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation à couvrir sont déterminées à partir de l'ensemble des coûts opérationnels nécessaires au fonctionnement des réseaux de transport.

Le niveau des charges d'exploitation est fixé sur la base d'une analyse :

- des exercices passés, données issues des comptes sociaux de GRTgaz et des comptes dissociés de TIGF pour l'exercice 2007 en particulier ;
- des hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2008 à 2012, communiquées par les opérateurs ;
- d'objectifs de productivité déterminés par le régulateur.

La CRE procédera à des analyses et audits approfondis pour s'assurer de la cohérence et de la pertinence des prévisions de charges présentées par les transporteurs pour 2009-2012.

2 Charges de capital

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 vie retenues pour les principales catégories d'actifs industriels sont de :

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

Le calcul de la BAR et des charges de capital pour la période de validité des tarifs prend en compte les prévisions d'investissement fournies par les opérateurs.

La valeur de la BAR au 1^{er} janvier 2008 telle qu'elle ressort de ce calcul est renseignée dans le tableau ci-dessous.

<i>M€</i>	BAR au 01/01/08
GRTgaz	5 572
TIGF	631 ²

Les dépenses d'investissements prévisionnelles totales transmises par les opérateurs pour la période 2008-2012 s'élèvent à 3 081 millions d'euros pour GRTgaz et à 684 millions d'euros pour TIGF.

b- Le taux de rémunération de la BAR

Le taux de rémunération de la BAR retenu pour les tarifs en vigueur est de 7,25 % (réel avant impôt). La CRE réexaminera les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du taux de rémunération.

Elle a notamment confié une étude à un consultant extérieur sur le coût moyen pondéré du capital pour les infrastructures électriques et gazières menée durant l'automne 2007. Elle pourra s'appuyer sur les conclusions de cette étude dans le cadre de l'élaboration de la proposition tarifaire.

c- Le système d'incitation à l'investissement

Actuellement, une prime de 125 points de base s'applique à tous les investissements mis en service à compter du 1^{er} janvier 2004. Une prime additionnelle de 300 points de base est ajoutée au cas par cas (décision de la CRE après analyse de la demande de l'opérateur) pour une durée de 5 ou 10 ans aux investissements de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché.

Comme cela est mentionné dans les attendus de sa décision du 14 février 2008, la CRE envisage de modifier le régime d'incitation à l'investissement dans les réseaux de transport de gaz, afin de mieux cibler les incitations à l'investissement, tout en offrant une meilleure visibilité aux GRT.

Les évolutions envisagées sont les suivantes :

- suppression de la prime de 125 points de base, aujourd'hui attribuée à tous les investissements sur le réseau de transport entrés en service à compter du 1^{er} janvier 2004 ;
- attribution d'une majoration de 300 points de base, pour 10 ans, pour tous les investissements sur le réseau principal qui permettent la création de capacités additionnelles ou la réduction du nombre de zones d'équilibrage.

Les décisions passées relatives aux majorations de taux de rémunération ne seraient pas remises en cause.

d- Rémunération des immobilisations en cours

Les tarifs actuellement en vigueur prévoient une rémunération des immobilisations en cours au taux de base de rémunération de la BAR.

La CRE envisage de rémunérer le coût financier des investissements avant leur mise en service sur la base de la méthodologie retenue généralement pour les intérêts intercalaires, avec la prise en compte d'un taux d'intérêt comparable au coût de la dette.

Une règle similaire avait été envisagée par la CRE dans le cadre de la consultation publique du 11 juillet 2007 relative aux principes de tarification de l'utilisation des terminaux méthaniers.

² Valeur en cours d'analyse

e- Evolutions des modalités de calcul de la BAR demandées par les opérateurs

La CRE examinera dans le cadre de sa proposition tarifaire les demandes suivantes formulées par les GRT :

- la réévaluation annuelle de la BAR avec un indice plus représentatif, selon les GRT, de la hausse des coûts d'investissement que l'indice INSEE hors tabac retenu pour le tarif en vigueur ;
- la rémunération des actifs totalement amortis, en fonction de leur durée de vie économique fixée dans les tarifs, mais qui sont encore en service ;
- la prise en compte des actifs retirés de l'inventaire avant leur fin de durée de vie économique tarifaire (coûts échoués) ;
- la couverture des provisions pour les obligations de démantèlement des installations et de mise en état des sites.

III - Structure tarifaire

L'organisation du transport de gaz en France évolue fortement à compter du 1^{er} janvier 2009, afin de favoriser et d'accompagner le développement du marché. Les principaux éléments de cette évolution sont :

- le profond remodelage de l'offre d'accès au réseau avec la réduction du nombre de zones d'équilibrage à compter du 1^{er} janvier 2009. A cette date, tous les consommateurs de la grande zone Nord auront directement accès à un choix élargi de sources de gaz. Les fournisseurs présents dans cette zone fusionnée bénéficieront d'un potentiel d'arbitrage renforcé entre les différents points d'entrée de la zone ;
- la réorganisation et la simplification des règles tarifaires entre les réseaux de GRTgaz et TIGF dans le Sud de la France ;
- la préparation du développement de nouvelles capacités d'entrée sur le marché français, soit par l'arrivée de nouveaux terminaux méthaniers, soit à travers le développement des interconnexions terrestres.

Ces évolutions profondes nécessitent une adaptation de la structure tarifaire, tout en conservant les principes fondamentaux de tarification des réseaux de transport en vigueur :

- un tarif 100 % à la capacité ;
- un tarif entrée-sortie par zone d'équilibrage sur le réseau principal, dont le schéma d'ensemble évolue de 5 à 3 zones d'équilibrage ;
- une indépendance complète des souscriptions en entrée et des souscriptions en sortie ;
- un tarif fonction de la distance sur le réseau régional, avec un système de souscriptions normalisées des capacités aux points d'interface transport distribution (PITD).

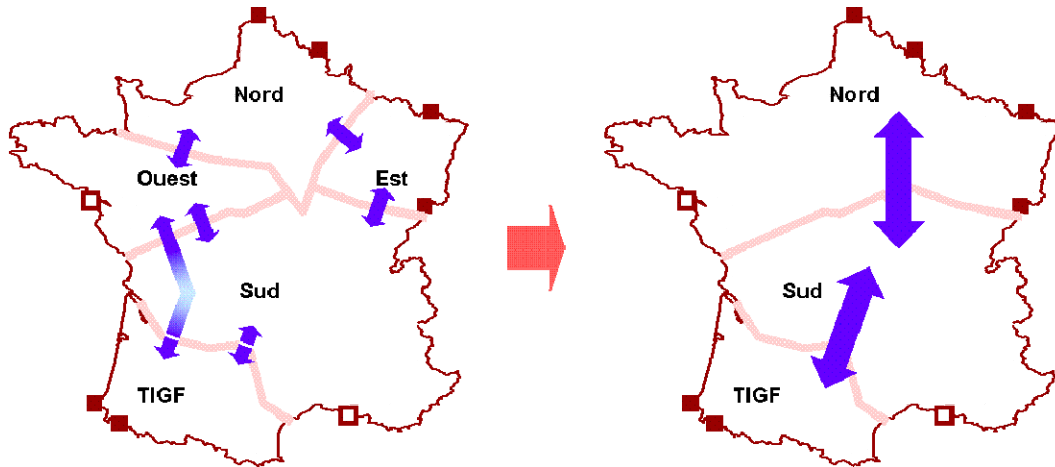
I Une structure tarifaire à trois zones d'équilibrage en série

Au 1^{er} janvier 2009 sera créée, sur le réseau de GRTgaz, une « grande zone Nord » issue de la fusion des zones actuelles Ouest, Nord et Est. Cette évolution est réalisée en conservant, au niveau de la future grande zone Nord, les capacités fermes aux points d'entrée des zones actuelles Ouest, Nord et Est, et sans modification de la frontière avec la zone Sud.

Au niveau national, le réseau pour le gaz H sera alors organisé selon les principes suivants :

- trois zones d'équilibrage en série : deux zones, Nord et Sud, opérées par GRTgaz, et une zone opérée par TIGF ;
- une liaison unique entre la zone Nord et la zone Sud de GRTgaz ;
- une interface unique entre le réseau de GRTgaz (au niveau de la zone Sud) et celui de TIGF, opérée en coordination par les deux GRT.

Pour le réseau de gaz B, la CRE envisage de maintenir le dispositif actuellement en vigueur.



a- Nomination à la liaison entre zone Nord et zone Sud de GRTgaz

Les résultats de la commercialisation par GRTgaz des capacités à préavis long disponibles à compter du 1^{er} avril 2009 à la liaison Nord-Sud, pour une durée de 2, 3 et 4 ans, montrent une demande de la part des expéditeurs supérieure à la capacité disponible dans le sens Nord vers Sud.

A l'heure actuelle, les expéditeurs n'effectuent pas de nominations aux liaisons entre les quatre zones d'équilibrage du réseau de GRTgaz. Les quantités allouées aux expéditeurs sur ces liaisons sont déterminées a posteriori par GRTgaz, de façon à optimiser le déséquilibre des expéditeurs entre zones d'équilibrage et dans la limite des capacités de liaison qu'ils ont souscrites. En revanche, il ne permet pas l'optimisation de la capacité contractuelle en ces points par la mise en œuvre de mécanismes de réallocation de la capacité non utilisée (UIOLI long terme ou court terme).

Dans ce contexte, il est envisagé d'introduire, dans le prochain schéma tarifaire, des règles de nominations à la liaison Nord-Sud. Cette évolution s'accompagnera de dispositifs permettant de faciliter l'équilibrage des expéditeurs dans la zone Sud de GRTgaz.

b- Commercialisation coordonnée de GRTgaz et TIGF à l'interface GRTgaz Sud-TIGF

GRTgaz et TIGF commercialisent à compter du 1^{er} janvier 2009 les capacités à leur interface de manière coordonnée et sous forme de produits couplés, à l'exception des capacités quotidiennes.

Une première vente par guichet (*open subscription period*) a été menée de manière coordonnée pour les capacités à préavis long disponibles à compter du 1^{er} avril 2009, pour une durée pluriannuelle ou pluri-saisonnière.

c- Evolutions du niveau des termes tarifaires

Répercussion de la disparition des liaisons Nord-Est et Nord-Ouest sur le réseau de GRTgaz :

La mise en place de la grande zone Nord sur le réseau de GRTgaz, à compter du 1^{er} janvier 2009, entraînera la disparition des revenus générés par la vente de capacités de liaison entre les zones Nord et Est d'une part, Nord et Ouest d'autre part (environ 45% du revenu global issu des ventes de capacités de liaison).

Il est envisagé de compenser cette perte de recettes par une hausse uniforme des termes tarifaires sur le réseau principal de GRTgaz.

Niveau des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud et à l'interface entre GRTgaz et TIGF :

Dans sa décision du 25 octobre 2007, la CRE avait communiqué une estimation des termes tarifaires applicables aux capacités disponibles à compter du 1^{er} janvier 2009 à la liaison entre les zones d'équilibrage du réseau de GRTgaz et à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et de TIGF, afin de donner une meilleure visibilité au marché en amont de la commercialisation de ces capacités par les GRT.

Trois orientations, qui reflètent les évolutions de la structure du réseau de transport et le rééquilibrage des flux de gaz entre zones d'équilibrage, avaient été communiquées par la CRE :

- l'égalisation des termes de liaison entre la nouvelle zone Nord et la zone Sud de GRTgaz, ainsi que des termes d'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF ;
- une estimation des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud entre 150 et 200 €/MWh / j / an, pour prendre en compte le caractère durable des congestions entre le Nord et le Sud de la France ;
- une estimation des termes tarifaires à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF entre 100 et 150 €/MWh / j / an, afin de poursuivre le mouvement de baisse du coût de l'acheminement de GRTgaz vers TIGF et faciliter l'accès à la zone TIGF, ainsi que la création d'un hub gazier dans le sud de la France.

Pour la liaison Nord-Sud, il est envisagé de fixer le terme tarifaire dans le sens Nord vers Sud à 200 €/MWh / j / an. Les résultats de la commercialisation par GRTgaz des capacités à préavis long, disponibles à compter du 1^{er} avril 2009, montrent un intérêt du marché plus important pour les capacités de liaison dans le sens Nord vers Sud. Pour tenir compte de ces résultats, il est envisagé, pour le prochain tarif, de fixer le terme tarifaire dans le sens Sud vers Nord à 150 €/MWh / j / an. L'égalisation des termes tarifaires dans le sens Nord vers Sud et Sud vers Nord pourra être envisagée lors de la période tarifaire suivante, après le développement de capacités supplémentaires dans le sud de la France.

Pour l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF, il est envisagé d'égaliser les termes tarifaires dans les deux sens à 150 €/MWh / j / an. L'égalisation des termes tarifaires est cohérente avec les résultats de la commercialisation des capacités à préavis long menée par les deux GRT.

Répartition des coûts et des recettes entre le réseau principal et le réseau régional :

Les tarifs en vigueur ont été définis de façon à refléter les coûts propres au réseau principal et au réseau régional.

Le tarif de GRTgaz a été défini en prenant en compte une répartition des recettes prévisionnelles en 2007 et 2008 à raison de 52 % pour le réseau principal et 48 % pour le réseau régional.

Celui de TIGF a été défini en prenant en compte une répartition des recettes prévisionnelles en 2007 et 2008 à raison de 57 % pour le réseau principal et 43 % pour le réseau régional.

Pour les prochains tarifs, il est envisagé de maintenir le principe de reflet des coûts propres au réseau principal et au réseau régional de chaque GRT. Compte tenu des investissements importants prévus pour développer les capacités d'entrée et réduire le nombre de zones d'équilibrage, la part du réseau principal devrait augmenter.

Tarification des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud :

La nouvelle organisation du transport à compter du 1^{er} janvier 2009 entraîne la disparition :

- des capacités aux liaisons Nord-Ouest, Nord-Est, Est-Sud et Ouest-Sud, remplacées par les capacités à la liaison Nord-Sud ;
- des capacités au point d'interconnexion Dordogne entre la zone Ouest de GRTgaz et la zone TIGF, remplacées par les capacités à la liaison Nord-Sud d'une part, et à l'interface Sud-TIGF d'autre part.

Les capacités au point d'interconnexion Dordogne dans le sens Ouest vers TIGF, soit environ 40 GWh / j, sont actuellement commercialisées sous forme de capacités fermes car elles supposent la présence de gaz dans la zone Ouest de GRTgaz, essentiellement en provenance du terminal méthanier de Montoir. Avec la disparition de la zone Ouest ces capacités deviennent interruptibles, dans la mesure où elles nécessitent toujours la présence de gaz à l'ouest de la future grande zone Nord, en provenance du terminal méthanier de Montoir.

Dans le sens Nord vers Sud, les capacités seront commercialisées à hauteur de 230 GWh / j sous forme de capacités fermes et à hauteur de 220 GWh / j sous forme de capacités interruptibles. Les éléments influant sur la disponibilité des capacités interruptibles sont l'émission du terminal de Montoir, le climat et l'attribution d'une partie de ces capacités à l'injection dans le PITS Atlantique (cf. III 2.d).

A ce stade, il est prévu de fixer le terme tarifaire applicable aux souscriptions annuelles de capacités interruptibles à 50 % du terme applicable aux souscriptions annuelles de capacités fermes, pour la liaison Nord-Sud et l'interface Sud-TIGF.

2 Réorganisation de l'interface transport-stockage sur le réseau de GRTgaz

La mise en place de la grande zone Nord nécessite de redéfinir les interfaces entre les stockages de Gaz de France Direction des Grandes Infrastructures (DGI) et le réseau de GRTgaz, à compter du 1^{er} janvier 2009.

a- Organisation des interfaces transport-stockage au premier trimestre 2009

L'année de stockage étant définie du 1^{er} avril de l'année N au 31 mars de l'année N+1, les capacités de stockage souscrites pour la période commençant le 1^{er} avril 2008 sont valables jusqu'au 31 mars 2009.

Le 1^{er} trimestre 2009 est donc caractérisé par la coexistence de l'offre de stockage actuelle de Gaz de France DGI et de la nouvelle structure à deux zones d'équilibrage sur le réseau de GRTgaz.

Les règles de fonctionnement applicables aux points d'interface transport-stockage (PITS), au cours de cette période, sont publiées sur le site internet de GRTgaz.

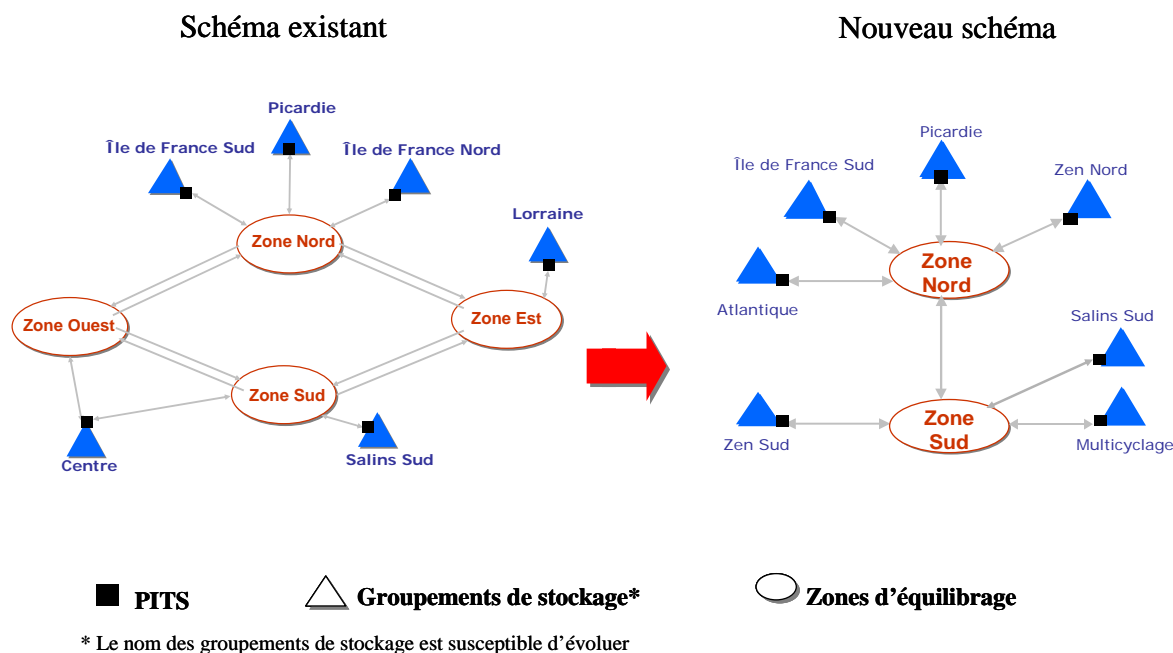
b- Organisation des interfaces transport-stockage à compter du 1^{er} avril 2009

A la demande de la CRE, les deux opérateurs ont travaillé en coordination pour proposer une nouvelle définition des points d'interface entre leurs infrastructures prenant en compte, d'une part la création de la grande zone Nord sur le réseau de GRTgaz, et d'autre part une évolution de l'offre de stockage de Gaz de France DGI pour la saison démarrant au 1^{er} avril 2009.

Cette proposition repose sur une redéfinition des groupements de stockage de l'offre de Gaz de France DGI. En particulier, le groupement « Centre » existant, accessible à partir des zones actuelles Ouest et Sud sur le réseau de GRTgaz, sera décomposé en deux groupements distincts :

- le groupement « Atlantique », accessible à partir de la future grande zone Nord de GRTgaz ;
- le groupement « Zen Sud », accessible à partir de la zone Sud de GRTgaz.

Dans le cadre de ce nouveau schéma en cours de définition, les PITS pour chaque zone d'équilibrage de GRTgaz, à compter du 1^{er} avril 2009, seraient les suivants :



Les capacités aux PITS « Atlantique » et « Zen sud » seraient les suivantes :

Entrée à partir des PITS	Zone Nord de GRTgaz (GWh / j)		Zone Sud de GRTgaz (GWh / j)	
	Ferme	Interruptible	Ferme	Interruptible
Atlantique (gaz H)	430	50		
Zen Sud (gaz H)			300	70

Sortie vers les PITS	Zone Nord de GRTgaz (GWh / j)		Zone Sud de GRTgaz (GWh / j)	
	Ferme	Interruptible	Ferme	Interruptible
Atlantique (gaz H)	170	185		
Zen Sud (gaz H)			200	130

c- Niveau des termes tarifaires d'injection soutirage aux interfaces transport-stockage

Les règles tarifaires en vigueur prévoient la possibilité d'accéder au groupement « Centre » à partir des zones d'équilibrage Ouest et Sud. Cette flexibilité est prise en compte dans le tarif du PITS Centre qui est plus élevé que celui des autres PITS, qui ont un terme tarifaire identique.

Avec la réorganisation des PITS, il est envisagé d'égaliser les tarifs d'entrée d'une part et de sortie d'autre part aux PITS sur le réseau de GRTgaz, à compter du 1^{er} avril 2009.

d- Gestion des capacités interruptibles d'injection dans le groupement « Atlantique »

Au niveau du réseau de GRTgaz, les mêmes ouvrages physiques assurent le transport pour l'injection dans le groupement de stockage « Atlantique » d'une part, et pour l'acheminement de la zone Nord vers la zone Sud d'autre part.

En outre, le gaz acheminé provient des points d'entrée de la zone Nord, dont le terminal de Montoir.

Ainsi l'émission de gaz par le terminal de Montoir permet la conversion de 200 GWh / j de capacités interruptibles en capacités fermes qu'il faut répartir entre la sortie vers le PITS Atlantique et la liaison Nord vers Sud.

A ce stade, pour les 150 premiers GWh/j rendus fermes par l'émission de gaz à Montoir, la répartition envisagée est la suivante :

- 40 % dédiés à la liaison Nord-Sud, soit 60 GWh / j;
- 60% dédiés à l'injection au PITS Atlantique, soit 90 GWh / j.

Les 50 GWh / j suivants seraient attribués intégralement à la liaison Nord vers Sud.

3 Règles tarifaires aux points d'entrée à partir des terminaux méthaniers

La prochaine période tarifaire pourrait voir des évolutions importantes en ce qui concerne les terminaux méthaniers :

- entrée en service du terminal de Fos-Cavaou ;
- décisions d'investissement et, éventuellement, entrée en service d'extensions de terminaux existants (Montoir notamment) ;
- décisions d'investissement concernant des projets de nouveaux terminaux méthaniers.

Dans ces conditions, la proposition tarifaire de la CRE devra donner de la visibilité aux acteurs concernés sur les règles qui seraient applicables aux capacités d'entrée sur le réseau de transport depuis les terminaux méthaniers.

La CRE envisage de procéder aux évolutions suivantes par rapport aux règles actuelles.

a- Extension de la règle d'attribution automatique des capacités d'entrée sur le réseau de transport en fonction des capacités de regazéification détenues

La règle générale envisagée est que la détention de capacités de regazéification, quels qu'en soient la durée et le niveau, entraîne le droit et l'obligation de souscrire les capacités d'entrée sur le réseau de transport correspondantes. Cette règle permet :

- de garantir aux expéditeurs que l'accès au réseau de transport ne posera pas de difficulté s'ils ont souscrit des capacités de regazéification ;
- de s'assurer que les coûts des investissements sur le réseau de transport liés aux terminaux méthaniers sont couverts, au moins en partie, par des souscriptions de capacités des expéditeurs.

Il revient aux gestionnaires des terminaux méthaniers et aux GRT de coordonner leurs investissements afin d'offrir aux expéditeurs des capacités cohérentes sur les terminaux méthaniers et sur les réseaux de transport.

Pour les terminaux de Montoir, Fos-Tonkin et Fos-Cavaou sur lesquels les offres des gestionnaires sont exprimées en capacité annuelle de regazéification, il est prévu de maintenir le principe d'allocation automatique actuel en adaptant la détermination de la capacité journalière facturée aux

expéditeurs de manière à ce qu'elle soit proportionnelle à leur capacité de regazéification et à la capacité ferme totale d'entrée sur le réseau.

Ainsi, tout expéditeur souscrivant un service « continu » auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers se verra facturer chaque année le montant M défini selon la formule suivante :

$$M = Q_{Aexp} / Q_{TM} * C_{PITTM} * TCE_{PITTM}$$

Avec :

Q_{Aexp} = capacité annuelle de regazéification souscrite par l'expéditeur au niveau du terminal ;

Q_{TM} = capacité ferme totale annuelle de regazéification du terminal méthanier ;

C_{PITTM} = capacité journalière ferme d'entrée au PITTM (point d'interface transport-terminaux méthanier) ;

TCE_{PITTM} = 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 des PITTM.

Au début de chaque mois, le GRT calcule, pour chaque expéditeur, l'émission journalière maximale du mois précédent. Si celle-ci excède la capacité $C = Q_{Aexp} / Q_{TM} * C_{PITTM}$, alors il facture à ce dernier une souscription mensuelle de capacité journalière supplémentaire égale à la différence entre l'émission journalière maximale du mois précédent, et la capacité C, 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 facturer une souscription mensuelle ferme de capacité journalière 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.

Pour les projets de nouveaux terminaux, les principes sont les mêmes mais les règles seront adaptées en fonction de l'offre des gestionnaires de ces terminaux qui pourrait être différente de l'offre service « continu » proposée actuellement.

En particulier, lorsque l'offre de l'opérateur du terminal inclut une capacité d'émission journalière, tout expéditeur souscrivant un service auprès de cet opérateur sur une durée donnée se verra attribuer par le GRT, pour la même durée, une capacité journalière ferme égale à la capacité d'émission journalière souscrite auprès de l'opérateur du terminal.

b- Niveau des termes tarifaires d'entrée depuis les terminaux méthaniers

La CRE envisage de maintenir le principe actuellement en vigueur de péréquation des termes tarifaires d'entrée sur le réseau de transport depuis les terminaux méthaniers.

En effet, une tarification fondée sur les coûts marginaux de développement du réseau de transport serait très complexe à mettre en place dans la mesure où il est difficile de distinguer au sein du réseau principal les ouvrages qui contribuent en tout ou partie :

- à la définition des capacités d'entrée de ce terminal ;
- et à la définition des autres capacités vendues en entrée et en sortie de la zone d'équilibrage concernée.

En outre, compte tenu de l'utilisation par les différents projets des ouvrages relatifs au cœur de réseau³ de chaque zone d'équilibrage, une tarification fondée sur les coûts marginaux conduirait à des termes tarifaires dépendant fortement de l'ordre d'arrivée des différents projets.

Toutefois, la CRE envisage d'introduire un test économique, afin de permettre qu'une partie des coûts soit directement supportée par les expéditeurs concernés, dans le cas où un projet de terminal entraînerait des coûts d'investissements sur les réseaux de transport très élevés.

³ Le cœur du réseau principal de transport est constitué de la part maillée du réseau qui permet d'assurer l'acheminement de gaz depuis plusieurs points d'entrée.

Ce test économique pourrait reposer sur le principe que les recettes générées par les souscriptions de capacités d'entrée sur le réseau de transport à partir du terminal méthanier doivent permettre de couvrir le coût des ouvrages à réaliser entre le terminal et le cœur du réseau de transport, sur une période de 20 ans.

Si ce pré-requis n'est pas respecté, alors le terme d'entrée sur le réseau de transport à partir du terminal méthanier sera augmenté ou une participation sera demandée par le GRT à l'opérateur du terminal de façon à couvrir le coût des ouvrages.

c- Cas particulier du projet de terminal du Verdon

Des études techniques sont actuellement en cours concernant le raccordement de ce terminal, qui peut se faire soit sur le réseau de TIGF, soit sur celui de GRTgaz.

Si ce projet se réalise, le choix de la solution de raccordement devra être fait sur le principe de l'optimum économique global. Dans ce but, la CRE envisage :

- que les règles tarifaires, et notamment le principe de péréquation et le test économique, s'appliquent de façon identique, quel que soit le réseau (celui de TIGF ou celui de GRTgaz) auquel un terminal est raccordé ;
- de créer un point d'entrée contractuel permettant l'entrée sur les réseaux de GRTgaz (zone Sud) et de TIGF, pour le ou les terminaux méthaniers du Verdon.

4 Autres évolutions envisagées

a- Regroupement des termes de capacités aval

Les tarifs actuellement en vigueur distinguent deux termes tarifaires relatifs aux capacités aval : un terme tarifaire de transport sur le réseau régional (TCR) et un terme de livraison (TCL).

Il est envisagé, pour les prochains tarifs, de regrouper le TCR et le TCL en un terme unique, afin de simplifier l'offre de capacités auprès des expéditeurs.

b- Suppression des capacités interruptibles de livraison aux PITD

Du fait des renforcements du réseau de transport en amont des PITD intervenus au fil du temps, il est envisagé de ne plus commercialiser les capacités interruptibles de livraison aux PITD, sauf dans le cas où ces capacités interruptibles seraient nécessaires pour assurer l'acheminement de gaz à la pointe de froid au risque 2 %.

c- Accès des industriels aux PEG

En janvier 2008, GRTgaz a soumis à la CRE une demande d'expérimentation visant à faciliter l'accès au marché de gros du gaz naturel aux consommateurs directement raccordés au réseau de transport.

Les principes du nouveau schéma proposé à l'expérimentation sont les suivants :

- le client industriel devient expéditeur en signant un contrat d'acheminement avec GRTgaz. De ce fait, il a accès au PEG pour assurer son approvisionnement en gaz et souscrit directement ses capacités de transport aval auprès du GRT ;
- le client industriel peut déléguer la gestion de ses obligations d'équilibrage à un tiers dit « expéditeur d'équilibre ». Il lui cède le volume agrégé de gaz acheté au PEG, les capacités de transport aval et la tolérance d'équilibrage associée aux capacités de livraison cédées.

Ce schéma répond aux attentes exprimées par les clients industriels et est susceptible de favoriser le développement de la concurrence et la liquidité sur le marché de gros, par l'arrivée de nouveaux acteurs sur les PEG.

Dans sa délibération du 7 février 2008, la CRE a jugé opportune l'expérimentation en 2008 du schéma proposé par GRTgaz avec les industriels, qui en feront la demande. Elle a également indiqué qu'elle soumettrait à consultation ce nouveau schéma, avant son intégration dans les règles tarifaires.

A ce jour, deux sites sont concernés par l'expérimentation.

d- Modalités d'accès au réseau de transport des cycles combinés à gaz

Selon les GRT, 9 centrales à cycle combiné au gaz (CCCG) seront mises en service entre 2008 et 2010, représentant une puissance de 3 900 MW électrique et une consommation annuelle de gaz d'environ 30 TWh. Ce mouvement pourrait se poursuivre au-delà de 2010 avec plus de 15 autres projets en cours d'étude.

Le nombre important de centrales, avec des besoins de flexibilité particuliers correspondant à une production d'électricité en pointe et en semi-base, va modifier le pilotage des réseaux de transport de gaz et leurs règles de fonctionnement.

Dans ce contexte GRTgaz a créé un groupe de travail regroupant l'ensemble des parties prenantes (porteurs de projets, TIGF, RTE, DIDEME, CRE) pour définir les modalités de traitement de ces nouveaux utilisateurs.

Les règles tarifaires et opérationnelles applicables à ces installations pourront être définies dans le cadre d'une prochaine proposition tarifaire, notamment du fait de leur besoin en modulation horaire différent de celui prévu actuellement pour les clients raccordés au réseau de transport.

IV - Analyse des premières prévisions des GRT pour les prochains tarifs

Les GRT ont transmis à la CRE leurs premières prévisions de charges et de souscriptions pour la période 2009-2012.

La comparaison avec les tarifs en vigueur est rendue délicate par les changements importants de structure tarifaire d'une période tarifaire à l'autre, en particulier pour GRTgaz.

I Prévisions d'évolution du tarif pour GRTgaz

L'impact pour les expéditeurs de l'évolution de l'organisation du réseau de transport de GRTgaz sur la base de deux zones d'équilibrage au lieu de quatre aujourd'hui est difficile à mesurer.

Pour les expéditeurs qui n'utilisent qu'un ou deux points d'entrée dans les trois zones actuelles du nord de la France, il devient possible d'accéder dans des conditions égales de transport à tous les consommateurs des trois zones actuelles et d'augmenter leur potentiel d'arbitrage entre les différentes sources de gaz.

Les « bénéfiques » liés à ces améliorations de l'offre d'acheminement de GRTgaz sont propres à chaque expéditeur et difficiles à chiffrer en moyenne.

Les premières analyses des éléments transmis par GRTgaz font apparaître, en euros courants, une hausse de l'ordre de 10 % des charges totales (charges de capital et charges nettes d'exploitation) de l'opérateur en 2009 par rapport aux charges couvertes par le tarif en vigueur (moyenne 2007-2008).

Cette hausse en 2009 est liée à la forte augmentation des investissements, qui se traduit par une hausse de 12 % des charges de capital et de 8 % des charges d'exploitation nettes par rapport aux valeurs moyennes retenues pour 2007 et 2008 et à règles tarifaires inchangées.

La hausse des charges pour la période 2010-2012 serait, en euros courants, de l'ordre de 5 % par an en moyenne.

Les souscriptions de capacités évoluent également à la hausse mais ne permettent pas de compenser l'augmentation des charges.

Des simulations tarifaires ont été menées sur la base des prévisions transmises par GRTgaz, avec les hypothèses suivantes :

- les termes tarifaires à la liaison Nord-Sud sont fixés à 200 €/ MWh / j / an dans le sens Nord vers Sud et à 150 €/ MWh / j / an dans le sens Sud vers Nord ;
- les termes tarifaires à l'interface avec TIGF sont fixés à 75 €/ MWh / j / an dans les deux sens. La perte de recette correspondante pour GRTgaz est compensée par une hausse uniforme des termes tarifaires sur le réseau principal de GRTgaz ;
- les calculs par expéditeur sont effectués sur la base des portefeuilles de souscriptions actuels.

Ces simulations montrent que pour un expéditeur moyen, le coût d'acheminement pour un portefeuille de souscriptions équivalent, augmenterait d'environ 9 % en 2009. A partir de 2010, la hausse moyenne du coût d'acheminement, en euros courants, serait de 4 % par an.

La fusion des zones, ainsi que la baisse des termes d'interface avec TIGF, conduisent à un impact différent pour chaque expéditeur, en fonction de la répartition géographique et de la typologie de son portefeuille :

- un expéditeur présent dans plusieurs zones d'équilibrage de GRTgaz et amenant du gaz du Nord de la France jusqu'au réseau de TIGF pourra bénéficier d'une baisse de son coût d'acheminement sur le réseau de GRTgaz ;
- un expéditeur n'utilisant pas les liaisons entre zones d'équilibrage (par exemple s'il entre et reste dans la zone Nord) aura une hausse de son coût d'acheminement pouvant atteindre 14 %.

Estimation de barème tarifaire de GRTgaz :

La majeure partie des investissements de GRTgaz concerne le réseau principal. La CRE envisage d'augmenter plus fortement les termes tarifaires relatifs au réseau principal que ceux relatifs au réseau régional. Sur la base des prévisions de charges et de souscriptions de GRTgaz, les principaux termes tarifaires pourraient évoluer ainsi en 2009 :

	Fourchette termes tarifaires Souscriptions fermes (€/ MWh / j / an)
Entrées gaz H (Dunkerque, Obergailbach, Taisnières H)	90 - 100
Entrée Taisnières B	65 - 75
Entrée Terminaux Méthaniers	85 - 95
Liaison Nord -> Sud	200
Liaison Sud -> Nord	150
Interface GRTgaz-TIGF	75
Sortie du réseau principal	65 - 75
Entrée Stockage	13 - 18
Sortie Stockage	3 - 4
Transport Régional	47-53
Livraison clients industriels	21-24
Livraison PITD	24-27

2 Prévisions d'évolution du tarif pour TIGF

Les premières analyses des éléments transmis par TIGF font apparaître, en euros courants, une hausse de l'ordre de 20 % des charges totales (charges de capital et charges nettes d'exploitation) de l'opérateur en 2009 par rapport aux charges couvertes par le tarif en vigueur (moyenne 2007-2008).

Cette hausse est liée à la forte augmentation des investissements, qui se traduit par une hausse de 22 % des charges de capital, à règles tarifaires inchangées. En 2009, les charges d'exploitation nettes augmenteraient de 18 % par rapport à la valeur moyenne retenue pour 2007-2008, du fait principalement de l'évolution de la réglementation en matière de sécurité et d'exploitation des réseaux (arrêté « multifluides ») et de la forte hausse du poste énergie.

La hausse des charges pour la période 2010-2012 serait, en euros courants, de l'ordre de 8 % par an en moyenne.

Les souscriptions de capacités sur la même période évoluent également à la hausse mais ne permettent pas de compenser en totalité l'augmentation des charges.

Des premières simulations tarifaires ont été menées après analyse des prévisions transmises par TIGF, avec les hypothèses suivantes :

- termes tarifaires à l'interface avec GRTgaz fixés à 75 €/ MWh / j / an dans les deux sens ;
- les calculs sont effectués sur la base d'un portefeuille-type sur la période 2009-2012.

Ces simulations montrent que pour un expéditeur moyen, le coût d'acheminement pour un portefeuille de souscriptions équivalentes, augmenterait en moyenne d'environ 8 % en 2009 et de l'ordre de 5 % par an sur 2010-2012.

Estimation de barème tarifaire de TIGF

La majeure partie des investissements de TIGF concerne le réseau principal. La CRE envisage donc d'augmenter plus fortement les termes tarifaires relatifs au réseau principal que ceux relatifs au réseau régional. Après analyse des éléments transmis par TIGF, la CRE estime que les principaux termes tarifaires pourraient évoluer ainsi pour 2009:

- un terme d'interface GRTgaz-TIGF à 75 Euros ;
- un terme d'entrée à Biriadou et Larrau de 90 -100 Euros ;
- une augmentation d'environ 6 % pour les autres termes tarifaires.

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, **au plus tard le 6 Juin 2008** :

- par courrier électronique, à l'adresse suivante : webmestre@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 2, rue du Quatre Septembre - F-75084 Paris Cedex 02 ;
- en s'adressant à la Direction des infrastructures et réseaux et de gaz: + 33.1.44.50.42 12 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Une synthèse des contributions sera publiée par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi. A la demande des contributeurs, la confidentialité et / ou l'anonymat des informations seront garantis.

Les parties intéressées sont notamment invitées à répondre aux questions suivantes :

QUESTIONS RELATIVES AU CADRE DE REGULATION

1. *Êtes-vous favorable à un allongement de la période tarifaire ? Une période de 4 ans vous paraît elle adaptée ?*
2. *Que pensez-vous du principe de régulation incitative des GRT ?*
3. *Concernant la qualité de service, avez-vous des commentaires sur la liste envisagée d'indicateurs faisant l'objet d'un suivi et ceux faisant l'objet d'une incitation financière ? Avez-vous des propositions complémentaires pour les deux catégories d'indicateurs ?*

QUESTIONS A CARACTERE FINANCIER

4. *Pensez-vous que le taux de rémunération des actifs pour le transport de gaz naturel en vigueur soit approprié, compte tenu des caractéristiques et du niveau de risque lié à cette activité ?*
5. *Que pensez-vous des demandes des GRT relatives aux modalités de calcul de la BAR ?*
6. *Que pensez-vous de la proposition d'évolution du régime d'incitation à l'investissement dans les réseaux de transport de gaz ?*

QUESTIONS RELATIVES À LA STRUCTURE TARIFAIRE

7. *Que pensez-vous de l'ordre de grandeur des termes tarifaires envisagés pour la liaison Nord-Sud et l'interface Sud-TIGF ?*
8. *Que pensez-vous de la mise en place d'un système de nominations entre la zone Nord et la zone Sud ? Avez-vous des propositions complémentaires à formuler pour faciliter la mise en place de ce système de nominations ?*
9. *Que pensez-vous du nouveau schéma d'interface transport-stockage sur le réseau de GRTgaz, à compter du 1^{er} avril 2009 ?*
10. *Que pensez-vous de l'égalisation des termes tarifaires aux PITS, sur le réseau de GRTgaz, à compter du 1^{er} avril 2009 ?*
11. *Que pensez-vous de la répartition entre la liaison Nord vers Sud et l'injection au PITS « Atlantique » des capacités rendues fermes par l'émission de gaz à Montoir ?*

12. *Avez-vous des commentaires sur les règles d'attribution des capacités aux points d'entrée depuis les terminaux méthaniers ?*
13. *Que pensez-vous des propositions concernant les termes d'entrée sur le réseau de transport depuis les terminaux méthaniers ? Que pensez-vous du principe d'introduction d'un test économique pour les terminaux méthaniers ?*
14. *Êtes-vous favorable à la proposition de limiter la commercialisation de capacités interruptibles aval aux PITD aux seuls cas où elle est strictement nécessaire ?*
15. *Que pensez-vous du schéma proposé par GRTgaz pour faciliter l'accès des industriels aux PEG ?*
16. *Avez-vous des commentaires sur les prévisions des GRT et les estimations de barèmes tarifaires figurant dans le présent document ?*
17. *Avez-vous d'autres remarques ou commentaires concernant le tarif actuellement en vigueur ou les évolutions envisagées pour les nouveaux tarifs ?*